Handbuch Energiemanagement

Wirtschaft · Recht · Technik

Herausgeber

Prof. Dr.-Ing. Hans-Peter Beck
Vizepräsident und Institutsdirektor
Technische Universität Clausthal
Vorsitzender des Vorstandes
Energie-Forschungszentrum Niedersachsen, Goslar

Dr.-Ing. Jörg Buddenberg
Leiter der Abteilung Umwelttechnologie
EWE Aktiengesellschaft Oldenburg

Dr. jur. Eberhard Meller
Hauptgeschäftsführer BDEW a. D.
Berlin

Prof. Dr. rer. nat. Carsten Salander
Technische Universität Clausthal

Beirat

Prof. Dr. Dr. h.c. H.-Jürgen Appelrath, Universität Oldenburg
Jan Fuhrberg-Baumann, Stadtwerke Leipzig Netz GmbH
Dr.-Ing. Ralf Karpowski, Dortmunder Energie- und Wasserversorgung GmbH
Dr. rer. pol. Guido Knott, E.ON AG, Düsseldorf
Dr.-Ing. Arnd Kornatz, Stadtwerke Düsseldorf Netz GmbH
Dr.-Ing. Manfred Mach, Technische Universität Berlin
Josef Nelles, E.ON Energie AG, München
Dr. rer. nat. Bärbel Poppinga, Vattenfall Europe Nuclear Energy GmbH
Dipl.-Ing. Johannes Schmiesing, E.ON Avacon AG, Braunschweig
Prof. Dr. jur. Wolfgang Straßburg, Essen
Prof. Dr. rer. nat. Bruno Thomauske, RWTH Aachen

Band 1 bis 4, Stand Juni 2012

EW Medien und Kongresse GmbH
Frankfurt am Main | Berlin

Für **Anregungen, Hinweise und Fragen** steht Ihnen die Redaktion zur Verfügung

Technik, Wissenschaft und Allgemeines
Dipl.-Ing. Cornelia Haaß-Ropeter
Am Rollberg 1
38678 Clausthal-Zellerfeld

Telefon 0 53 23 / 94 80 93
E-Mail cornelia@haass.de

Recht und Umwelt, Allgemeines
Ass. jur. Wolfgang Dietze
Energieforschungszentrum Niedersachsen
Fachbereich Atom- und Energierecht
Am Stollen 19
38640 Goslar

Telefon 0 53 21 / 68 55 – 1 76
E-Mail wolfgang.dietze@efzn.de

www.handbuch-energiemanagement.de

ISBN 978-3-8022-0778-5

copyright
EW Medien und Kongresse GmbH, Frankfurt am Main

Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der engen Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne Zustimmung des Verlages unzulässig und strafbar. Das gilt vor allem für Veröffentlichungen in irgendeiner Form (Fotokopie, Mikrokopie oder ein anderes Verfahren), Übersetzungen und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

Verlag
EW Medien und Kongresse GmbH
Kleyerstr. 88
60326 Frankfurt am Main

So erreichen Sie den Verlag
Telefon 069.7104687–3 18
E-Mail vertrieb@ew-online.de
Internet http://www.ew-online.de

Nr.	Beitrag	letzte Änderung	Verfasser
Band 1			
100	**Übersichten**		
101	Gliederungsübersicht	2009-02	
110	Geleitwort	2009-02	
120	Vorwort der Herausgeber	2004-08	
130	Die Herausgeber	2009-02	
140	Der Beirat	2010-12	
150	**Allgemeine Verzeichnisse**		
160	Die Autoren	2012-06	
170	Abkürzungsverzeichnis	2007-12	
180	Stichwortverzeichnis	2008-09	
300	**Technische Verzeichnisse**		
301	SI-Basiseinheiten und SI-Vorsätze	2005-09	
310	Formel- und Einheitenverzeichnis	2007-03	
400	**Literatur**		
401	Literaturempfehlungen	2008-03	
1000	**ENERGIE UND ENERGIERESSOURCEN**		
1011	Energie und Umwelt – Grundlagen unseres Lebens	2005-12	Kind
1101	Erdöl	2009-02	Pohl / Winkler
1103	Aufbau des Erdöls	2010-12	Pohl / Winkler
1104	Förderung des Erdöls	2010-12	Pohl / Winkler
1105	Rohstofftransport	2010-12	Pohl / Winkler
1200	**Kernbrennstoffe**		
1201	Natururan-Versorgung	2006-12	Barthel
1210	Transmutation langlebiger radioaktiver Abfallprodukte	2012-06	Thomauske / Kettler
1400	**Regenerative Ersatzbrennstoffe**		
1403	Energie im Abfall	2000-12	von Dierkes / Böhme / Bruch
1410	Biomassenutzung aus Land- und Forstwirtschaft	2009-05	Plieninger / Bens / Hüttl
1500	**Erneuerbare Energieträger**		
1510	Zur Energiewirtschaft des ländlichen Raumes	2010-04	Fratzscher

Nr.	Beitrag	letzte Änderung	Verfasser
2000	**RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DEN UMGANG MIT ENERGIE**		
2200	**Anteile der einzelnen Energiequellen an der Stromerzeugung**		
2202	Globale Energie- und CO_2-Szenarien	2010-12	Groß / Kuckshinrichs / Wagner
2300	**Energievorräte**		
2303	Perspektiven der Weltenergieversorgung	2000-09	Hilligweg
2500	**Energiebedingte Umweltprobleme**		
2520	Umweltverträglichkeitsuntersuchung von Offshore-Windenergieparks in der deutschen Nord- und Ostsee – Ein Baustein zum Coastal-Energy-Management	2001-03	Runge
3000	**ENERGIEPOLITIK**		
3100	**Globale Aspekte der Energiepolitik**		
3101	e8-Inititative – Engagement der Stromwirtschaft für globalen Umweltschutz und nachhaltige Entwicklung in Entwicklungsländern	2007-06	Straßburg
3102	Die Internationale Atomenergie-Organisation (IAEO) – Geschichte, Struktur, Aufgaben	2007-09	Sandtner
3103	Instrumente zur Förderung von Windenergie – Ein Ländervergleich(Stand 2006)	2006-06	Hilligweg / Weise
3300	**Nationale Energiepolitik**		
3303	Energiepolitik in der Bundesrepublik Deutschland von 1946 bis 2000	2000-12	Czakainski
3311	Unbundling – Liberalisierung der Energiemärkte	2006-06	Korfkamp / Hanisch
3600	**Energiepolitische Konfliktlinien**		
3610	Der deutsche Atomausstieg und seine Folgen für eine zukünftige Elektrizitätsversorgung	2002-10	Beck / Salander
4000	**ENERGIEWIRTSCHAFT**		
4100	**Ökonomische Aspekte der Versorgung mit fossilen Energieträgern**		

Nr.	Beitrag	letzte Änderung	Verfasser
4102	Deutscher Steinkohlenmarkt – Jahresrückblick 2007	2008-09	Gutberlet / Hilligweg
4103	Braunkohle 2007	2009-02	Maaßen
4300	**Ökonomische Aspekte der Nutzung erneuerbarer Energien**		
4301	Netzausbau auf der Grundlage des EEG	2007-09	Schmiesing
4500	**Elektrizitäts- und Gaswirtschaft**		
4501	Anreizregulierung	2007-12	Schunk
4502	Ausgangsniveau der Anreizregulierung	2009-05	Weyer / Reinicke
4510	Der regulierte Netzzugang – Strom und Gas	2010-12	Pongé / Kornatz
4600	**Energienachfragesteuerung**		
4601	(Re-) Kommunalisierung der Energieversorgung	2011-12	Lormes

Band 2

5000	**ENERGIERECHT**		
5200	**Gemeinschaftsrechtliche Regelungen**		
5201	EE-Zertifikate. Ein neues Instrument in den dänischen Umweltbestimmungen des Elektrizitätsversorgungssektors aus europarechtlicher Perspektive	2002-04	Mortensen
5300	**Bundesrechtliche Regelungen**		
5301	Das Energiewirtschaftsgesetz 2005	2005-09	Brandt
5303	Verfassungskonformität von Abnahme- und Vergütungsverpflichtungen nach dem EEG	2001-06	Reshöft
5306	Die Genehmigung von Anlagen zur Stromerzeugung aus Biomasse und Fernwärmeleitungen	2006-12	Gaßner / Pippke
5308	Rechtliche Vorgaben für oberflächennahe geothermische Wärmeanlagen	2006-12	Sanden
5500	**Speziell: Atomrecht**		
5501	Atomrecht	2012-06	Straßburg
5503	Haftung und Versicherung	2000-09	Hintsches / Jörissen
5505	Atomausstieg durch Elektrizitätsmengenbegrenzung	2003-02	Böhm

Nr.	Beitrag	letzte Änderung	Verfasser
6000	**ENERGIEVEREDELUNG**		
6200	**Grundlagen der Energieveredelungsprozesse**		
6244	Die thermonukleare Fusion	2002-12	Koslowski
6300	**Energie aus fossilen Brennstoffen**		
6311	Moderne Braunkohlenverstromung	2007-06	Heithoff
6312	Steinkohlekraftwerke	2010-12	Lohner
6400	**Regenerative Energie**		
6412	Brennstoffzellen – Stand und Einsatzmöglichkeiten	2006-03	Temming / Wagner
6441	Faulgas in Kläranlagen	2001-10	Adam
6462	Techniken zur Nutzung der Energie im Abfall	2001-06	von Dierkes / Böhme / Bruch
6463	Techniken zur thermischen Behandlung von unaufbereitetem Abfall	2002-01	von Dierkes / Böhme / Bruch
6481	Repowering von Windenergieanlagen – Aktuelle Entwicklung	2006-03	Runge
6500	**Mechanische Energie**		
6512	Kleines Wasserkraftwerk	2007-03	Wagner
6552	Pumpspeicherkraftwerke	2007-03	Wagner / Hänßler
6600	**Thermische Energie**		
6611	Erdwärmenutzung	2007-09	Häfner / Wagner
6700	**Kernenergie**		
6701	Physikalisch-technische Grundlagen der Kernenergienutzung	2005-05	Faber
6710	Der nukleare Brennstoffkreislauf	2004-11	Salander
6711	Urananreicherung	2006-09	Meyer-Kretschmer / Krey
6712	Brennelemente für Leichtwasserreaktoren	2008-03	Weber
6713	Plutonium – Grundlagen der Nutzung	2005-09	Stoll
6714	Reaktorsicherheit	2000-08	Hicken
6762	Fusionsreaktoren	2002-12	Koslowski
6800	**Elektrische Energie**		
6810	Grundlagen der Spannungsqualität in elektrischen Netzen	2006-09	Schlabbach
6820	Definition der Spannungsqualität	2006-09	Schlabbach

Nr.	Beitrag	letzte Änderung	Verfasser
Band 3			
7000	**ENERGIEVERTEILUNG UND -SPEICHERUNG**		
7100	**Nahwärme/Fernwärme**		
7112	Energieversorgung mit Fernwärme	2001-10	Wittkamp
7113	Die energiewirtschaftliche Bedeutung der Fernwärme im Stromwettbewerb	2003-02	Ebeling /Kranz
7300	**Elektrische Netze**		
7305	Bedeutung, Aufbau und Entwicklung elektrischer Netze	2007-06	Schmiesing
7315	Netzanbindung von Offshore-Windenergieparks	2005-12	Oswald
7316	Netzanschluss von Windenergieanlagen; Netzrückwirkungen, Bewertung, Netzbetrieb	2011-12	Schlabbach
7321	Kabel für die Übertragung elektrischer Energie	2004-11	Wiznerowicz
7341	Mittelspannungnetzkosten und Versorgungszuverlässigkeit	2010-04	vom Felde
7342	Das Konzept der dezentralen Spannungsregelung	2011-12	Schmiesing
7345	Identifizierung von Knotenlasten zur prozessbegleitenden Lastflusssimulation von Mittelspannungsnetzen	2007-12	Beck / zum Hingst / Wehrmann
7500	**Gastransport und -verteilung**		
7501	Das System der Erdgasversorgung	2002-12	Homann / Wernekinck
7502	Prozessbegleitende Gasverteilnetzsimulation bei nicht vollständiger Messinfrastruktur	2008-03	Beck / Schröder / Wehrmann
7600	**Gasspeicherung**		
7601	Druckluftspeicherung	2002-10	Barth
7602	Bedeutung der Gasspeicher im Gasmarkt	2002-12	Homann / Klafki
8000	**ENERGIEANWENDUNG**		
8300	**Mechanische Energie**		
8311	Verbrennungsmotoren	2000-12	Merker / Krause
8312	Verbrennungskraftmaschinen	2002-12	Freitag

Nr.	Beitrag	letzte Änderung	Verfasser
8400	**Elektrische Antriebe**		
8410	Elektrische Antriebe	2002-06	Beck
9000	**ENERGIEMANAGEMENT UND -PLANUNG**		
9100	**Betriebswirtschaftliches Energiemanagement**		
9102	Betriebliches Management von Blockheizkraftwerken (BHKW)	2000-09	Adam
9103	Wertorientiertes Energiemanagement	2000-09	Figge / Schaltegger
9200	**Vertrags- und Kooperationsformen**		
9203	Kooperationsformen auf dem Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung des Anlagen-Contracting	2007-12	Schenk-Mathes / Pogoda-Urbanski
9204	Netzcodes	2009-02	Kreye
9300	**Planung in der Energiewirtschaft**		
9301	Rückwirkungen von vermehrter Kraft-Wärme-Kopplung auf die ungekoppelte Stromerzeugung	2009-05	Beer / von Roon
9400	**Energiekonzepte**		
9403	Erstellung und Umsetzung von Energiekonzepten – Möglichkeiten des Einsatzes von Geo-Informationssystemen	2000-09	Busch / Roosmann
9500	**Rationelle Energienutzung**		
9510	Das virtuelle Kraftwerk – Option für Verteilnetzbetreiber im anreizregulierten Energiemarkt	2007-06	Maubach / Schmidt
9800	**Energiehandel**		
9805	Finanzdienstleistungen für die Ware Strom: Beschaffung und Risikoabsicherung an einer Strombörse	2004-08	Menzel
10000	**ENERGIEINFORMATIK**		
10010	Energieinformatik – Einführung und Übersicht	2001-03	Elzer

Nr.	Beitrag	letzte Änderung	Verfasser
10100	**Informationstechnik in der Unternehmensführung**		
10110	Informations- und Prozessmanagement	2001-03	Lindwedel / Maicher / Schwarze
10200	**Betriebsführung in der Elektrizitätsversorgung**		
10210	Energiemanagementsysteme – Technologie und Realisierung	2001-03	Zinser
10211	Energiemanagement im Energiepark Clausthal	2007-03	Beck / zum Hingst / M'Buy / Wehrmann
10220	Informationssysteme für Betriebsführung und Management	2001-03	Handschin
10400	**Leittechnik in Energiesystemen**		
10410	Leittechnik in Energiesystemen. Übersicht	2001-03	Elzer
10450	Mensch-Maschine-Schnittstelle	2010-04	Elzer
10510	Informationstechnik in der Energiewirtschaft	2010-12	Appelrath / González
10610	Das Common Information Model CIM – IEC 61970 und 61968	2010-12	Uslar
10620	Demand Side Management und Demand Response	2011-12	Sonnenschein / Rapp / Bremer
10630	Smart Grids aus IT-Sicht und ihre Einbettung in nationale und internationale Frameworks	2010-12	Mayer / Rohjans

Band 4

11000	**VORSCHRIFTEN**		
11200	**EU-Energierecht**		
11220	RL 2003/54/EG (Elektrizitätsbinnenmarkt)	2007-09	
11225	RL 2003/55/EG (Erdgasbinnenmarkt)	2006-03	
11230	RL 2001/77/EG (Förderung Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen)	2002-04	
11260	RL 2003/30/EG (Förderung Biokraftstoffe im Verkehrssektor)	2006-06	

Nr.	Beitrag	letzte Änderung	Verfasser
11270	RL 2006/32/EG (Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen)	2007-06	
11300	**Bundes-Energierecht**		
11310	**Gesetze**		
11311	Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)	2010-04	
11312	Gesetz über die Bundesnetzagentur	2005-09	
11313	Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts (2. EnergieNeuRG)	2005-09	
11317	Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)	2009-05	
11318	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)	2007-03	
11325	Energieeinsparungsgesetz (EnEG)	2006-06	
11326	Energieverbrauchskennzeichnungsgesetz (EnVKG)	2007-03	
11330	Energiesicherungsgesetz (EnSG)	2008-03	
11350	Atomgesetz (AtG)	2008-09	
11400	**Verordnungen**		
11401	Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV)	2010-04	
11402	Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV)	2010-04	
11403	Stromgrundversorgungsverordnung (StromGVV)	2006-12	
11404	Niederspannungsanschlussverordnung (NAV)	2006-12	
11410	Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV)	2008-09	
11411	Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV)	2008-09	
11412	Gasgrundversorgungsverordnung (GasGVV)	2006-12	
11413	Niederdruckanschlussverordnung (NDAV)	2006-12	
11420	Anreizregulierungsverordnung (ARegV)	2009-05	
11450	Biomasseverordnung (BiomasseV)	2006-12	
11460	Seeanlagenverordnung (SeeAnlV)	2008-03	
11600	**Flankierendes Recht**		
11610	**Wettbewerbsrecht**		
11611	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB)	2008-03	

Nr.	Beitrag	letzte Änderung	Verfasser
11620	**Konzessionsabgabenrecht**		
11621	Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas (Konzessionsabgabenverordnung – KAV)	2006-12	
11630	**Steuerrecht**		
11631	RL 2003/96/EG (Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom)	2006-09	
11635	Gesetz zur Neuregelung der Besteuerung von Energieerzeugnissen und zur Änderung des Stromsteuergesetzes (EErzeugBestNeurG) [Auszug]	2006-09	
11636	Energiesteuergesetz (EnergieStG)	2007-03	
11637	Stromsteuergesetz (StromStG)	2007-03	
11638	Biokraftstoffquotengesetz (BioKraftQuG)	2007-03	
11650	**Klimaschutz**		
11651	RL 2003/87/EG (Treibhausgasemissionszertifikate)	2007-09	
11655	Projekt-Mechanismen-Gesetz (ProMechG)	2007-09	
11656	Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG)	2007-09	
11657	Zuteilungsgesetz 2012 (ZuG 2012)	2007-09	
12000	**RECHTSPRECHUNG**		
12200	**Europäischer Gerichtshof**		
12220	Nr. 1: Abnahme- u. Vergütungsverpflichtungen EE-Strom, keine staatliche Beihilfe	2001-06	
12220	Nr. 2: Besteuerung eingeführten Stroms	2002-10	
12310	**Bundesverfassungsgericht**		
12310	Nr. 1: Keine Verletzung der gemeindlichen Selbstverwaltungsgarantie durch Unentgeltlichkeit der Nutzungsberechtigung nach § 50 Abs. 1 S. 1 TKG	2002-01	
12310	Nr. 2: Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts: Antrag auf Erlass einer einstweiligen Anordnung	2002-01	

Nr.	Beitrag	letzte Änderung	Verfasser
12310	Nr. 3: Gesetz zu Neuregelung der Energiewirtschaft, Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen: Antrag auf Erlass einer einstweiligen Anordnung	2002-10	
12311	Endlagerung radioaktiver Abfälle; „Schacht Konrad“ Verfassungsbeschwerde gegen Zulassung	2008-09	
12320	**Bundesverwaltungsgericht**		
12320	Nr. 1: Stilllegung eines Kernkraftwerks	2002-10	
12321	„Schacht Konrad“	2007-06	
12330	**Bundesgerichtshof**		
12330	Nr. 1: Konzessionsvertrag, Endschaftsklausel	2002-04	
12410	**Verfassungsgerichte der Länder**		
12423	Nr. 1: VGH Sachsen; Nichtigkeit des sächsischen Heuersdorf-Gesetzes	2002-10	
12430	**Oberverwaltungsgerichte**		
12431	OVG Lüneburg; „Schacht Konrad“	2007-06	
12530	**Landgerichte**		
12531	LG Düsseldorf; zu § 20 Abs. 1 GWB (Stromlieferungsverträge)	2002-01	
12532	LG Mannheim; zu §§ 1, 16 GWB (Unwirksamkeit von wettbewerbsbeschränkenden Maßnahmen in langfristigen Stromlieferungsverträgen)	2002-01	
12537	LG Köln; zur Unwirksamkeit eines langfristigen Gasbezugsvertrags mit Gesamtbedarfsdeckung	2002-04	
13000	**MATERIALIEN**		
13001	**Europäische Strategien**		
13005	Energiestrategie: Grünbuch der EU-Kommission	2006-06	
13006	Aktionsplan für Energieeffizienz	2007-06	
13010	Förderung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen	2006-03	
13200	**Vereinbarungen**		
13205	„Aktionsprogramm Klimaschutz“	2001-06	

Nr.	Beitrag	letzte Änderung	Verfasser
13210	Vereinbarung zum Atomausstieg zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen	2000-09	
13700	**Internet-Linksammlung**		
13710	**Institutionen/Behörden**		
13713	Europa	2006-09	
13715	Bundesebene	2006-09	
13717	Bundesländer	2006-12	
13720	**Energieagenturen**	2006-12	
13730	**Forschung/Institute**		
13732	Energie-/Technologieforschung Allgemein	2010-12	
13734	Regenerative Energien	2006-12	
13736	Wirtschaftsforschung	2006-12	
13738	Umweltforschung	2006-12	
13750	**Energieversorgungsunternehmen**		
13753	Übertragungs-Netzbetreiber Elektrizität	2006-12	
13770	**Organisationen/Vereine/Verbände**		
13771	Energie Allgemein	2009-02	
13772	Fossile Energiewirtschaft	2007-12	
13774	Regenerative Energiewirtschaft	2007-12	
13776	Kommunale Spitzenverbände	2006-12	
13778	Industrie	2006-12	
13779	Sonstige	2006-12	

Gliederungsübersicht

Mit dem im VWEW-Verlag erscheinenden *Handbuch Energiemanagement* (HbE) wird das ehrgeizige Ziel verfolgt, einerseits einen umfassenden Überblick und andererseits fachspezifische Vertiefungen zu aktuellen Entwicklungen des Energiesektors im Spannungsfeld Wissenschaft, Technik, Wirtschaft und Recht zu liefern. Der Umfang, die Komplexität und die vielfältigen Ausprägungsformen des Themenfeldes bedingen für einen handhabbaren Abdruck jedoch eine Auswahl.

Die Gliederungsübersicht wurde dabei so gestaltet, dass der Energiesektor möglichst umfassend dargestellt werden kann. Gleichwohl ist das Handbuch auf eine ständige Aktualisierung und Ergänzung angelegt und soll damit zugleich als Anreiz dienen, die noch nicht mit Beiträgen unterlegten Gliederungspunkte auszufüllen.

Die Gliederungsstruktur des HbE bietet somit ein offenes, flexibles und dynamisches Angebotsspektrum. Für dessen Ausfüllung engagieren sich Herausgeber, Beirat, Verlag und Redaktion und möchten dabei auch auf Interessen, Anregungen und Wünsche der Leser eingehen!

Ihre Themen- und Autorenvorschläge nimmt die Redaktion daher gern entgegen! Als Ansprechpartner in der Redaktion stehen Ihnen zur Verfügung:

Technik, Wissenschaft und Allgemeines
Dipl.-Ing. Cornelia Haaß-Ropeter
Am Rollberg 1
38678 Clausthal-Zellerfeld
Telefon 0 53 23 / 92 27 84
E-Mail cornelia@haass.de

Recht und Umwelt, Allgemeines
Dipl.-Umweltwiss. Andreas Heck M.S.E.L.
Auf dem Sande 18
31609 Balge-Mehlbergen (Nienburg/Weser)
Telefon 0 50 21 / 9 17 96 78
E-Mail andreas.heck@susar-online.de

Band 1

100 Geleit- und Vorwort, Übersichten
101 Gliederungsübersicht
110 Geleitwort
120 Vorwort der Herausgeber
130 Vorstellung der Herausgeber
140 Beiratsmitglieder
160 Autorenverzeichnis
170 Abkürzungsverzeichnis
180 Stichwortverzeichnis

300 Technische Verzeichnisse
301 SI-Basiseinheiten und SI-Vorsätze
310 Formel- und Einheitenverzeichnis

400 Literatur

1000 Energie und Energieressourcen
1100 Fossile Brennstoffe
1200 Kernbrennstoffe
1300 Ersatzbrennstoffe
1400 Regenerative Ersatzbrennstoffe
1500 Erneuerbare Primärenergien
1600 Sekundärenergieträger
1700 Förderung
1800 Aufbereitung

2000 Rahmenbedingungen für den Umgang mit Energie
2100 Anteile der einzelnen Energiequellen am Primärenergieverbrauch
2200 Anteile der einzelnen Energiequellen an der Stromerzeugung
2300 Energievorräte
2400 Energiebedarf
2500 Energiebedingte Umweltprobleme
2600 Potenziale und Zielwerte
2700 Organisation der Energieversorgung

3000 Energiepolitik
3100 Globale Aspekte der Energiepolitik
3200 Energiepolitik der EU
3300 Nationale Energiepolitik
3400 Kommunale Energiepolitik
3500 Aus- und Weiterbildung im Energiebereich
3600 Energiepolitische Konfliktlinien
3700 Technikbewertung

4000 Energiewirtschaft
4100 Ökonomische Aspekte der Versorgung mit fossilen Energieträgern

4200 Ökonomische Aspekte der Nutzung der Kernenergie
4300 Ökonomische Aspekte der Nutzung erneuerbarer Energien
4500 Elektrizitäts- und Gaswirtschaft
4600 Mechanismen der Energienachfragesteuerung

Band 2

5000 Energierecht
5100 Gemeinschafts-, Bundes- und Landeskompetenzen auf dem Gebiet des Energierechts
5200 Gemeinschaftsrechtliche Regelungen
5300 Bundesrechtliche Regelungen
5400 Landesrechtliche Regelungen
5500 Speziell: Atomrecht
5600 Speziell: Wasserrecht
5700 Zukünftige Entwicklungen im Energierecht

6000 Energieveredelung
6100 Überblick, Gesamtdarstellung
6200 Grundlagen der Energieveredelungsprozesse
6300 Energie aus fossilen Brennstoffen
6400 Regenerative Energie
6500 Mechanische Energie
6600 Thermische Energie
6700 Kernenergie
6800 Elektrische Energie

Band 3

7000 Energieverteilung und -speicherung
7100 Nahwärme/Fernwärme
7200 Wasserversorgung

7300 Elektrische Netze
7400 Elektrische Energiespeicher
7500 Gastransport und -verteilung
7600 Gasspeicherung

8000 Energieanwendung
8100 Niedertemperaturwärme/Heizung/Kühlung
8200 Prozessenergie
8300 Mechanische Energie
8400 Elektrische Antriebe
8500 Lichttechnik

9000 Energiemanagement und -planung
9100 Betriebswirtschaftliches Energiemanagement
9200 Vertrags- und Kooperationsformen
9300 Planung der Energiewirtschaft
9400 Energiekonzepte
9500 Rationelle Energienutzung
9600 Öko-Audit in Energieversorgungsunternehmen
9700 Energiebilanzen
9800 Energiehandel
9900 Energiekommunikation

10 000 Energieinformatik
10 100 Informationstechnik in der Unternehmensführung
10 200 Betriebsführung in der Elektrizitätsversorgung
10 300 Betriebsführung in der Gas-, Öl- und Wärmeversorgung
10 400 Leittechnik in Energiesystemen
10 500 Grundlagen der Automatisierung von Energiesystemen
10 600 Informationstechnik für Planung, Bau und Instandhaltung von Energiesystemen

Band 4

11 000 Vorschriften
11 100 Supranationales Energierecht
11 200 EU-Energierecht
11 300 Bundes-Energierecht
11 600 Flankierendes Recht
11 610 Wettbewerbsrecht
11 620 Konzessionsabgabenrecht
11 630 Steuerrecht
11 650 Klimaschutz

12 000 Rechtsprechung
12 100 Internationaler Gerichtshof
12 200 Europäischer Gerichtshof
12 300 Bundesgerichte
12 400 Andere Gerichte

13 000 Materialien
13 001 Europäische Strategien
13 200 Vereinbarungen
13 700 Internet-Linksammlung
13 710 Institutionen/Behörden
13 720 Energieagenturen
13 730 Forschung / Institute
13 750 Energieversorgungsunternehmen
13 770 Organisationen/Vereine/Verbände

Geleitwort des BDEW

Zehn Jahre nach der Liberalisierung der Energiemärkte ist die deutsche Energiewirtschaft erneut einem dramatischen Wandel unterworfen. Bewährte Geschäftsmodelle müssen aufgegeben werden. Gewachsene Organisationen werden aufgebrochen. Neue Unternehmensstrukturen müssen gefunden werden. Anreizregulierung, Dezentralisierung, Integration sind drei Begriffe, die die Spannweite des Strukturwandels beschreiben.

Für die Unternehmen der Energiewirtschaft sind damit große Herausforderungen verbunden und ihre Mitarbeiter müssen sich innerhalb kurzer Zeit auf die neuen Anforderungen einstellen, die vom Markt und von der Politik auf sie zukommen. Betriebsabläufe müssen so umgestaltet werden, dass sie den zahlreichen neuen gesetzlichen Regelungen entsprechen. Und Geschäftsführer und Unternehmensleitungen müssen sich immer mehr mit Themen beschäftigen, die bislang nicht zum täglichen Repertoire gehörten.

Mit den Erneuerbaren Energien ist ein neuer Spieler auf dem energiewirtschaftlichen Feld aufgetaucht. So neu ist er eigentlich nicht, denn schon immer haben die deutschen Energieunternehmen auch auf regenerative Energiequellen zurückgegriffen. Doch der politisch gewollte massive Ausbau stellt die etablierten Energieträger vor neue Probleme. Die forcierte Integration von Wind- und Sonnenenergie in die vorhandenen Strukturen bedeutet für die Energieunternehmen neue Herausforderungen. Nicht immer hält der Gesetzgeber mit dem, was die Politik will, konkret Schritt. Oft genug werden die Unternehmen bei der Umsetzung des politisch Gewollten in die betriebliche

Praxis gebremst durch unklare oder fehlende Vorschriften. Der vorhandene Rechtsrahmen ist in Deutschland in vielen Punkten nicht mit dem konsistent, was die Politik von den Unternehmen fordert.

Das „Handbuch Energiemanagement" gibt Hilfestellungen bei der Umsetzung der rechtlichen und technischen Anforderungen in die betriebliche Praxis. Es orientiert sich an den Bedürfnissen des Energiemanagers vor Ort. Fachleute aus Energiewissenschaft, Energierecht, Energiewirtschaft und Energieforschung erläutern wirtschaftliche, rechtliche und technische Hintergründe und helfen so dem Energiemanager, die vielfältigen Anforderungen, mit denen er bei seiner täglichen Arbeit konfrontiert ist, zu bewältigen. Das breite Themenspektrum des Handbuchs macht es für jeden Verantwortlichen in der Energiewirtschaft zu einem unverzichtbaren Nachschlagewerk.

Konzipiert als Loseblattsammlung, kann das Handbuch ständig auf den neuesten Stand gebracht werden. Die neue Rechtsprechung kann ebenso schnell eingearbeitet werden wie neue gesetzliche Vorschriften. Neueste Innovationen auf technischem Gebiet können ebenso schnell berücksichtigt werden wie neue energiepolitische Positionspapiere von Parteien und europäischen Behörden. Das „Handbuch Energiemanagement" ist nicht nur unverzichtbares Arbeitsmittel für Verantwortliche in der Energiewirtschaft. Wegen seines umfangreichen Faktenteils und seiner umfassenden Darstellung aller energiewirtschaftlichen, energietechnischen und energierechtlichen Fragen kann es auch in Behörden, kommunalen Verwaltungen, Forschungseinrichtungen ein wertvolles Hilfsinstrument für die tägliche Praxis sein.

Hildegard Müller

Vorsitzende der BDEW-Hauptgeschäftsführung
und Mitglied des Präsidiums
BDEW Bundesverband der
Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

Vorwort

Die Anforderungen, die an die Beschäftigung mit dem Thema Energie zu stellen sind, haben sich in den vergangenen Jahren mehrfach verändert. Politische Vorgaben und rechtliche Rahmenbedingungen unterliegen einem so raschen Wandel, dass selbst mit Einzelaspekten Vertraute Mühe haben, die Übersicht zu behalten. Energiewirtschaftliches Handeln muss sich immer wieder auf völlig neue Bedingungen einstellen; die Ware Energie ist heiß umkämpft, Nachfrage- und Angebotsstrukturen bekommen ein neues Gesicht.

Die Erkenntnis breitet sich aus, dass der weltweit nach wie vor stark zunehmende Energiebedarf ohne größere Friktionen nur befriedigt werden kann, wenn die fossilen Energieträger deutlich effizienter eingesetzt werden, als dies bisher der Fall ist, und zudem neue Energiequellen erschlossen werden. Das Stichwort lautet hier Energieveredelung mit vielen Facetten, die von naturwissenschaftlicher Grundlagenforschung bis zu optimierten technischen Anwendungen reichen. In Konkurrenz, aber auch im Zusammenspiel von zentralen und dezentralen Versorgungsstrukturen spielen neue Formen der Energieverteilung und -speicherung, aber auch der Energieanwendung eine zentrale Rolle. Den damit verbundenen Anforderungen kann ohne Einsatz neuartiger Systeme für Management und Planung, aber auch für den Informationsaustausch nicht entsprochen werden.

Die Problemlandschaft ist also wesentlich komplexer geworden, und diese Entwicklung wird sich fortsetzen. Darauf müssen sich alle, die in professioneller Weise an Aufgaben im Energiesektor herangehen, vorbereiten.

Mit dem *Handbuch Energiemanagement* wurde deshalb ein Werk geschaffen, das mit wissenschaftlichem Anspruch, zugleich aber unmittelbar auf die Bedürfnisse der Praxis zugeschnitten Antworten auf die

Fragen geben soll, die sich im Spannungsfeld Wirtschaft – Recht – Technik stellen. Dabei geht es einmal um Basisinformationen für die jeweiligen Handlungsfelder, darüber hinaus auch um knappe, vertiefte Behandlungen von Spezialproblemen – nicht zuletzt auch immer um Beiträge, die den Bezug zu benachbarten Problembereichen herstellen und den disziplinüberschreitenden Charakter verdeutlichen, der allein eine angemessene Problembewältigung garantiert.

Das *Handbuch Energiemanagement* ist darauf angelegt, dem Benutzer rasch die benötigten Informationen zu liefern und ihn mit den jeweils relevanten Positionen vertraut zu machen. Um dies zu gewährleisten, wird er sowohl über eine ausführliche Gliederung als auch durch ein den Kapiteln vorangestelltes Abstract und ein Randnummernsystem an die benötigten Darlegungen herangeführt. Das Loseblattsystem gestattet eine dynamische Weiterentwicklung und ständige Aktualisierung gerade jener Fachgebiete, die einem schnellen Wechsel unterliegen. Weiterführende Literaturhinweise erlauben eine eigenständige Vertiefung der in dem Handbuch behandelten Fragen.

Das *Handbuch Energiemanagement* beschränkt sich bewusst nicht auf Fachbeiträge zu den relevanten Energiethemen. Vielmehr wird in Gestalt von Vorschriften, Gerichtsentscheidungen, Materialien dafür gesorgt, dass eine umfassende Arbeitsgrundlage zur Verfügung steht, die es ermöglicht, auf alle einschlägigen Fragen eine Antwort zu finden.

Für eine ausreichende Berücksichtigung der verschiedenen Disziplinen stehen auch die Herausgeber, die entsprechend ihrem beruflichen und wissenschaftlichen Hintergrund naturwissenschaftliche, ingenieurwissenschaftliche, rechts- und sozialwissenschaftliche Elemente einbringen und auf Grund ihrer eigenen Fachkompetenz in der Lage sind, für die detaillierte Bearbeitung der einzelnen Kapitel jeweils hervorragend geeignete Experten zu gewinnen.

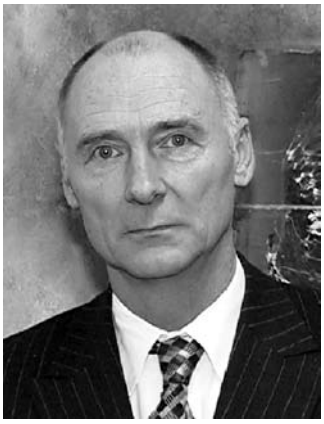
Der hohe Anspruch des Werkes lässt sich nämlich nur im intensiven Zusammenwirken von in Wissenschaft und Praxis gleichermaßen ausgewiesenen Experten einlösen. Die Autorinnen und Autoren stammen deshalb aus allen mit dem Energiethema befassten Kreisen, aus Unternehmen und Verbänden wie aus der öffentlichen Verwaltung und aus dem Hochschulbereich. Die damit notwendigerweise verbundenen unterschiedlichen, zum Teil auch gegensätzlichen Sichtweisen

werden nicht nur in Kauf genommen; sie erscheinen vielmehr bei einem so im Fluss befindlichen Themenfeld geradezu unabdingbar.

Wir hoffen, dass das Handbuch bei der Bewältigung von Problemen des Energiemanagements einen sinnvollen Beitrag zu leisten vermag. An die Benutzer richtet sich die herzliche Bitte um kritische Anmerkungen und aktuelle Hinweise, die dazu beitragen können, das *Handbuch Energiemanagement* weiterzuentwickeln und auf einem hohen fachlichen Niveau zu halten.

Clausthal-Zellerfeld, im August 2004 *Die Herausgeber*

Die Herausgeber



Prof. Dr.-Ing. Hans-Peter Beck

Prof. Dr.-Ing. Hans-Peter Beck, geboren 1947 in Ehmen/Wolfsburg, absolvierte von 1964 bis 1968 eine Lehre als Starkstromelektriker. 1969 bis 1972 schloss sich ein Studium an der Fachhochschule Wolfenbüttel und von 1972 bis 1976 ein Aufbaustudium der Elektrotechnik an der Technischen Universität Berlin an. Von 1977 bis 1981 war Beck Entwicklungsingenieur im Forschungsinstitut Berlin der AEG AG im Rahmen einer Promotion, die an der Technischen Universität Berlin abgelegt wurde. Nach einer Tätigkeit als Leiter des Laboratoriums „Neuartige Energiesysteme“ (1982–1984) und der Abteilung „Entwicklung Triebfahrzeuge“ im AEG-Geschäftsbereich Bahntechnik erfolgte 1989 die Berufung zum Universitäts-Professor für „Grundlagen der Elektrotechnik und Elektrische Energietechnik“ an der Technischen Universität Clausthal. Im Oktober 1989 begann die bis heute andauernde Leitungsfunktion als Vorstand des Instituts

für Elektrische Energietechnik. Von 1994 bis 1998 war Beck gleichzeitig Dekan/Prodekan im Fachbereich Maschinenbau, Verfahrenstechnik und Chemie der Technischen Universität Clausthal, seit 1999 ist er Prorektor und seit 2003 Vizepräsident für Forschung und Hochschulentwicklung.

Die Lehrtätigkeit umfasst derzeit die Gebiete:

- Grundlagen der Elektrotechnik
- Elektrische Energietechnik
- Energiesysteme
- Energieelektronik
- Regelung elektrischer Antriebe.

Die Forschungstätigkeit in den Bereichen

- Elektrische Umrichterantriebe großer Leistung
- Regelung von elektrischen Hochleistungsantrieben (Windgeneratoren, Walzwerkantrieben, Mühlen, Bahnantriebe)
- Energieelektronische Geräte zur Energiekonditionierung sowie deren
- Simulationstechnik

spiegelt sich in ca. 120 Veröffentlichungen und Buchbeiträge zu o. a. Themen und 30 Patenten/Patentanmeldungen wider.

Zahlreiche Vorträge auf nationalen und internationalen Tagungen, Mitgliedschaften in Fachausschüssen sowie entsprechende Gutachtertätigkeiten runden das Arbeitsgebiet ab. Seit 2004 ist Beck stellvertretender Vorsitzender der Lenkungsgruppe „Landesstrategie Brennstoffzelle“ in Niedersachsen.

Dr.-Ing. Jörg Buddenberg

Jörg Buddenberg, Jahrgang 1959, studierte Bergbau an der TU Clausthal, wo er im Jahr 1999 bei Univ.-Prof. Dr.-Ing. W. Knissel promoviert wurde. Nach seiner Promotion war er in der internationalen Erdöl- und Erdgasgewinnung bei der DEMINEX GmbH und später der Veba Oil & Gas GmbH tätig. Tätigkeitsschwerpunkte waren die Bewertung von Erdöl- und Erdgasvorhaben, die Unternehmensstrategie und Unternehmensplanung sowie die Leitung ausländischer Tochtergesellschaften. Von 2001 bis 2003 war er Geschäftsführer der Niedersächsischen Energie Agentur GmbH und dort mit Fragestellungen aus dem Bereich der erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz befasst. Seit 2004 leitet er bei der EWE Aktiengesellschaft die Abteilung Umwelttechnologie.

Dr. jur. Eberhard Meller

Eberhard Meller, Jahrgang 1945, studierte politische Wissenschaften und Jura an den Universitäten Heidelberg, Berlin, Lausanne und Genf. Der Volljurist begann seinen Berufsweg 1975 als Referent in der Energieabteilung des Bundeswirtschaftsministeriums. 1978 wechselte Meller zur internationalen Energieagentur (IEA), Paris. Ab 1983 arbeitete er für den Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI): Zuerst leitete er dort die Abteilung „Umweltpolitik", 1991 übernahm er die Vertretung des BDI bei der Europäischen Union in Brüssel. Von 1998 bis 2008 war Meller Hauptgeschäftsführer des Verbandes der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) bzw. des 2007 neu gegründeten Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin. Beim europäischen Verband der Stromwirtschaft Eurelectric, Brüssel, leitete Meller die Arbeitsgruppe Klimavorsorge „Working group climate change".

Prof. Dr. rer. nat. Carsten Salander

Prof. Dr. rer. nat. Carsten Salander, geb. 1933 in Bremen, studierte ab 1952 Physik an den Universitäten Göttingen, Heidelberg (Diplom 1958) und Kiel (Promotion 1963). Ab 1958 arbeitete Salander wissenschaftlich im Kernforschungszentrum Geesthacht der GKSS, zunächst an Problemen des organisch moderierten Reaktors und ab 1963 als Projektleiter für den Fortgeschrittenen Druckwasserreaktor (FDR) für das Kernenergie-Forschungsschiff NS. Otto Hahn. Von 1968 bis 1970 war seine wesentliche Aufgabe die Durchführung der Hafenanlaufverhandlungen für die Otto Hahn.

Von 1970 bis 1973 arbeitete Salander als Wissenschaftsreferent (Botschaftsrat I) an der Botschaft der Bundesrepublik Deutschland in London. Das Aufgabengebiet reichte von der Grundlagenforschung in der Medizin bis zur Computer- und Weltraumtechnik, allerdings mit einem Schwerpunkt auf der deutsch-britischen Zusammenarbeit auf dem Gebiet der Kerntechnik.

1974 übernahm Salander mit der Leitung der Technisch-wissenschaftlichen Abteilung der PreussenElektra Aktiengesellschaft in Hannover die Zuständigkeit für die Kernkraftwerke des Elektrizitätsversorgungsunternehmens. In die Zeit der folgenden Jahre fielen die großen Pro-und-Kontra-Veranstaltungen und Demonstrationen, bei denen er regelmäßig die Interessen der Elektrizitätsgesellschaft zu vertreten hatte. Dieses insbesondere, nachdem Salander 1975 zunächst nebenamtlich in die Geschäftsführung der von der Elektrizitätswirtschaft

gegründeten Entsorgungs-Projektgesellschaft PWK und ab 1977 vollamtlich in den Vorstand der Deutschen Gesellschaft zur Wiederaufarbeitung von Kernbrennstoffen mbH (DWK) berufen wurde.

In den Jahren der Berufstätigkeit in Forschung und Industrie hat Salander zahlreiche Fachbeiträge wissenschaftlicher und übergeordneter Art veröffentlicht und viele Vorträge im In- und Ausland gehalten. Von 1980 bis 1987 nahm er darüber hinaus einen Lehrauftrag an der Universität Hannover zum Thema des nuklearen Brennstoffkreislaufes wahr. Von 1994 bis 2001 hielt er zunächst im Rahmen von Lehraufträgen und ab 1996 als Honorarprofessor Vorlesungen über die „Geschichte der Energietechnik" und die „Elektrizitätswirtschaft" an der Technischen Universität Clausthal.

1990 bis 1995 bearbeitete Salander die 4. Auflage des von Hans Michaelis und ihm herausgegebenen „Handbuch Kernenergie, Kompendium der Energiewirtschaft und Energiepolitik". Seit 1958 bis heute arbeitet er außerdem auf dem Gebiet der Energietechnik als Deutschlandkorrespondent mit mehreren englischsprachigen Fachzeitschriften zusammen (Nuclear Engineering International, Nuclear News, Modern Power Systems), für die er zusammenfassende Veröffentlichungen und aus Sicht des Auslandes interessierende Artikel über die Energiesituation in Deutschland verfasst.

Der Beirat

Herausgeber und Redaktion des „Handbuch Energiemanagement" werden durch einen Beirat verstärkt, dessen Mitglieder aus Wirtschaft, Verwaltung und Hochschule stammen. Mit ihrem Engagement unterstützen sie die Fortentwicklung des Handbuches. Durch ihre Kenntnisse und Erfahrungen in energiewirtschaftlichen, natur- und ingenieurwissenschaftlichen sowie juristischen Bereichen sichern sie die hohe Qualität der Inhalte. Dem Beirat gehören derzeit an:

Prof. Dr. Dr. h.c. H.-Jürgen Appelrath

Jan Fuhrberg-Baumann

Dr.-Ing. Ralf Karpowski

Dr. rer. pol. Guido Knott

Dr.-Ing. Arnd Kornatz

Dr.-Ing. Manfred Mach

Josef Nelles

Dr. rer. nat. Bärbel Poppinga

Dipl.-Ing. Johannes Schmiesing

Prof. Dr. jur. Wolfgang Straßburg

Prof. Dr. rer. nat. Bruno Thomauske

Prof. Dr. Dr. h.c. H.-Jürgen Appelrath
Universität Oldenburg
Fakultät II –
Department für Informatik
Escherweg 2, 26121 Oldenburg
E-Mail:
appelrath@informatik.
uni-oldenburg.de

Hans-Jürgen Appelrath, Jahrgang 1952, studierte von 1973 bis 1977 Informatik in Dortmund, arbeitete bis 1979 als Softwareentwickler und bis 1983 als Hochschulassistent. Nach seiner Promotion 1983 in Dortmund war er zunächst als Oberassistent, ab 1986 als Assistenzprofessor für Informatik an der ETH Zürich tätig. Seit 1987 hat er einen Lehrstuhl für Praktische Informatik (Informationssysteme) an der Universität Oldenburg. Professor Appelrath ist seit 1991 im Vorstand (1992 bis 2005 als Vorsitzender) des „Oldenburger Forschungs- und Entwicklungsinstituts für Informatik-Werkzeuge und -Systeme" (OFFIS) mit derzeit rund 200 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern, er bekleidet zahlreiche weitere Funktionen im Wissenschaftsbereich und darüber hinaus auch im wirtschaftlichen Umfeld der IT-Branche.

Auszeichnungen: Fellow der Gesellschaft für Informatik (GI), September 2004; „Oldenburger Bulle 2005" der Stadt Oldenburg für außerordentliche Verdienste um Wissenschaft und Wirtschaft, März 2005; Verdienstkreuz am Bande des Niedersächsischen Verdienstordens, Juni 2005; Ehrendoktor der Carl-Friedrich-Gauß-Fakultät der Technischen Universität Braunschweig, November 2007.

Jan Fuhrberg-Baumann
Stadtwerke Leipzig Netz GmbH
Postfach 10 06 55, 04006 Leipzig
E-Mail:
jan.fuhrberg-baumann@swl-netz.de

Jan Fuhrberg-Baumann studierte Maschinenbau an der Universität Karlsruhe. Danach war er in der Beratung und Industrie tätig. Seit 1995 ist er bei der Stadtwerke Leipzig GmbH in verschiedenen Funktionen tätig. 2001 übernahm er dort die Leitung des Netzvertriebes. Zum Jahresbeginn 2004 wurde ihm die Verantwortung für die Netzwirtschaft übertragen, bis Ende 2006 war er als Prokurist für das Geschäft Verteilnetze verantwortlich. Seit dem 1.1.2007 ist Jan Fuhrberg-Baumann Geschäftsführer der Stadtwerke Leipzig Netz GmbH. Darüber hinaus ist er in verschiedenen Gremien der Verbände der Energiewirtschaft, unter anderem dem BDEW LK Energienetze, aktiv.

Dr.-Ing. Ralf Karpowski
Dortmunder Energie- und Wasserversorgung GmbH
Ostwall 51, 44135 Dortmund
E-Mail: ralf.karpowski@dew21.de

Ralf Karpowski, Jahrgang 1959, studierte von 1978 bis 1984 Elektrotechnik an der Ruhr-Universität Bochum und arbeitete dort von 1984 bis 1989 als Wissenschaftlicher Mitarbeiter. Im Juni 1989 promovierte er zum „Dr.-Ing." an der Fakultät für Elektrotechnik der Ruhr-Universität Bochum. In den Jahren von 1989 bis 2003 hatte Dr. Karpowski verschiedene leitende Positionen bei RWE Energie AG und RWE Net AG inne. 2003 übernahm er die Leitung des Bereichs „Netzführung" der RWE Westfalen-Weser-Ems Netzservice GmbH und war seit 2004 parallel als Geschäftsführer der RWE Eurotest GmbH, Gesellschaft für Dienstleitungen und Serviceangebote tätig. Seit Oktober 2006 ist Dr. Karpowski der Technische Geschäftsführer der Dortmunder Energie- und Wasserversorgung GmbH.

Dr. rer. pol. Guido Knott
E.ON AG
E.ON-Platz 1, 40479 Düsseldorf
E-Mail: guido.knott@eon.com

Guido Knott, Jahrgang 1965, promovierte nach seinem Studium der Betriebswirtschaftslehre an der Universität zu Köln und arbeitete dort anschließend als wissenschaftlicher Mitarbeiter am energiewirtschaftlichen Institut. Nach einigen Jahren als wirtschaftspolitischer Referent und Geschäftsführer der Bundesfachkommission Energie- und Umweltpolitik der CDU hat er an verschiedenen Stellen in der deutschen Strom- und Gaswirtschaft gewirkt: so u. a. als Bereichsleiter Energiepolitik bei der Verbundnetz Gas AG, Leipzig, und als Leiter der Konzernrepräsentanz der E.ON AG in Berlin. Dr. Knott wurde 2003 Mitglied der Geschäftsleitung der E.ON Energie AG mit Sitz in München, dort verantwortete er die Bereiche Kommunikation, Politik und Regulierung. Von Mai 2007 bis Dezember 2009 war Dr. Knott Kaufmännischer Vorstand der E.ON Hanse AG. Im Januar 2010 übernahm er den Bereich Wirtschaftspolitik der E.ON AG und ist seit Mai 2010 Leiter der Bereiche Politik und Kommunikation der E.ON AG.

Dr.-Ing. Arnd Kornatz
Stadtwerke Düsseldorf Netz GmbH
Höherweg 200, 40233 Düsseldorf
E-Mail: akornatz@swd-netz.de

Arnd Kornatz begann seine berufliche Laufbahn 1995 in der Telekommunikationsbranche bei der RWE Telliance, die später zum Telekommunikationsanbieter o.tel.o fusionierte. Er wechselte 1999 zum Wuppertaler City Carrier telebel. Dort war er Leiter der Abteilung Netzplanung/Projektmanagement. Beim Schwesterunternehmen Tropolys Netz GmbH wurde er 2002 mit der technischen Leitung des nationalen Transportnetzes betraut. 2004 übernahm Dr. Kornatz die Leitung der Abteilung Netzwirtschaft bei der Stadtwerke Düsseldorf AG. Dort verantwortete er das Asset Management, die Netznutzung sowie die Netzdokumentation für die Sparten Strom, Gas, Wasser und Fernwärme. 2007 wechselte er zur Stadtwerke Düsseldorf Netz GmbH, einem Tochterunternehmen der Stadtwerke Düsseldorf AG. Er leitet dort die Abteilung Netzmanagement und Netznutzung und ist als Prokurist verantwortlich für die Bereiche Asset Management Strom/Gas/Wasser/Fernwärme, Netzanschlussmanagement und Netznutzung.

Dr.-Ing. Manfred Mach
Technische Universität Berlin
Institut für Technologie und Management
Lehrstuhl für Innovations- und Technologiemanagement
Straße des 17. Juni 135, 10623 Berlin
manfred.mach@tim.tu-berlin.de

Dr. Mach, Jahrgang 1933, war 40 Jahre im deutschen Maschinen- und Anlagenbau tätig, davon 25 Jahre auf Geschäftsführungs- und Aufsichtsratsebene. Nach dem Dipl.-Ing.-Examen 1959 und Anfangsjahren als Betriebsingenieur, Konstrukteur und Projektingenieur wurde er mit einer nebenberuflichen Dissertation während seiner Tätigkeit im Werk Nürnberg der M.A.N. (Maschinenfabrik Augsburg-Nürnberg AG) 1964 zum Dr.-Ing. promoviert. Nach weiteren Stationen im Kraftwerks- und Dieselmotorenbereich sowie als Managing Director der Tochtergesellschaft in Tokyo/Japan wurde er 1971 zum Leiter eines Produktbereichs der M.A.N., Werk Augsburg, berufen. 1979 wurde er bei der AEG (Allgemeine Elektrizitätsgesellschaft AG) zum Leiter des Geschäftsbereichs Elektrische Maschinen mit Werken in Berlin, Bremen und Frankfurt bestellt. Ab 1991 war er Geschäftführer in der Lurgi Energie-und Umwelttechnik, einem Unternehmen der MG Technologies AG (früher Metallgesellschaft AG), Frankfurt. Nach seiner Pensionierung lehrt er seit 2001 an der TU Berlin das Fach „Projektmanagement im Maschinen- und Anlagenbau“.

Dr. rer. nat. Bärbel Poppinga
Vattenfall Europe Nuclear Energy GmbH
Überseering 12, 22297 Hamburg
E-Mail:
baerbel.poppinga@vattenfall.de

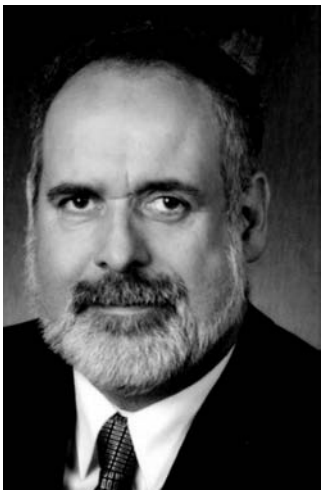
Bärbel Poppinga, Jahrgang 1957, studierte Biologie und Biochemie an der Universität Tübingen und an der Duke University, Durham, North Carolina / USA, promovierte an der Universität Tübingen und arbeitete im Zentralen Isotopenlabor der Universität Tübingen sowie am Institut für Biochemie der Universität Heidelberg. Von 1989 bis 2004 war sie als Projektmitarbeiterin bzw. in verantwortlicher Funktion bei Beratungsfirmen im In- und Ausland tätig, wo sie Projekte und Beratungsaufgaben auf dem Gebiet der Energie- und Umwelttechnik unter anderem im Auftrag der Bundesregierung, von Landesregierungen, Behörden und Industrieunternehmen durchführte. Schwerpunkte ihrer Arbeiten bildeten energiewirtschaftliche Kooperationsprojekte sowie Projekte auf dem Gebiet der nuklearen Entsorgung. Seit 2005 leitet sie bei der Vattenfall Europe Nuclear Energy GmbH die Stabsabteilung Strategie/Koordination.

Dipl.-Ing. Johannes Schmiesing
E.ON Avacon AG
Taubenstraße 7, 38106 Braunschweig
E-Mail: johannes.schmiesing@
eon-avacon.com

Johannes Schmiesing, Jahrgang 1966, studierte nach einer Banklehre Elektrotechnik an der Universität Hannover. 1996 begann er im Technischen Controlling der damaligen HASTRA seine berufliche Laufbahn. Derzeit leitet er bei E.ON Avacon am Standort Braunschweig die Netzentwicklung Strom, die sich neben üblichen netzplanerischen Fragen schwerpunktmäßig mit der Langfriststrategie für Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetze unter Einbeziehung von Demografie und Entwicklung der dezentralen Erzeugung beschäftigt.

Prof. Dr. jur. Wolfang Straßburg
Rechtsanwalt
Kümmerlein Rechtsanwälte & Notare
Messeallee 2, 45131 Essen
E-Mail:
wolfgang.strassburg@kuemmerlein.de

Wolfgang Straßburg, Jahrgang 1945, studierte Rechtswissenschaften an den Universitäten München und Tübingen. Zeitgleich zu seinem juristischen Vorbereitungsdienst, den er mit der großen Staatsprüfung 1975 abschloss, war er wissenschaftlicher Assistent an der Universität Tübingen, wo er auch zum Doktor der Rechte 1974 promovierte. Er war für mehr als 30 Jahre in der Energiewirtschaft überwiegend in leitenden Funktionen tätig. Er begann als Justitiar bei der RWE. Zwei Jahre später wechselte er für 12 Jahre in den Nuklearbereich, und zwar zur Deutschen Gesellschaft für Wiederaufarbeitung von Kernbrennstoffen mbH (DWK), deren Vorstandsmitglied er von 1987 bis 1990 war. Nach Aufgabe der Wiederaufarbeitungsanlage Wackersdorf kehrte er zu RWE zurück und war bis zu seiner Pensionierung im Jahr 2010 als Vice President for International Business Development der RWE AG zuständig. Seitdem ist er bei Kümmerlein Rechtsanwälte & Notare in Essen als Of Counsel, vorwiegend für energierechtliche und ernergiewirtschaftliche Beratung, tätig. Aufgrund zahlreicher wissenschaftlicher Publikationen erhielt Prof. Straßburg 1989 einen Lehrauftrag von der Universität Hannover, die ihn 1996 zum Honorarprofessor ernannte. Seit 1998 nimmt er einen Lehrauftrag an der Ruhr-Universität Bochum wahr. Weit mehr als 130 Veröffentlichungen belegen seine Verbundenheit zur Wissenschaft.



Prof. Dr. rer. nat. Bruno Thomauske
Schlossstrasse 9, 38179 Schwülper
E-Mail: b.thomauske@t-online.de

Bruno Thomauske studierte Physik und promovierte an der Albert-Ludwig Universität Freiburg. Nach seiner Tätigkeit am europäischen Kernforschungszentrum CERN in Genf im Bereich der Hochenergiephysik arbeitete er von 1983 bis 2003 im Bundesamt für Strahlenschutz auf dem Gebiet der nuklearen Entsorgung, zuletzt als Leiter des Fachbereichs „Nukleare Entsorgung und Transport". Dort war er für die Endlagerprojekte des Bundes und den Betrieb des Endlagers Morsleben und der Bergwerke Konrad und Gorleben verantwortlich, außerdem für den Transport radioaktiver Stoffe und die Genehmigung von Zwischenlagern. Im September 2003 wechselte er zu Vattenfall Europe, wo er von Januar 2004 bis Juli 2007 als Geschäftsführer der Vattenfall Europe Nuclear Energy GmbH (VENE) für den Kernenergiebereich verantwortlich war. Die VENE mit Sitz in Hamburg führt die Kernkraftwerke Brunsbüttel und Krümmel und ist Anteilseignerin der Kernkraftwerke Brokdorf und Stade. Seither arbeitet Bruno Thomauske als selbstständiger Berater. Dr. Thomauske war Mitglied des Arbeitskreises Auswahlverfahren Endlagerstandorte (AkEnd) und ist Beiratsmitglied des VKTA Rossendorf, Kuratoriumsmitglied der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe sowie Präsidiumsmitglied des Deutschen Atomforums. 2009 wurde er von der RWTH Aachen zum Professor bestellt.

Gliederungsübersicht

Band 1

100 Geleit- und Vorwort, Übersichten
110 Geleitwort
120 Vorwort der Herausgeber
130 Vorstellung der Herausgeber
140 Beiratsmitglieder
150 Gliederungsübersicht
160 Autorenverzeichnis
170 Abkürzungsverzeichnis
180 Stichwortverzeichnis
190 Literaturempfehlungen

200 Einführung

300 Technische Verzeichnisse
301 SI-Basiseinheiten und SI-Vorsätze
310 Formel- und Einheitenverzeichnis

1000 Energie und Energieressourcen
1100 Fossile Brennstoffe
1200 Kernbrennstoffe
1300 Ersatzbrennstoffe
1400 Regenerative Ersatzbrennstoffe
1500 Erneuerbare Primärenergien

1600 Sekundärenergieträger
1700 Förderung
1800 Aufbereitung

2000 Rahmenbedingungen für den Umgang mit Energie
2100 Anteile der einzelnen Energiequellen am Primärenergieverbrauch
2200 Anteile der einzelnen Energiequellen an der Stromerzeugung
2300 Energievorräte
2400 Energiebedarf
2500 Energiebedingte Umweltprobleme
2600 Potenziale und Zielwerte
2700 Organisation der Energieversorgung

3000 Energiepolitik
3100 Globale Aspekte der Energiepolitik
3200 Energiepolitik der EU
3300 Nationale Energiepolitik
3400 Kommunale Energiepolitik
3500 Aus- und Weiterbildung im Energiebereich
3600 Energiepolitische Konfliktlinien
3700 Technikbewertung

4000 Energiewirtschaft
4100 Ökonomische Aspekte der Versorgung mit fossilen Energieträgern
4200 Ökonomische Aspekte der Nutzung der Kernenergie
4300 Ökonomische Aspekte der Nutzung erneuerbarer Energien
4500 Elektrizitätswirtschaft
4600 Mechanismen der Energienachfragesteuerung

5000 Energierecht
5100 Gemeinschafts-, Bundes- und Landeskompetenzen auf dem Gebiet des Energierechts
5200 Gemeinschaftsrechtliche Regelungen
5300 Bundesrechtliche Regelungen
5400 Landesrechtliche Regelungen
5500 Speziell: Atomrecht
5600 Speziell: Wasserrecht
5700 Zukünftige Entwicklungen im Energierecht

Band 2

6000 Energieveredelung
6100 Überblick, Gesamtdarstellung
6200 Grundlagen der Energieveredelungsprozesse
6300 Energie aus fossilen Brennstoffen
6400 Regenerative Energie
6500 Mechanische Energie
6600 Thermische Energie
6700 Kernenergie
6800 Elektrische Energie

7000 Energieverteilung und -speicherung
7100 Nahwärme/Fernwärme
7200 Wasserversorgung
7300 Elektrische Netze
7400 Elektrische Energiespeicher
7500 Gastransport und -verteilung
7600 Gasspeicherung

8000 Energieanwendung
8100 Niedertemperaturwärme/Heizung/Kühlung

8200 Prozessenergie
8300 Mechanische Energie
8400 Elektrische Antriebe
8500 Lichttechnik

9000 Energiemanagement und -planung
9100 Betriebswirtschaftliches Energiemanagement
9200 Vertrags- und Kooperationsformen
9300 Planung der Energiewirtschaft
9400 Energiekonzepte
9500 Rationelle Energienutzung
9600 Öko-Audit in Energieversorgungsunternehmen
9700 Energiebilanzen
9800 Energiehandel
9900 Energiekommunikation

10 000 Energieinformatik
10 100 Informationstechnik in der Unternehmensführung
10 200 Betriebsführung in der Elektrizitätsversorgung
10 300 Betriebsführung in der Gas-, Öl- und Wärmeversorgung
10 400 Leittechnik in Energiesystemen
10 500 Grundlagen der Automatisierung von Energiesystemen
10 600 Informationstechnik für Planung, Bau und Instandhaltung von Energiesystemen

Band 3

11 000 Vorschriften
11 100 Supranationales Energierecht
11 200 EU-Energierecht
11 300 Bundes-Energierecht
11 400 Verordnungen
11 600 Flankierendes Recht (in Auszügen)

12 000 Rechtsprechung / Entscheidungen der Bundesnetzagentur und der Kartellbehörden
12 100 Internationaler Gerichtshof
12 200 Europäischer Gerichtshof
12 300 Bundesgerichte
12 310 Bundesverfassungsgericht
12 320 Bundesverwaltungsgericht
12 330 Bundesgerichtshof
12 400 Andere Gerichte
12 410 Verfassungsgerichte der Länder
12 430 Oberverwaltungsgerichte
12 450 Sonstige Verwaltungsgerichte
12 500 Oberlandesgerichte
12 530 Landgerichte
12 610 Sonstige Zivilgerichte
12 700 Entscheidungen der Bundesnetzagentur
12 800 Entscheidungen der Kartellbehörden

13 000 Materialien
13 200 Vereinbarungen
13 700 Internet-Linksammlung
13 710 Institutionen/Behörden
13 750 Energieversorgungsunternehmen
13 770 Organisationen/Vereine/Verbände

Die Autoren

Adam, *Dr.-Ing. Thomas,* VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V., Zweigstelle Berlin, Prager Straße 5, 10779 Berlin →**6441, 9102**

Appelrath, *Prof. Dr. Dr. h.c. H.-Jürgen,* Universität Oldenburg, Fakultät II, Department für Informatik, Escherweg 2, 26121 Oldenburg; appelrath@offis.de →**10510**

Barth, *Prof. Dr.-Ing. habil. Hans-Jörg,* Arnikaweg 43, 38678 Clausthal-Zellerfeld →**7601**

Barthel, *Dr. rer. nat. Fritz H.,* Dresdener Str. 30, 31303 Burgdorf; fritz.barthel@t-online.de →**1201**

Beck, *Prof. Dr.-Ing. Hans-Peter,* Herausgeber Handbuch Energiemanagement, Vizepräsident und Institutsdirektor, Institut für Elektrische Energietechnik, TU Clausthal, Leibnizstraße 28, 38678 Clausthal-Zellerfeld; Vizepräsident.F@tu-clausthal.de →**3610, 7345, 7502, 8410, 10211**

Beer, *Dipl.-Ing. Michael,* Wissenschaftlicher Mitarbeiter der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., Am Blütenanger 71, 80995 München; MBeer@ffe.de →**9301**

Bens, *Dr. Oliver,* Helmholtz-Zentrum Potsdam – Deutsches GeoForschungsZentrum (GFZ), Telegraphenberg, 14473 Potsdam; bens@gfz-potsdam.de →**1410**

Böhm, *Prof. Dr. Monika*, Lessingstraße 24, 65719 Hofheim →**5505**

Böhme, *Dipl.-Ing. Dirk*, Berliner Stadtreinigungsbetriebe, VEE 22, Ringbahnstraße 96, 12103 Berlin →**1403, 6462, 6463**

Brandt, *Prof. Dr. Edmund*, Herausgeber Handbuch Energiemanagement, Präsident Technische Universität Clausthal, TU Clausthal, Adolph-Roemer-Straße 2A, 38678 Clausthal-Zellerfeld →**5301**

Bremer, *Dipl.-Inform. Jörg,* Fakultät 2: Informatik, Wirtschafts- und Rechtswissenschaften, Carl von Ossietzky Universität Oldenburg, Ammerländer Heerstraße 114–118, 26129 Oldenburg; Joerg.Bremer@informatik.uni-oldenburg.de → **10620**

Bruch, *Dipl.-Volksw. Guido*, Berliner Stadtreinigungsbetriebe, Ringbahnstraße 96, 12103 Berlin → **1403, 6462, 6463**

Busch, *Univ.-Prof. Dr.-Ing. Wolfgang*, Institut für Geotechnik und Markscheidewesen, TU Clausthal, 38678 Clausthal-Zellerfeld → **9403**

Czakainski, *Martin*, Chefredakteur der Fachzeitschrift Energiewirtschaftliche Tagesfragen „et", Montebruchstraße 2, 45219 Essen → **3303**

von Dierkes, *Dr. phil. Peter*, Berliner Stadtreinigungsbetriebe, Vorsitzender des Vorstands, Ringbahnstraße 96, 12103 Berlin → **1403, 6462, 6463**

Ebeling, *Prof. Dr.-Ing. Hans-Jürgen*, Eulenring 44, 31224 Peine → **7113**

Elzer, *Prof. a. D. Dr.-Ing. Peter F.,* Paradiesstraße 4, 80538 München → **10010, 10410, 10450**

Faber, *Dr. Wolfgang,* E.ON Kernkraftwerke GmbH; wolfgang.faber@eon-energie.com → **6701**

vom Felde, *Dr.-Ing., Dipl.-Wirtschaftsing. (FH) Ulrich,* Barschweg 11b, 26127 Oldenburg; uvfelde@gmx.de → **7341**

Fratzscher, *Prof. Dr.-Ing. Wolfgang,* wolfgang.fratzscher@t-online.de → **1510**

Figge, *Dr. Frank,* Professor of Corporate Social Responsibility, St Andrews University Scotland, figge@sustainablevalue.com → **9103**

Freitag, *Dr.-Ing. Martin*, Berufsakademie Ravensburg, Außenstelle Friedrichshafen, Fallenbrunnen 2, 88045 Friedrichshafen → **8312**

Gaßner, *Hartmut,* Rechtsanwälte Gaßner, Groth, Siederer & Coll., Stralauer Platz 34, 10243 Berlin; berlin@GGSC.de → **5306**

González Vázquez, *Dipl.-Wirt.-Inform. José Manuel,* OFFIS – Oldenburger Institut für Informatik e. V., Escherweg 2, 26121 Oldenburg; jose.gonzalez@offis.de → **10510**

Gram Mortensen, *Prof. Dr. Bent Ole,* Institut für Rechnungswesen, Finanzwirtschaft und Jura, Süddänische Universität, Campusvej 55, DK-5230 Odense M, Dänemark → **5201**

Groß, *cand.-Ing. Christopher,* Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft, Ruhr-Universität Bochum, Universitätsstraße 105, 44801 Bochum; christopher.gross@rub.de → **2202**

Gutberlet, *Dipl.-Ing. Karsten,* VGE Verlag GmbH, Montebruchstraße 2, 45219 Essen; karsten.gutberlet@vge.de → **4102**

Häfner, *Prof. Dr.-Ing. Frieder,* Lehrstuhl für Geoströmungs- und Lagerstättentechnik, Institut für Bohrtechnik und Fluidbergbau, TU Bergakademie Freiberg, Agricolastraße 22, 09599 Freiberg; Frieder.Haefner@tbt.tu-freiberg.de → **6611**

Hänßler, *Wolf-Dieter,* Firma Ernst Hänßler GmbH, Stahlwasserbau, Birkenweg 4, 79585 Steinen → **6552**

Handschin, *Prof. Dr.-Ing. Edmund,* Lehrstuhl Elektrische Energieversorgung, Universität Dortmund, 44221 Dortmund → **10220**

Hanisch, *Dipl.-Kffr. Katja,* Bereich Energiepolitik, EWE Aktiengesellschaft, Tirpitzstraße 39, 26122 Oldenburg; katja.hanisch@ewe.de → **3311**

Heithoff, *Dr.-Ing. Johannes,* Leiter Forschung und Entwicklung, RWE Power AG, Huyssenallee 2, 45128 Essen; johannes.heithoff@rwe.com → **6311**

Hicken, *Prof. Dr.-Ing. Enno F.,* Direktor am Institut für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik, Forschungszentrum Jülich, Ruhr-Universität Bochum, Leo-Brandt-Straße, 52428 Jülich → **6714**

Hilligweg, *Prof. Dr. Gerd,* Fachbereich Wirtschaft in Wilhelmshaven, Fachhochschule Oldenburg/Ostfriesland/Wilhelmshaven, Friedrich-Paffrath-Straße 101, 26389 Wilhelmshaven; hilligweg@fbw.fh-wilhelmshaven.de → **2303, 3103, 4102**

Hintsches, *Wolfgang,* Gerling Allgemeine Versicherungs AG, Gereonshof 8, 50670 Köln → **5503**

Homann, *Prof. Dr.-Ing. Klaus,* Vorsitzender der Geschäftsführung, RWE Transportnetz Gas GmbH, Kruppstaße 5, 45128 Essen → **7501, 7602**

Hüttl, *Prof. Dr. Dr. h.c. Reinhard F.,* Helmholtz-Zentrum Potsdam – Deutsches GeoForschungsZentrum (GFZ), Telegraphenberg, 14473 Potsdam; huettl@gfz-potsdam.de →**1410**

Jörissen, *Dr. Hermann,* Gerling Allgemeine Versicherungs AG, Gereonshof 8, 50670 Köln →**5503**

Kettler, *Dr. John,* Institut für nuklearen Brennstoffkreislauf, RWTH Aachen, Elisabethstraße 16, 52026 Aachen →**1210**

Kind, *Prof. Dr.-Ing. Dieter*, Knappstraße 4, 38116 Braunschweig; dieterkind@t-online.de →**1011**

Klafki, *Dipl.-Ing. Michael,* ESK GmbH (RWE Group), Standort Freiberg, Halsbrücker Str. 34, 09599 Freiberg →**7602**

Korfkamp, *Dipl.-Ing. Gunter,* Leiter Geschäftsregion Oldenburg-Varel, EWE Aktiengesellschaft, Neue Straße 19, 26316 Varel; gunter.korfkamp@ewe.de →**3311**

Koslowski, *Dr. Hans Rudolf*, Ginsterweg 36, 52428 Jülich →**6244, 6762**

Kornatz, *Dr.-Ing. Arnd,* Leiter Netzmanagement und Netznutzung, Stadtwerke Düsseldorf Netz GmbH, Höherweg 200, 40233 Düsseldorf; akornatz@swd-netz.de →**4510**

Kranz, *Michael*, Feddeler Straße 25, 31535 Neustadt →**7113**

Krause, *Dipl.-Ing. Andreas*, Im Dorfwinkel 4, 38524 Sassenburg →**8311**

Krey, *Dipl.-Ing. Manfred*, Münsterweg 23B, 52355 Düren; manfred.krey@t-online.de →**6711**

Kreye, *Dipl.-Ing. Horst D.,* Vattenfall Distribution Berlin GmbH, Puschkinallee 52, 12435 Berlin; horst.kreye@vattenfall.de →**9204**

Kuckshinrichs, *Dr. Wilhelm,* Institut für Energieforschung – Systemforschung und Technologische Entwicklung (STE), Forschungszentrum Jülich, 52425 Jülich; w.kuckshinrichs@fz-juelich.de →**2202**

Lindwedel, *Dr.-Ing. Eckart,* Deloitte Consulting, Georgstraße 52, 30159 Hannover →**10110**

Lohner, *Prof. Dr.-Ing. Harald,* Jade-Hochschule, Friedrich-Paffrath-Straße 101, 26389 Wilhelmshaven; lohner@fh-oow.de →**6312**

Lormes, *Dipl.-Verw. Wiss. Ivo*, Projektmanager, smm managementberatung GmbH, Benrather Schloßallee 119, 40597 Düsseldorf →**4601**

M'Buy, *Dr.-Ing. Mankay A. J.*, Institut für Elektrische Energietechnik, TU Clausthal, Leibnizstraße 28, 38678 Clausthal-Zellerfeld; mbuy@iee.tu-clausthal.de →**10211**

Maaßen, *Dipl.-Volksw. Uwe,* Geschäftsführer Statistik der Kohlenwirtschaft e.V., Deutscher Braunkohlen-Industrie Verein e.V., Max-Planck-Straße 37, 50858 Köln; uwe.maassen@braunkohle.de→**4103**

Maicher, *Michael,* Deloitte Consulting, Barkhausstraße 1–3, 60325 Frankfurt a. M. →**10110**

Maubach, *Dr.-Ing. Klaus-Dieter,* Vorsitzender des Vorstands, E.ON Energie AG, Brienner Straße 40, 80333 München; Klaus-Dieter.Maubach@eon-energie.com →**9510**

Mayer, *Dr. Christoph,* Bereichsleiter Energie, OFFIS - Oldenburger Institut für Informatik e.V., Escherweg 2, 26121 Oldenburg; mayer@offis.de →**10630**

Menzel, *Dr. Hans-Bernd,* Vorstandsvorsitzender, European Energy Exchange AG, Neumarkt 9–19, 04109 Leipzig →**9805**

Merker, *Prof. Dr.-Ing. habil Günter P.,* Institut für Technische Verbrennung, Universität Hannover,Welfengarten 1a, 30167 Hannover →**8311**

Meyer-Kretschmer, *Dr. Gustav*, Urenco Ltd., 18 Oxford Road, Marlow / Bucks. SL7 2NL, Großbritannien; meyer-kretschmer@t-online.de →**6711**

Oswald, *Prof. Dr.-Ing. Bernd R.,* Universität Hannover, Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik, Appelstraße 9A, 30167 Hannover; oswald@iee.uni-hannover.de →**7315**

Pippke, *Dr. Nicole,* Rechtsanwälte Gaßner, Groth, Siederer & Coll., Stralauer Platz 34, 10243 Berlin; berlin@GGSC.de →**5306**

Plieninger, *Dr. Tobias,* Nachwuchsgruppe Ökosystemleistungen, Berlin-Brandenburgische Akademie der Wissenschaften, Jägerstraße 22/23, 10117 Berlin; plieninger@bbaw.de →**1410**

Pogoda-Urbanski, *Dipl.-Kffr. Magdalena,* Institut für Wirtschaftswissenschaften, TU Clausthal, Julius-Albert-Str. 2, 38678 Clausthal-Zellerfeld; magdalena.pogoda-urbanski@tu-clausthal.de →**9203**

Pohl, *M.A. Daniel Christopher,* Fachredakteur Energiewirtschaft, Freier Journalist, Konviktstraße 3, 53113 Bonn; daniel-pohl@web.de →**1101, 1103, 1104, 1105**

Pongé, *Dipl.-Ing. Marcel,* Stadtwerke Düsseldorf Netz GmbH, Höherweg 200, 40233 Düsseldorf; mponge@swd-netz.de →**4510**

Rapp, *Dipl.-Inform. Barbara,* Fakultät 2: Informatik, Wirtschafts- und Rechtswissenschaften, Carl von Ossietzky Universität Oldenburg, Ammerländer Heerstraße 114–118, 26129 Oldenburg; Barbara.Rapp@informatik.uni-oldenburg.de →**10620**

Reinicke, *Ass. jur. Silke,* Wissenschaftliche Mitarbeiterin am Institut für deutsches und internationales Berg- und Energierecht Technische Universität Clausthal, Arnold-Sommerfeld-Straße 6, 38678 Clausthal-Zellerfeld; silke.reinicke@tu-clausthal.de →**4502**

Reshöft, *Dr. Jan, LL.M.*, Rechtsanwälte Berghaus, Duin & Kollegen, Julianenburger Straße 31, 26603 Aurich, kanzlei@rechtsanwaelte-berghaus.de →**5303**

Rohjans, *Dipl.-Inform. Sebastian,* OFFIS - Oldenburger Institut für Informatik e.V., Escherweg 2, 26121 Oldenburg; sebastian.rohjans@offis.de →**10630**

von Roon, *Dipl.-Wirt.-Ing. Serafin,* Wissenschaftlicher Mitarbeiter der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., Am Blütenanger 71, 80995 München; SRoon@ffe.de →**9301**

Roosmann, *Dipl.-Ing. Rainer,* Institut für Geotechnik und Markscheidewesen, TU Clausthal, 38678 Clausthal-Zellerfeld →**9403**

Runge, *Prof. Dr. Karsten*, Geschäftsführer, OECOS GmbH, Bellmannstraße 36, 22607 Hamburg; runge@oecos.com →**2520, 6481**

Salander, *Prof. Dr. Carsten*, Herausgeber Handbuch Energiemanagement, TU Clausthal, Leibnizstraße 28, 38678 Clausthal-Zellerfeld →**3610, 6710**

Sanden, *Dr. habil. Joachim, PD,* Universität Lüneburg und Behörde für Stadtentwicklung und Umwelt (BSU), Amt für Umweltschutz, Stadthausbrücke 8, 20355 Hamburg, mail@joachim-sanden.de →**5308**

Sandtner, *Dr. Walter,* MR, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Villemomblerstr. 76, 53123 Bonn; walter.sandtner@bmwi.bund.de →**3102**

Schaltegger, *Prof. Dr. Stefan,* Centre for Sustainability Management (CSM), Universität Lüneburg, 21332 Lüneburg; schaltegger@uni-lueneburg.de →**9103**

Schenk-Mathes, *Prof. Dr. Heike Y.,* Institut für Wirtschaftswissenschaften, TU Clausthal, Julius-Albert-Str. 2, 38678 Clausthal-Zellerfeld; heike.schenk-mathes@tu-clausthal.de →**9203**

Schlabbach, *Prof. Dr.-Ing. Jürgen*, Fachhochschule Bielefeld, Fachgebiet Elektrische und Regenerative Energieerzeugung und -verteilung, Wilhelm-Bertelsmann-Str. 10, 33602 Bielefeld; juergen.schlabbach@fh-bielefeld.de →**6810, 6820, 7316**

Schmidt, *Dipl.-Wirtsch.-Ing. Marko,* Institut für Elektrische Energietechnik, TU Clausthal, Leibnizstraße 28, 38678 Clausthal-Zellerfeld; schmidt@iee.tu-clausthal.de →**9510**

Schmiesing, *Dipl.-Ing. Johannes,* Leiter Netzentwicklung Strom, E.ON Avacon AG, Taubenstr. 7, 38106 Braunschweig →**4301, 7305, 7342**

Schröder, *Dipl.-Ing. Cathrin,* Institut für Elektrische Energietechnik, TU Clausthal, Leibnizstraße 28, 38678 Clausthal-Zellerfeld; Schroeder@iee.tu-clausthal.de →**7502**

Schunk, *Dipl.-Volksw., Dipl.-Betriebsw. (FH) Andreas,* BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Geschäftsbereich Betriebswirtschaft, Robert-Koch-Platz 4, 10115 Berlin; andreas.schunk@bdew.de →**4501**

Schwarze, *Lars,* Deloitte Consulting, Barkhausstraße 1–3, 60325 Frankfurt a. M. →**10110**

Sonnenschein, *Prof. Dr. Michael,* Fakultät 2: Informatik, Wirtschafts- und Rechtswissenschaften, Carl von Ossietzky Universität Oldenburg, Ammerländer Heerstraße 114–118, 26129 Oldenburg; Michael.Sonnenschein@informatik.uni-oldenburg.de →**10620**

Stoll, *Prof. Dr. Wolfgang*, Ameliastr. 25, 63452 Hanau; iiu-hu@foni.net → **6713**

Straßburg, *Prof. Dr. jur. Wolfgang,* Rechtsanwalt, Kümmerlein Rechtsanwälte und Notare, Messeallee 2, 45131 Essen → **3101, 5501**

Temming, *Dr.-Ing. Heiner Volker*, Wissenschaftlicher Mitarbeiter, Ruhr-Universität Bochum, Universitätsstraße 150, 44801 Bochum; temming@lee.rub.de → **6412**

Thomauske, *Prof. Dr. Bruno,* Institut für nuklearen Brennstoffkreislauf, RWTH Aachen, Elisabethstraße 16, 52026 Aachen → **1210**

Uslar, *Dr. rer. nat. Mathias,* OFFIS - Oldenburger Institut für Informatik e.V., Escherweg 2, 26121 Oldenburg; uslar@offis.de → **10610**

Wagner, *Prof. Dr.-Ing. Hermann-Josef,* Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft, Ruhr-Universität Bochum, Universitätsstraße 150, 44801 Bochum; lee@lee.rub.de → **2202, 6412, 6512, 6552**

Wagner, *Prof. Dr. rer. nat., Steffen,* Institut für Bohrtechnik und Fluidbergbau, TU Bergakademie Freiberg, Agricolastraße 22, 09599 Freiberg; Steffen.Wagner@tbt.tu-freiberg.de → **6611**

Weber, *Erwin*, AREVA GmbH, Paul-Gossen-Straße 100, 91052 Erlangen; erwin.weber@areva.com → **6712**

Wehrmann, *Dr.-Ing. Ernst-August*, Institut für Elektrische Energietechnik, TU Clausthal, Leibnizstraße 28, 38678 Clausthal-Zellerfeld; wehrmann@iee.tu-clausthal.de → **7345, 7502, 10211**

Weise, *Dipl.-Ing. Eckart,* InnoVent GmbH, Windallee 33, 26316 Varel; weise@innovent-online.de → **3103**

Wenzl, *Dr. rer. nat. Heinz,* Beratung für Batterien und Energietechnik, Am Bergwäldchen 27, 37520 Osterode am Harz; heinz.wenzl@t-online.de → **7010**

Wernekinck, *Dr. Ulrich,* Geschäftsführer, RWE Westfalen-Weser-Ems Verteilnetz GmbH, Bochumer Str. 2, 45661 Recklinghausen → **7501**

Weyer, *Dr. jur. Hartmut,* Direktor des Instituts für deutsches und internationales Berg- und Energierecht Technische Universität Clausthal, Arnold-Sommerfeld-Straße 6, 38678 Clausthal-Zellerfeld; hartmut.weyer@tu-clausthal.de → **4502**

Winkler, *Ulrich,* Leiter Presse und Externe Kommunikation, Deutsche BP AG, Wittener Straße 45, 44789 Bochum; ulrich.winkler@de.bp.com → **1101, 1103, 1104, 1105**

Wittkamp, *Dipl.-Wirtschaftsing. Henning,* HEW, Abt. Steuerung und Koordination, Shell-Haus, Überseering 12, 22297 Hamburg → **7112**

Wiznerowicz, *Prof. Dr.-Ing. Fred*, Pontenhof 6, 30519 Hannover; wiznerowicz@12move.de → **7321**

Zinser, *Dr.-Ing. Klaus*, ABB Utility Automation GmbH, Kallstadter Straße 1, 68309 Mannheim → **10210**

zum Hingst, *Dipl.-Ing. Jens*, Institut für Elektrische Energietechnik, TU Clausthal, Leibnizstraße 28, 38678 Clausthal-Zellerfeld; zum.hingst@iee.tu-clausthal.de → **7345, 10211**

Abkürzungsverzeichnis

^{235}U	Uran 235
^{238}U	Uran 238
^{239}Pu	Plutonium 239
a. F.	alte Fassung
a. a. O.	am angegebenen Ort
AAU	Assigned Amount Units
Abb.	Abbildung
ABl.	Amtsblatt
ADB	Asien Development Bank
ADC	Analog-Digital-Wandler
AFC	Alkalische Brennstoffzelle, Alkaline Fuel Cell
AGFW	Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft e.V.
AIJ	Activities Implemented Jointly
AIST	Agency of Industrial Science and Technology
AkEnd	Arbeitskreis Auswahlverfahren Endlagerstandorte
ALTENER	Entscheidung des Rates zur Förderung der erneuerbaren Energieträger in der Gemeinschaft
ALTENER II	Entscheidung des Europäischen Parlaments und des Rates über ein Mehrjahresprogramm zur Förderung erneuerbarer Energieträger in der Gemeinschaft (1998–2002)
Am	Americium

AMOEVES	Autonome modulare Energieversorgungssysteme
ÄndRL	Änderungsrichtlinie
ANSI	American National Standard Institute – amerikanisches Normungsinstitut
AO	Abgabenordnung
AöR	Archiv des öffentlichen Rechts
API	American Petroluem Institute
APMS	Advanced Plant Management System
ARA	Abwasserreinigungsanlage
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
ASI	Actuator Sensor Interface
ASM	Asynchronmaschine
ASP	Application Service Provider
AtDeckV	Atomrechtliche Deckungsvorsorge-Verordnung
AtG	Atomgesetz
ATKIS	Amtliches Topographisches Kartographisches Informationssystem
ATL	Abgas-Turbo-Lader
AtVfV	Atomrechtliche Verfahrensordnung
AusfG-SRÜ	Ausführungsgesetz zum Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen
AVA	Abfallverbrennungsanlage
AVBFernwärmeV	Verordnung über allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme
AVLIS	atomares Laserverfahren
AW	Abwasserzulauf
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
AWZ	ausschließliche Wirtschaftszone
BauGB	Baugesetzbuch
BauNVO	Baunutzungsverordnung

BB	Betriebsberater
BBE	Bundesverband BioEnergie
BBergG	Bundesberggesetz
BBodSchG	Bundesbodenschutzgesetz
Bd.	Band
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (seit 2007 als Zusammenschluss der Verbände BGW, VDEW, VRE und VDN)
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie e.V.
BDW	Bundesverband Deutscher Wasserkraftwerke
BEE	Bundesverband Erneuerbare Energie
BestbüVAbfV	Bestimmungsverordnung überwachungsbedürftige Abfälle
BfS	Bundesamt für Strahlenschutz
BGB	Bürgerliches Gesetzbuch
BGBl.	Bundesgesetzblatt
BGH	Bundesgerichtshof
BGHZ	Entscheidungen des BGH in Zivilsachen
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BImSchV	Bundes-Immissionsschutzverordnung
BiomasseV	Biomasseverordnung
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BKB	Braunschweigische Kohlen-Bergwerke AG
BKW	Bayernwerk Konventionelle Wärmekraftwerke GmbH
BKZ	Baukostenzuschuss
BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

BMVBS	Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BMZ	Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BNFL	British Nuclear Fuels plc
BoA	Braunkohlenkraftwerk mit optimierter Anlagentechnik
BPG	Brennstoff aus produktionsspezifischen Gewerbe- und Industrieabfällen
BRAM	Brennstoff aus Müll
BRAP	Brennstoff aus Altpapier
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrografie
bsm	Bundesverband Solare Mobilität
BSPA	Baltic Sea Protected Area
bspw.	beispielsweise
BSR	Berliner Stadtreinigungsbetriebe
BSW	Bundesverband Solarwirtschaft
BT-Drs.	Bundestagsdrucksache
BTOElt	Bundestarifordnung Elektrizität (seit 1.7.2007 außer Kraft)
BVerfG	Bundesverfassungsgericht
BVerwG	Bundesverwaltungsgericht
BWE	Bundesverband WindEnergie
BZ	Brennstoffzelle
bzgl.	bezüglich
bzw.	beziehungsweise
C	Kohlenstoff
CAD	Computer Aided Design

CAR	Computer Augmented Reality
CASE	Computer Aided Software Engineering
CBEMA	Computer and Business Equipment Manufacturers Association
CCL	Climate Change Levy
CDAS	Conditioned Dry Adsorption System
CDM	Clean Development Mechanism
CEA	Commissariat à l'Energie Atomique
CECSO	Europäischer Ausschuss für feste Brennstoffe
CER	Certified Emission Reductions
CFC	Carbon Fibre Composite
CIGRÉ	International Council on Large Electric Systems
CIO	Chief Information Officer
Cm	Curium
CO	Kohlenmonoxid
CO_2	Kohlendioxid
COGEMA	Compagnie Générale des matières Nucléaires
COLREG	Convention on the International Regulations for Preventing Collisions at Sea
COP	Coefficient Of Performance (Leistungszahl)
COP	Conferences of the Parties
CP	Capital Project
CPE	Centrally planned economy area
CRM	Customer Relationship Management
Cs	Cäsium
CUTEC	Clausthaler Umwelttechnik-Institut
DAGAVO	Dampf-Gas-Vorwärmer
DAIS	Digital Airborne Imaging Spectrometer
DBE	Deutsche Gesellschaft zum Bau und Betrieb von Endlagern für Abfallstoffe mbH
DDGI	Deutscher Dachverband für Geoinformation

DE	direkte Einspritzung
DEA	dezentrale Erzeugungsanlage
DEBRIV	Bundesverband Braunkohle
DEG	Deutsche Investitions- und Entwicklungsgesellschaft
DEHSt	Deutsche Emissionshandelsstelle
ders.	derselbe
DESY	Deutsches Elektronen-Synchrotron
DEZ	Dezentrale Energieerzeuger
DGK5	Deutsche Grundkarte 1:5 000
DGM5	Digitales Geländehöhen-Modell 1:5 000
DGM50	Digitales Geländehöhen-Modell 1:50 000
DGS	Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie
DIN	Deutsches Institut für Normung
DJSI	Dow Jones Sustainability Index
DKM	Digitales Kartographisches Modell
DKVG	Deutsche Kernreaktor-Versicherungsgemeinschaft
DLM	Digitales Landschaftsmodell
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
DMFC	Direktmethanol Brennstoffzelle, Direct Methanol Fuel Cell
DOE	Department of Energy
DÖV	Die öffentliche Verwaltung
DSD	Duales System Deutschland
DSM	Demand Side Management
DVBl.	Deutsches Verwaltungsblatt
DVD	Direktverdampfer
DVG	Deutsche Verbundgesellschaft. Jetzt: Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches

DWK	Deutsche Gesellschaft für Wiederaufbereitung von Kernbrennstoffen GmbH
DWV	Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband
EA	Europa-Archiv
e8	„e8-Initiative" – Engagement der Stromwirtschaft für globalen Umweltschutz und nachhaltige Entwicklung in Entwicklungsländern
EAG	Europäische Atomgemeinschaft
EAK	Europäischer Abfallkatalog
EAR I	Estimated Additional Resources, Cat. I
EAR II	Estimated Additional Resources, Cat. II
EBS	Ersatzbrennstoffe
EC	Europäische Kommission
ECCP	Europäische Programm zur Klimaänderung
ECRH	Elektron-Zyklotron-Resonanz-Heizung
EDV	Elektronische Datenverarbeitung
EDL-RL	Richtlinie 2006/32/EG über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen
EEF	European Energy Forum
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EER	Europäische Richtlinie zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt
EErzeugBest NeurG	Gesetz zur Neuregelung der Besteuerung von Energieerzeugnissen und zur Änderung des Stromsteuergesetzes
EEX	European Energy Exchange AG
EF	Erfüllungsfaktor
EFDA	European Fusion Development Agreement
EG-ABl. C	Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften. Teil C: Mitteilungen und Bekanntmachungen

EG-ABl. L	Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften. Teil L: Rechtsvorschriften
EGEC	European Geothermal Energy Council
EGKS	Europäische Gemeinschaft für Kohle und Stahl
EGKSV	Vertrag über die Gründung der Europäischen Gemeinschaft für Kohle und Stahl
EG-RL-Gas	Europäische Erdgasbinnenmarkt-Richtlinie
EG-RL-Elt	Europäische Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie
EGV	Vertrag zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft
EIA	Energy Information Administration
EIA	Environmental Impact Assessment
el	elektrisch
ELM	Edge Localized Mode
ELSAD	Elektronische Synchronmaschine mit aktivem Dämpfer
ELTR	Europäische Richtlinie über den Transit von Elektrizitätslieferungen über große Netze
EMS	Energiemanagementsystem
EN	Europäische Norm
EnEG	Energieeinsparungsgesetz
EnergieNeuRG	Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts
EnergieStG	Energiesteuergesetz
EnSG	Energiesicherungsgesetz
EnVKG	Energieverbrauchskennzeichnungsgesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPI	Erdgaspreisindex
EQ	Energiequalitätsgrad
ERA	Energy Resources of Australia
ERAM	Endlager für radioaktive Abfälle Morsleben

ERC	Energy Research Corporation
ERP	Enterprise Resource Planning
ERU	Emission Reduction Units
ESB	Ersatzschaltbild
ET	Emissions Trading
EU	Europäische Union
EUDUR	Fundstellenverzeichnis zum Europäischen und deutschen Umweltrecht
EuGH	Europäischer Gerichtshof
EURATOM	Europäische Atomgemeinschaft
EURELECTRIC	Union of the Electricity Industry
EUROSOLAR	Europäische Vereinigung für Erneuerbare Energien
Eurostat	Statistisches Amt der Europäischen Union
EUV	Vertrag über die Europäische Union
eV	Elektronenvolt
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EW	Einwohnergleichwert
EW	Elektrizitätswirtschaft
EWEA	European Wind Energy Association
EWI	Energiewirtschaftliches Institut
EWS	Erdwärmesonden
FACTS	Flexible Alternative Current Transmission Systems
FCKW	Fluor-Chlor-Kohlenwasserstoff
FEE	Fördergesellschaft Erneuerbare Energien
FFH	EU-Richtlinie „Flora-Fauna-Habitat“
FG	Faulgas
FGW	Fördergesellschaft Windenergie
FS	Festschrift
FVU	Fernwärmeversorgungsunternehmen

GAGAVO	Gas-Gas-Vorwärmer
GasNEV	Gasnetzentgeltverordnung
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
GAU	größter anzunehmender Unfall
gdbm	Gesamtverband des Deutschen Brennstoff- und Mineralölhandels
GEMIS	Gesamt-Emissions-Modell
GFK	glasfaserverstärkter Kunststoff
GG	Grundgesetz
ggf.	gegebenenfalls
GGLP	gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung
GIL	Gasisolierter Rohrleiter
GIS	Gasisolierte Schaltung
GIS	Geographisches Informationssystem
GM	Gasmotor
GT	Gasturbine
GTR	Europäische Richtlinie über den Transit von Erdgas über große Netze
GtV	Geothermische Vereinigung
GTZ	Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit
GuD	Gas- und Dampfturbinenanlage
GuV	Gewinn und Verlust
GVA	gemeinsam verursachte Ausfälle
GVSt	Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus
GWB	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
GWh	Gigawattstunde
h. L.	herrschende Lehre
h. M.	herrschende Meinung
HC	unverbrannte Kohlenwasserstoffe

HCB	Human Capacity Building
HDÜ	Hochspannungs-Drehstromkabel-Übertragungen
He	Helium
HEA	Fachverband für Energiemarketing und -Anwendung e.V. (früher: Hauptberatungsstelle für Elektrizitätsanwendung)
HERA	Hadron-Elektron-Ring-Anlage
HEU	High Enriched Uranium
HFC	Halognierte Fluorkohlenwasserstoffe
HGF	Helmholtz-Gemeinschaft der Forschungszentren
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungen, Hochspannungs-Gleichstrom-Kabelverbindung
HGW	Höchster Grundwasserstand
HPI	Heizölpreisindex
HSR	„Holderbank“ Schmelz Redox Verfahren
HT-BZ	Hochtemperaturbrennstoffzelle
HTW-Vergasung	Hochtemperatur-Winkler-Vergasung
i. Allg.	im Allgemeinen
i. d. R.	in der Regel
i. e. S.	im engeren Sinne
IAEA	International Atomic Energy Agency
IAEE	International Association for Energy Economics
IAEO	Internationale Atomenergie Organisation
IBA	Important Bird Area
ICRH	Ionen-Zyklotron-Resonanz-Heizung
IDE	indirekte Einspritzung
IEA	International Energy Agency
IEC	International Electrotechnical Commission

IEEE	Institute of Electric and Electronic Engineers – Institut für das Elektrik- und Elektronikingenieurwesen
IER	Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart
IFIEC	International Federation of Industrial Energy Consumers
IFMIF	International Fusion Materials Irradiation Facility
IFU	Fraunhofer-Institut für Atmosphärische Umweltforschung
IGBT	Integrated Gate Bipolar Transistor
IGCC	Integrated Coal Gasification Combined Cycle Power Plant
IGU	International Gas Union
IIASA	International Institute for Applied System Analysis
IKP	Importkohlepreis
IMO	International Maritime Organisation
IN	Investitionsgüterindex
INES	International Nuclear Event Scale
INFORSE	International Network for Sustainable Energy
inkl.	inklusive
INSAG	International Nuclear Safety Advisory Group
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
IPP	Independent Power Producer
IR	inferred resources
IRP	Integrierte Ressourcenplanung
IRS	Incident Reporting System
ISES	International Solar Energy Society
ISL	In situ-Laugung
ISO	International Standards Organization

IT	Informationstechnik
ITAD	Interessengemeinschaft der Betreiber Thermischer Abfallbehandlungsanlagen in Deutschland
ITER	International Tokamak Experimental Reactor
IV	Informationsverarbeitung
IWF	Internationaler Währungsfonds
JET	Joint European Torus
JI	Joint Implementation
JZ	Juristenzeitung
KAV	Konzessionsabgabenverordnung
KFK	kohlefaserverstärkter Kunststoff
KGS	Kupplungsgegenseite
KKW	Kernkraftwerk
KOM	Kommissionsdokument
KOVU	Kommunalverteilungsunternehmen
Kr	Krypton
KRK	Klimarahmenkonvention
KrW-/AbfG	Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz
KS	Kupplungsseite
KTA	Kerntechnischer Ausschuss
KTG	Kerntechnische Gesellschaft e. V.
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KW	Kraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LAGA	Länderarbeitsgemeinschaft Abfall
LAN	Local Area Networks
LASER	Light Amplification by Stimulated Emission of Radiation
LCC	Life Cycle Costs

LCP	Least-Cost Planning
LEU	Low Enriched Uranium
LIS	Landinformationssysteme
LLK	Ladeluftkühler
LMBV	Lausitzer und Mitteldeutsche Bergbau-Verwaltungsgesellschaft mbH
LNG	Liquified Natural Gas
LPX	Leipzig Power Exchange
lt.	laut
LWG	Landeswassergesetz
LWR	Leichtwasserreaktor
m. w. N.	mit weiteren Nachweisen
MAGNOX	Magnesiumoxide
MBA	Müllbeseitigungsanlagen
MCCM	Multiskaliges Atmosphärisches Modell
MCFC	Karbonatschmelze-Brennstoffzelle, Molten Carbonate Fuel Cell
MERKIS	Maßstabsorientierte einheitliche Raumbezugsbasis für kommunale Informationssysteme
MIBRAG	Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH
MILP	Mixed Integer Linear Programming
MITI	Ministry of International Trade and Industry (jap.)
ML	Mechanischer Lader
MOP	Meetings of the Parties
MOX	Mischoxidbrennstoff, -brennelemente
MT-BZ	Mitteltemperatur-Brennstoffzelle
MVA	Megavoltampere
MVAr	Megavoltampere reactive
MW	Megawatt

MWd	Megawatttag
MWe	Megawatt elektrisch
MWh	Megawattstunde
MWV	Mineralölwirtschaftsverband
n. F.	neue Fassung
NAP	Nationaler Allokationsplan
NAPG	Gesetz zum nationalen Allokationsplan
NawaRo	Nachwachsende Rohstoffe
NEA	Nuclear Energy Agency Kernenergieagentur der OECD
NEDO	National Development Organisation (jap.)
NFFO	Non Fossil Fuel Obligation
NFPA	Non Fossil Purchasing Agency
NGO	Non-Governmental Organizations Nicht-Regierungsorganisationen
NiCd	Nickel-Cadmium
NiMH	Nickelmetallhydrid
NIS	Netzinformationssysteme
NJW	Neue Juristische Wochenschrift
NO_x	Stickoxide
Np	Neptunium
NT-BZ	Niedertemperaturbrennstoffzelle
NTPA	Negotiated Third Party Access
NVwZ	Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht
o. T.	oberer Totpunkt
OECD	Organisation of Economic Cooperation and Development
OPEC	Organization of the Petroleum Exporting Countries Organisation erdölexportierender Länder
OS	Oberschwingung

OSI	Open Systems Interchange
OT	Oberteil
OTC	Over the Counter
oTS	organische Schlammsubstanz
OVG	Oberverwaltungsgericht
PAFC	Phosphorsaure Brennstoffzelle, Phosphoric Acid Fuel Cell
PAK	Polyzyklische Aromatische Kohlenwasserstoffe
PB	Polybutylen
PC	Personal Computer
PCC	Point of Common Coupling
PCF	Prototyp Carbon Fund
PE	Parlement Européen
PE	Polyethylen
PEFC	Proton Exchange Membrane Fuel Cell
PEMFC	Proton Exchange Membrane Fuel Cell
PFC	Perfluoriert Kohlenwasserstoffe
PP	Polypropylen
ppm	parts per million
PPP	Public Private Partnership
ProMechG	Gesetz über projektbezogene Mechanismen nach dem Protokoll von Kyoto
Pu	Plutonium
PuO_2	Plutoniumdioxid
PUR	Polyurethan
PUREX	plutonium-uranium refining by extraction
PV	Photovoltaik
PVC	Polyvinylchlorid
PWHD	Partial weighted harmonic distortion
RAM	Random-Access-Memory
RAR	Reasonably Assured Resources

RCP-Verfahren	Recycled Clean Products
rd.	rund
RdE	Recht der Energiewirtschaft
RDF	Refuse Derived Fuel
RECLAIM	Regional Clean Air Incentives Market
RECS	Renewable Energy Certificate System
REG	Regenerative Energien
REN	Rationelle Energienutzung
REPU	Reprocessed Uranium
REVU	Regionalverteilungsunternehmen
RGR	Rauchgasreinigung
RL	Richtlinie
RME	Rapsölmethylester
RMU	Removal Units
Rn.	Randnummer
ROG	Raumordnungsgesetz
ROM	Read-Only-Memory
RSK	Reaktorsicherheitskommission
RWE	Rheinisch-Westfälische Elektrizitätswerk AG
s.	siehe
s. u.	siehe unten
SBS	Sekundärbrennstoff
SCADA	Supervisory control and data acquisition
SCR	selektive katalytische Reduktion
SCRAM	Security Control Rod Ax Man (Reaktorschnellabschaltung)
Se	Selen
SeeAnlV	Seeanlagenverordnung
SeeAufgG	Seeaufgabengesetz
SF_6	Schwefelhexafluorid

SGE	Strategischen Geschäftseinheiten
SL	Stundenlohn eines Facharbeiters
Slg.	Sammlung
SMES	supraconducting magnetic energy storage – supraleitende magnetische Energiespeichersysteme
SNCR	Selective Non Catalytic Reduction
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell
sog.	so genannt
SOLAS	Safety Of Life At Sea Convention
SOFC	Oxidkeramische Brennstoffzelle (Solid Oxide Fuel Cell)
SOM	selbstorganisierende Merkmalskarten
SPA	Special Protection Area
SPFC	Solid Polymer Fuel Cell
SPS	speicherprogrammierbare Steuerung
SR	speculative resources
SRÜ	Seerechtsübereinkommen
SSK	Strahlenschutzkommission
StrlSchV	Strahlenschutzverordnung
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
StromStG	Stromsteuergesetz
StromStV	Stromsteuerdurchführungsverordnung
SVC	Source Voltage Controlled
SWR	Siedewasserreaktor
SYM	Synchronmaschine
TA	Technische Anleitung
Tab.	Tabelle
TASi	Technische Anleitung Siedlungsabfall
TBT	Tributylzinn

TCDD	2,3,7,8-Tetrachlordibenzodioxin
TE	Toxisches Äquivalent
TEG	Teilerrichtungsgenehmigung
TEHG	Gesetz über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen
TEXTOR	Torus Experiment for Technology Oriented Research
TFP	Totale Faktorproduktivität
TFTR	Tokamak Fusion Test Reactor
Th	Thorium
THC	Total harmonic Current
THD	Total harmonic Distortion
THG	Treibhausgas
THTR	Thorium Hochtemperatur Reaktor
TK25	Topographische Karte 1:25 000
TNT	Trinitrotoluol
TOC	Total Organic Carbon
TOKAMAK	Toroidalnya Kamera i Magnitnaya Katushka
TÜV	Technischer Überwachungsverein
U	Uran
u. T.	unterer Totpunkt
u. U.	unter Umständen
u. a.	unter anderem
U/min	Umdrehungen pro Minute
UBA	Umweltbundesamt
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity
u. dgl.	und dergleichen
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UFOP	Union zur Förderung von Oel- und Proteinpflanzen

UML	Unified Modelling Language
UMTS	Universal Mobile Telecommunication System
UN	United Nations
UNDP	United Nations Development Programme
UNEP	United Nations Environment Programme
UNESCO	United Nations Educational, Scientic and Cultural Organization
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
UNIPEDE	Union of the Electricity Industry
UPR	Umwelt- und Planungsrecht
USV	unterbrechungsfreie Stromversorgung
UT	Unterteil
UTA	Urantrennarbeit
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
UVPG	Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung
UVS	Umweltverträglichkeitsstudie bzw. Unternehmensvereinigung Solarwirtschaft
v. a.	vor allem
VAwS	Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft (früher: Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke). Seit 2007 Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) e.V.
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
VDN	Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW. 2007 im BDEW aufgegangen.
VEA	Bundesverband der Energieabnehmer e.V.
VEAG	Vereinigte Energiewerke Aktiengesellschaft
VGH	Verwaltungsgerichtshof
vgl.	vergleiche

VIK	Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.
VKU	Verband kommunaler Unternehmen e.V.
VKW	virtuelles Kraftwerk
VN	Vereinte Nationen
VNB	Verteilnetzbetreiber
VPE	Vernetztes Polyethylen
VR	Virtuelle Realität
VRML	Virtual Reality Modelling Language
VwGO	Verwaltungsgerichtsordnung
VwVfG	Verwaltungsverfahrensgesetz
VZS	Verbraucherzählpfeilsystem
WAA	Wiederaufbereitungsanlage
WACC	Weighted Average Cost of Capital
WAK	Wiederaufbereitungsanlage Karlsruhe
WAN	Wide Area Networks
WANO	World Association of Nuclear Operators
WASP	Wind Atlas Analysis and Application Program
WB	Weltbank
WBCSD	World Business Council for Sustainable Development
WCI	World Coal Institute
WEA	Windenergieanlagen
WEC	World Energy Council – Weltenergierat
WEEA	World Energy Efficiency Association
WEG	Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung
Wh	Wattstunde
WHG	Wasserhaushaltsgesetz
WHO	World Health Organisation – Weltgesundheitsorganisation

WI	Wuppertal Institut
WNA	World Nuclear Association
WOCA	World outside centrally planned economy area
WSD	Wasser- und Schifffahrtsdirektion
WVW	Wirtschaftsverband Windkraftwerke
z. B.	zum Beispiel
z. Z.	zur Zeit
ZEV	Zero Emission Vehicle
ZfE	Zeitschrift für Energiewirtschaft
ZNER	Zeitschrift für Neues Energierecht
ZPO	Zivilprozessordnung
ZuG	Gesetz über den nationalen Zuteilungsplan für Treibhausgas-Emissionsberechtigungen
ZUR	Zeitschrift für Umweltrecht
ZWS	Zirkulierende Wirbelschicht

Stichwortverzeichnis

Abfall
– Arten **1403,** 24ff.
– Energiepotenzial **1403**
– Heizwert **1403,** 56ff.; **6462,** 16ff.
– Spaltprodukte **6715,** 26
– Techniken zur Energienutzung **6462**
– therm. Behandlung von unaufbereitetem **6463**
Abfallverbrennung
– Geschichte der **6467**
Abfallverbrennungsanlagen *s.a. AVA*
– Berlin Ruhleben **6462,** 36ff.; **6463,** 10ff.
– Entwicklung der Emissionen und -grenzwerte **2510,** 34ff.
– Geschichte der **6467**
– Übersicht relevante Schadstoffe **2510,** 25ff.
Abgasnachbehandlung
– Verbrennungsmotoren **8311,** 67ff., 88f.
Abschaltsicherheit **6715,** 25
Absorberstäbe **6701**, 123
Absperrbauwerk **6552,** 19
Abwärmenutzung
– Rechtsgebot nach BImSchG/-V **6462,** 11ff.
Abwasser
– aus AVA **2510,** 138ff.
Abwasserreinigung *s. Kläranlagen*
Activities Implemented Jointly **3101** 42ff.
Adaption **10450,** 32
AFC **6412,** 9
Aggregatsanlagen **8312,** 48ff.
– Brennstoffe **8312,** 37ff.
Akkommodation **10450,** 25
Akkumulatoren **7010**
Aktionsprogramm Klimaschutz
– Pressemitteilung RWE, E.on u. a. vom 26.1.2000 (Text) **13205**
Alarmierung **10450,** 46
Allokation, Definition **11410**, § 2
Alphastrahler **6715,** 3 u. 4
Altholz
– BiomasseV **5306,** 7ff.
– Lagergenehmigung nach BImSchG **5306,** 30ff.
– Verbrennungsanlagengenehmigung nach BImSchG **5306,** 25ff.
Altholz-Verordnung (AltholzV) **5306,** 15f.
Americium 243 **6715,** 27
Anreicherungsanlage **6701**, 61ff.
Anreizregulierung **11311**, § 21a, **11311,** § 112f.
Aquafere **7010**, 37
Aquiferspeicherung
– für Gas **7602,** 32ff.
Asynchronmaschinen **8410,** 167ff.; **6512,** 51
Atom **6701**, 5 ff.
Atom... *s. a. Kern...; Kernenergie...*
Atomare Endlagerung (Schacht Konrad) **12321**, **12431**
Atombombe **6701**, 63 u. 68

Atomgesetz **5501**
– Text **11350**
– und -ausstieg **5505,** 5ff.
Atomkern **6701**, 77
Atommeiler **6701**, 71
Atommodell, bohrsches **6701**, 23ff.
Atommüll *s. a. Entsorgung; radioaktive Abfälle*
Atomprogramm 1963 **3303,** 20
Atomrecht **5501**
Atomtests **6715,** 6
Atomtransporte
– Rechtsfragen **5501,** 133f.
Aufarbeitungsanlage **6715,** 20
Aufstellung von Bildschirmen **10450,** 12
Auge **10450,** 24
Ausgleichsenergie, Definition **11410**, § 2
Ausgleichsleistungen, Definition **11311**, § 3
Auslassbauwerke **6512,** 23
Ausspeisekapazität Gas **11410**, § 9
Ausspeiseleistung, Definition **11410**, § 2
Ausspeisepunkt Gas
– Definition **11311,** § 3
AVA *s.a. Abfallverbrennungsanlagen*
AVA Berlin Ruhleben
– Rauchgasreinigung **2510,** 78ff.
AVA Hamburg Borsigstraße
– Rauchgasreinigung **2510,** 90ff.
AVA Hamburg-Bullerdeich
– erste AVA Dtls. **6467,** 22ff.
avogadrosches Gesetz **6701**, 10
AWZ
– Genehmigung von Offshore-Windparks **5307**
Batterien **7010**
Behörden
– Internet-Links **13710**
Beihilfen *s. staatliche Beihilfen*
Beirat **140**
Beleuchtungsstärke **10450,** 13
Bergbau *s. a. Steinkohle; Braunkohle*
– Nachkriegs-BRD **3303,** 5ff., 18, 21ff.
– Rückblick Steinkohle 2006 **4102**
– techn. Fortschritt Steinkohleförderung **4102,** 20ff.
Bergrecht
– und Offshore-Windparks **5307,** 71ff.
Berlin
– AVA Ruhleben **6462,** 36ff.; **6463,** 10ff.
– Geschichte der Abfallbehandlung **6467,** 2ff., 43ff.
Beschäftigte
– Braunkohleförderung **4103,** 47ff.
Beschleuniger **6715,** 27
Besteuerung
– Importstrom (Urteil EuGH) **12220** Nr. 2
– von Energieerzeugnissen (Text Europäische RL) **11631;** (Gesetzestext) **11635**
Betastrahler **6715,** 3
Betreiber von Netzen und Anlagen
– Definition **11311,** § 3
– Netzausbau EEG **4301**
– Übertragungsnetzbetreiber (Internet-Links) **13753**
Betriebsführung *s. a. Unternehmensführung; Management*
– Geo-Informationssysteme **10220,** 18ff.
– Informationssysteme **10220**
– Netzleittechnik **10220,** 6ff.
BImSchG
– Genehmigungspflicht für Biomassekraftwerke **5306,** 23ff.
Bilanzausgleich Gas **11410**, § 26ff.
Bilanzkreis
– Definition **11311,** § 3, **11410**, § 2
Bilanzkreissystem **11401**, § 4ff.
Bilanzkreisvertrag **11401**, § 26
Bilanzzone

– Definition **11311,** § 3
Binnenmarkt
– Elektrizitäts- (RL 2003/54/EG) **5301,** 12ff.
– Erdgas- (RL 2003/55/EG) **5301,** 12ff.
Biogas
– Internet-Links **13734, 13774**
Biomasse
– Kraftwerksgenehmigung **5306**
– Potential **1011**, 36
Biokraftstoffe
– EG-RL **11260**
Biomassekraftwerke **5306**
Biomasseverordnung **5306,** 10ff.
– Text **11450**
Blendung **10450,** 32
blinder Fleck **10450,** 35
Blindleistung **7315**, 38
Blindleistungskraftwerke **7315**, 38
Blockheizkraftwerke
– Energiemanagement **9102**
– Faulgasnutzung **6441,** 56ff.
– Fernwärme **7112,** 21ff.
– Wirkungsgrad **8312,** 46f.
Bogenstaumauer **6552,** 27
Brandenburg
– räuml. Vorsorge für Windenergienutzung **2520,** 10
Braunkohle
– Gemeindeauflösung wegen -abbau (Urteil SächsVerfGH) **12423** Nr. 1
– Helmstedter Revier **4103,** 18, 37ff.
– Lausitzer Revier **4103,** 35
– mitteldeutsches Revier **4103,** 17, 36f.
– rheinisches Revier **4103,** 11ff., 31ff.
– Rückblick 1999 **4103**
– Tagebau Rheinland 1945–1960 **3303,** 7
– Verstromung **6311**
Brekzienkomplexe **1202,** 15
Brennelemente
– Kosten **6715,** 31
– verbrauchte **5501**, 110ff., **6715,** 23
Brennstoffnutzungsgrad *s. Wirkungsgrad*
Brennstoffzellen
– Bestandteile **6412**, 2
– BHKW **6412,** 21
– Investitionskosten **6412,** 33
– reversible **7010**, 20
– Spannung **6412**, 6
– Stand und Möglichkeiten **6412**
– Vergleich mit Druckluft **7601,** 61ff.
– Wirkungsgrad **6412**, 6
Brüten **6701**, 105ff.
Brutreaktoren, schnelle **6701**, 103ff.
Bundesgerichtshof (Urteil)
– Endschaftsbestimmung zw. Kommune und EVU (16.11.1999) **12330** Nr. 1
Bundeskartellamt
– Internet-Link **13715**
Bundesnetzagentur **5301,** 43ff., **11311,** § 55ff., **11312**
bundesrechtliche Regelungen *s. einzelne Gesetze, Richtlinien und Vorschriften*
Bundesrepublik
– Energiepolitik 1946–2000 **3303**
– zukünftige Strombedarfsdeckung **3610,** 19ff.
Bundesverfassungsgericht (Beschlüsse)
– kommunale Beschwerde gegen EnergieNeuRG und GWB (27.4.2000) **12310** Nr.3
– kommunale Beschwerde gegen EnergieNeuRG (9.9.1999) **12310** Nr. 2
– kommunale Selbstverwaltungsgarantie und Nutzungsberechtigung nach TKG (7.1.1999) **12310**, Nr. 1
Bundesverwaltungsgericht (Urteile)
– Endlagerung (Schacht Konrad) **12321**

– Kernkraftwerksstilllegung ohne Genehmigung (25.10.2000) **12320** Nr. 1
Bußgelder **5301,** 47
Capital Projects **3101**, 37ff.
Carnot-Prozess **8311,** 36
Cäsium 135 **6715,** 27
Chunking **10450,** 61
CO_2
– Abscheidung, Abtrennung **6311**, 67, 69ff.
– Emissionen und Braunkohlenverstromung **6311**, 70f.
– Emissionen und Kernenergieausstieg **3610,** 29ff.
– Minderungspolitik **3303,** 48, 54
– prognostizierte Emissionen **2202,** 22ff.
– Szenarien aufgrund Verknappung **2202**
Coastal-Energy-Management
– Offshore-Windparks **2520**
Coastal-Zone-Management **2520,** 54ff.
confirmation bias **10450,** 83
Dampfturbinen-Heizkraftwerke
– Fernwärme **7112,** 17f.
Dänemark
– EE-Zertifikate **5201**
– Instrumente zur Förderung von Windenergie **3103**, 20ff.
– Offshore-Windparks **2510,** 16ff.
Datenbanksysteme **10220,** 34ff.
Dauerstromaggregate
– Hubkolbenmaschinen **8312,** 33
Deckungsvorsorge
– Kernkraftwerke **5501**, 44, **5503,** 3ff.
Deponiegas
– energetische Nutzung **1403,** 95f.
Deregulierung *s. Liberalisierung*
Deuterium **6701**, 29
Deutschland *s. a. Bundesrepublik*
– erste AVA **6467,** 22ff.
Dichte des Wassers **6701**, 30
Dieselmotor **8311,** 5f., 9ff., 57ff.; **8312,** 27ff.
– Abgasnachbehandlung **8311,** 81ff.
Direktleitung
– Definition **11311**, § 3
Direktverdampfungsverfahren **6611**, 103ff.
DMFC **6412,** 8
Drosselklappe **6552,** 67
Druckluftspeicher **7010**, 33
Druckluftspeicherkraftwerk **7010**, 33
Druckluftspeicherung **7601**
Druckrohrleitung **6552,** 33
Druckstollen **6552,** 30
Dunkeladaption **10450,** 32
Durchströmturbine **6512,** 40
e8-Initiative **3101**
EE-Zertifikate
– europarechtl. Beurteilung **5201**
Effizienz
– Aktionsplan für Energieeffizienz **13006**
– Endenergie- **11270**
– -steigerung Braunkohlenverstromung **6311**, 67f.
EG-Recht (Texte) **11200**
– und dänische EE-Zertifikate **5201**
EG-Vertrag
– Strom aus erneuerbaren Energien **5210**
– und staatliche Beihilfen **5201,** 14ff.
– Verstoß Gasbezugsvertrag gegen (Urteil LG Köln) **12537** Nr. 1
Eigenanlagen
– Definition **11311**, § 3
Einlassbauwerk **6512,** 14
Einspeisekapazität
– Definition **11311**, § 3, **11410**, § 9
Einspeiseleistung, Definition **11410**, § 2
Einspeisepunkt
– Definition **11311**, § 3
– Netzausbau EEG **4301**, 5, 7, 12, 18, 20ff.

Einspeisevergütung
– Blockheizkraftwerk **9102,** 66ff.
– Windenergie **3103,** 5ff., 12ff., 21ff.
elektrische Antriebe **8410**
elektrisches Netz **7305**
– EEG-Netzausbau **4301**
– Grundlagen **8410,** 18ff.
Elektrizität... *s. a. Strom...*
Elektrizitätsbinnenmarkt-RL **5210,** 29ff.; **11220**
Elektrizitätsmengenbegrenzung
– durch Atomausstieg **5505**
Elektrizitätsverteilernetze **7305**
– Aufgaben der Betreiber **11311**, § 14
– Definition **11311**, § 3
– EEG-Netzausbau **4301**
– Zugang **11401**
Elektrode **6412**, 2
Elektrofahrzeuge **7010**, 75ff.
Elektronen **6701**, 18ff.
Elktrolyt **6412**, 2
Emissionen
– Brennstoffzellen **6412,** 52
– Fernwärme **7112,** 30ff.
– Grenzwerte für AVA **2510,** 34ff.
– und Umweltschutz in AVA **2510**
– Verbrennungsmotoren **8311,** 67ff., 88f.
– vergleichende Werte dt. AVA **2510,** 101ff.
Emissionshandel **3305**
– Rechtsvorschriften, Texte **11650** ff.
Endlager (Schacht Konrad) **12431**
Endlagerstandort (Schacht Konrad) **12321**, **12431**
Endlagerung
– Atomrecht **5501,** 119ff.
– Schacht Konrad **12321, 12431**
– Untertageanlagen **6715,** 32
Endschaftsbestimmung
– zw. Kommune und EVU (Urteil BGH) **12330** Nr. 1
energetische Abfallnutzung **1403**
– Umweltentlastung **2510,** 104ff.
Energieagenturen
– Internet-Links **13720**
Energieanlagen
– Definition **11311**, § 3
Energieanwendung
– elektrische Antriebe **8410**
– Verbrennungsmotor **8311**
Energieauskopplung
– dt. AVA 1998 **6462,** 85ff.
Energiebedarf *s. Weltenergieversorgung*
Energiebedarf **1011**, 2
Energiebilanz
– Abfallverbrennung **6462,** 65
– Blockheizkraftwerke **9102,** 11ff.
– Kläranlagen **6441,** 65ff.
Energieeffizienzmaßnahmen
– Definition **11311**, § 3
– EU-Aktionsplan Energieeffizienz **13006**
– EG-RL Endenergieeffizienz **11270**
Energieeffizienzsteigerung
– autonome **2202,** 15
– Braunkohlenverstromung **6311**
Energieeinsparungsgesetz (Text) **11325**
Energieerhaltungssatz **1011**, 5, 20
Energieerzeugnisse **11635**
Energieforschung
– Internet-Links **13730**
Energiehaushalt der Erde **1011**, 16
Energieimporte
– Abhängigkeit von **2303,** 13ff.
Energieinformatik **10010; 10110**
– Anwendungsbereiche **10210,** 5ff.
– Produkte **10210,** 69ff.
Energiemanagement
– Blockheizkraftwerke **9102**
– Contracting **9203**
– Geo-Informationssysteme **9403**
– GridCode 2000 **9204**
– Kooperationsformen **9203**
– wertorientiertes **9103**
– Systeme **10210**

Energiemarkt
– Liberalisierung **3303,** 54, 62ff.; **5301** 5ff.
Energieneuregelungsgesetz
– kommunale Beschwerde gegen (Beschluss BVerfG) **12310** Nr. 2; **12310** Nr. 3
– Text **11313**
Energienutzung
– in AVA **6462,** 51ff.
Energiepolitik **3000**
– BRD 1946–2000 **3303**
– Europäische Energiestrategie **13005**
– Europäische Kommission: Förderung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen **13010**
– Programme der BRD ab 1973 **3303,** 38f., 49f.
Energiepotenzial
– von Abfall **1403**
Energiepreiserhöhungen
– Auswirkungen **2303,** 24
Energieprognose **2202**, 2
Energierecht **5000; 11000; 12000;** *s. a. einzelne Gesetze, Richtlinien und Vorschriften*
Energieressourcen
– Energie im Abfall **1403**
– Natur-Uran **1201**
– Strategien gegen Erschöpfung von **2303,** 22ff.
Energiesicherungsgesetz (Text) **11330**
Energiespeicher **7010**, 1
Energiespeichersysteme, supraleitende magnetische **7010**, 25
Energiespeichertechnologien **7010**
Energiespeicherung
– Druckluft **7601**
Energiesteuer
– Gesetz (Text) **11636**
– Richtlinie der EU (Text) **11631**
Energiestrategie, Europäische **13005**
Energieszenario **2202**, 2
Energiesysteme
– Leittechnik **10410**
Energieträger
– Abfall als regenerativer **1403,** 111ff.
– Druckluft **7601**
– fossile *s. fossile Energieträger*
– Verknappung der fossilen (Szenarien/Prognosen) **2202**
Energie(träger)mix **2202,** 18; **6611**, 30ff.
Energieumwandlung
– Konzepte für Abfall **6462,** 62ff.
Energieverbrauch, individueller **1011**, 8, 29
Energieverbrauch, ökologische Begrenzung **1011**, 10
Energieverbrauchskennzeichnungsgesetz (Text) **11326**
Energieveredelung
– Brennstoffzellen **6412**
– Faulgas in Kläranlagen **6441**
– Fusionsreaktoren **6762**
– Reaktorsicherheit **6714**
– thermische Abfallbehandlung **6462**
– thermonukleare Fusion **6244**
Energieverknappung
– Szenarien und Prognosen **2202**
Energieversorgung *s. a. Weltenergieversorgung; Stromversorgung*
– Braunkohlenverstromung **6311**
– Fernwärme **7112**
– Nachhaltigkeit **3303,** 54ff.
– Optimierung von Blockheizkraftwerken **9102,** 171ff.
– Sicherstellung **5301,** 22ff., 32ff. **11311**, § 49ff.
Energieversorgungsnetze
– Betrieb **11311**, § 11
– Definition **11311**, § 3
– elektrische Netze **7305**
– EEG-Netzausbau **4301**
Energieversorgungsunternehmen *s. a. Betriebsführung; Management; Unternehmensführung*

– Aufgaben **11311**
– Definition **11311**, § 3
– Endschaftsbestimmung mit Kommune (Urteil BGH) **12330** Nr. 1
– Grundrechtsverletzung durch EEG **5303,** 32ff.
– Internet-Links **13750**
Energieverteilung
– Erdgassystem **7501**
Energievorräte
– globale Energien- und CO_2-Szenarien **2202**
– Perspektiven der Weltenergieversorgung **2303**
Energiewirtschaft **4000**
– Bedeutung der Fernwärme **7113**
– Rückblick dt. Braunkohlenbergbau 2005 **4103**
– Rückblick dt. Steinkohlenmarkt 2006 **4102**
– Stromwirtschaft, e8-Inititative **3101**
Energiewirtschaftsgesetz **5301**
– Text **11311**
Entflechtung **5301,** 27ff. **11311,** § 6ff.
Entgasung **6463,** 62
Entgeltbildung bei Netznutzungsentgelten **5301,** 40
Entgeltbestimmung **11402**, § 3, **11411**, § 3
Entgeltermittlung **11402**, § 15, **11411**, § 13
Entnahmestelle, Definition **11402**, § 2
Entsorgung
– Rechtsfragen Atomrecht **5501,** 110ff.
Entsorgungswege
– energiereicher Abfälle **1403,** 32ff.
Entwicklung
– Brennstoffzellen **6412,** 27ff.
– Verbrennungsmotoren **8311,** 88ff.
Entwicklungsländer
– e8-Initiative der Stromwirtschaft **3101**
Erddamm **6512,** 3, **6552,** 20
Erdgas
– Abrechnung **7501,** 79ff.
– Importe **3303,** 51
– Leitungen **7501,** 2ff., 60ff.
– Speichertypen **7602,** 6ff.
– Versorgung **7501**
Erdgasbinnenmarkt-RL **11225**
Erdgasspeicher... *s. Gasspeicher...*
Erdgasreformierung **6412**, 4
Erdwärmenutzung…*s. Geothermie*
Erdwärmesonden (EWS) **6611**, 16ff., 44ff., 96ff.
Ergonomie **10450,** 7
erneuerbare Energien
– Abnahmepflicht Strom zu Mindestpreisen (Urteil EuGH) **12220** Nr. 1
– Ausbau **1011**, 33
– Biokraftstoffe **11260**
– Bilanzkreis **11401**, § 11
– Brennstoffzellen **6412**
– Einspeisevergütung **9102,** 66ff.
– Energie im Abfall **1403; 6462**
– EU-RL zur Förderung der Stromerzeugung aus (Text) **11230**
– Faulgas in Kläranlagen **6441**
– Förderkonzepte der EU **13010**
– Förderung **3103; 3303,** 69
– Fusionsreaktoren **6762**
– Geothermie **5308**, **6611**
– Internet-Links **13734, 13774**
– Potential **1011**, 39
– prognostizierter Anteil am Energiebedarf **2303,** 9f.
– RL 2001/77/EG-EER (Text) **11230**
– therm. Behandlung von unaufbereitetem Abfall **6462**
– thermonukleare Fusion **6244**
– und Europarecht **5210**
– Verkehrssektor **11260**

– Windenergie **3103**
Erneuerbare-Energien-Gesetz; *s. a. Einspeisevergütung;* (Text) **11317**
– Netzausbau **4301**
– Verfassungskonformität von Abnahme- und Vergütungspflichten **5303**
EU-Energierecht *s. einzelne Gesetze, Richtlinien und Vorschriften*
EuGH *s. Europäischer Gerichtshof*
EU-Recht (Texte) **11200**
– EE-Zertifikate Dänemark **5201**
– Rückblick StrEinspG **5212**
– Strom aus erneuerbaren Energien **5210**
Europäische Strategie **13005** (Energie)
Europäische Union
– Aktionsplan Energieeffizienz **13006**
– Energiestrategie (Grünbuch) **13005**
– Förderkonzepte für erneuerbare Energiequellen **13005; 13010**
– Ländervergleich Förderung Windenergie **3103**
– Ländervergleich Reaktorsicherheit **6714,** 167ff.
– Recht (Texte) **11200**
Europäischer Gerichtshof **12200**
– Abnahmepflicht Strom zu Mindestpreisen (13.3.2001) **12220** Nr. 1
– Besteuerung eingeführten Stroms (2.4.1998) **12220** Nr. 2
– Stromeinspeisungsgesetz (Rückblick, PreussenElektra Urteil) **5212**
Europarecht **5200**, **11200**; *s. a. EG-Recht, EG-Vertrag*
Fahrplan, Definition **11401**, § 2
Fahrplanabwicklung **11401**, § 5
Faulgas
– Nutzung in Blockheizkraftwerken **6441**
Fehlermechanismen **10450,** 69
Fernleitungsnetze Gas **11411**, § 19
– Aufgaben der Betreiber **11311**, § 15ff.
– Definition **11311,** § 3
Fernwärme **7112**
– energiewirtschaftl. Bedeutung **7113**
– Emissionen **7112,** 30ff.
– derzeitige Situation **7113,** 49ff.
– Preisbildung **7112,** 59ff.
– Versorgungsverträge **7112,** 84ff.
– Verteilung **5306,** 39ff.
– Wirkungsgrad **7112,** 14
Fischereirecht
– Bau von Wasserkraftwerken **6512,** 69f.
Flicker **6810,** 2, 19ff.
Flimmerverschmelzungsfrequenz **10450,** 41
Flüssigkeitszirkulationsverfahren **6611**, 103ff.
Flugstaub
– aus AVA **2510,** 132ff.
Förderung
– Biokraftstoffe **11260**
– Blockheizkraftwerke **9102,** 65ff.
– Brennstoffzellen **6412,** 34ff.
– erneuerbare Kraftstoffe **11260**
– EU-Konzepte für erneuerbare Energiequellen **13010**
– Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen **9102,** 77ff.
– Windenergie **3103**
Forschung
– Brennstoffzellen **6412,** 34ff.
– thermonukleare Fusion **6244,** 20ff.
fossile Energieträger
– dt. Braunkohlenbergbau 2005 **4103**
– dt. Steinkohlenmarkt 2006 **4102**
– Einspeisevergütung **9102,** 71f.
– Verknappungsszenarien **2202**
Francis-Turbine **6512,** 36

frequency bias **10450,** 83
Fusion
– thermonukleare **6244**
Fusionskraftwerke **1011**, 37
Fusionsreaktoren **6762**
Gammastrahlen **6715,** 3
Ganglagerstätten, **1201,** 15
ganzheitliche Reizwahrnehmung **10450,** 54
Gas- und Dampfanlagen
– Fernwärme **7112,** 20
Gas... *s. a. Erdgas...*
Gasabrechnung **7501,** 79ff.
Gasbeschaffenheit **11410**, § 35
Gasbezugsvertrag
– Verstoß gegen EGV (Urteil LG Köln) **12537** Nr. 1
Gasfernleitungsnetz, Definition **11411**, § 2
Gasisolierte Rohrleiter **7315**, 29
Gasleitungen **7501,** 2ff., 60ff.
– Genehmigungsverfahren **7501,** 50ff.
Gasmessung **7501,** 79ff.
Gasmotoren **8312,** 41ff.
– Geschichte **8311,** 3
– Wirkungsgrad **8312,** 64
Gasnetze
– Definition **11311**, § 3
Gasnetzentgeltverordnung **11411**
Gasnetzzugangsverordnung **11410**
Gasspeicher
– Bedeutung im Gasmarkt **7602**
Gasspeicherung
– Aquiferspeicherung **7602,** 32ff.
– Druckluftspeicherung **7601**
– Kohlenwasserstofflagerstätten **7602,** 37
– Obertageanlagen **7602,** 23ff.
– Untergrundspeicher **7602,** 6ff., 21f., 32ff.
Gastransport **7501,** 2ff., **11410**, § 19
Gasturbinen-Heizkraftwerke
– Fernwärme **7112,** 19
Gaswirtschaftsjahr, Definition **11411**, § 2
Gedächtnis **10450,** 59
Gefährdungspotenzial
– unvorbehandelter Abfall **2510,** 10ff.
Genehmigung
– Atomrecht **5501,** 65ff.
– Biomassekraftwerke **5306**
– fehlende bei AKW-Stilllegung (Urteil BVerwG) **12320** Nr. 1
– Fernwärmeleitungen **5306**
– Gasleitungen **7501,** 50ff.
– geothermische Wärmeanlagen **5308**
– Offshore-Windparks **5307**
– Untergrundspeicher Gas **7602,** 15ff.
Generatoren
– Pumpspeicherkraftwerke **6552,** 58ff.
– Wasserkraft **6512,** 49ff.
Generatorkennlinie WEA **7315**, 15
Geo-Informationssysteme
– Energiekonzepte **9403**
– in der Betriebsführung **10220,** 18ff.
Geothermie
– Internet-Links **13734; 13774**
– rechtliche Vorgaben **5308**
– Technologien und Nutzungsmöglichkeiten **6611**
Gesetze (Texte) **11310, 11600**
– Atomgesetz (AtG) **11350**
– Biokraftstoffquotengesetz **11638**
– Energieeinsparungsgesetz (EnEG) **11325**
– Energieneuregelungsgesetz (EnergieNeuRG) **11313**
– Energiesicherungsgesetz (EnSG) **11330**
– Energiesteuergesetz **11636**
– Energieverbrauchskennzeichnungsgesetz (EnVKG) **11319**
– Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) **11311**

– Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) **11317**
– Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) **11611**
– Gesetz über projektbezogene Mechanismen nach dem Protokoll von Kyoto **11655**
– Gesetz zur Neuregelung der Besteuerung von Energieerzeugnissen und zur Änderung des Stromsteuergesetzes **11635**
– Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWK) **11318**
– Stromsteuergesetz (StromStG) **11637**
– Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG) **11656**
– Zuteilungsgesetz 2012 (ZuG 2012) **11657**
Gestaltfaktoren **10450,** 51
Gewichtsstaumauer **6552,** 23
Gleichstrommaschinen **8410,** 87ff.
Glovebox **6715,** 5
Gorleben **3610,** 6f.
Green-Pricing
– Windenergie **3103,** 7ff.
Greifraum **10450,** 26
GridCode 2000 **9204**
Großbritannien
– erste AVA der Welt **6467,** 20f.
– Instrumente zur Förderung von Windenergie **3103**, 4ff.
Grubengas
– energetische Nutzung 2005 **4102,** 25ff.
Grünbuch
– der Europäischen Kommission (Energiestrategie) **13005**
Grundrechtsverletzung
– der EVU durch EEG **5303,** 32ff.
– durch Atomausstieg **5505,** 34ff.
Grundversorgungspflicht **11311**, § 36
Haftung
– internat. Übereinkommen bei Kernkraftwerken **5503,** 20ff.
– Kernkraftwerke **5503**
Halbwertszeit **6701**, 19
Hamburg-Bullerdeich
– erste AVA Dtls. **6467,** 22ff.
Handschuhkasten **6715,** 5
Harrisburg **3610,** 7f.; **6714,** 87ff.
– Versicherung **5503,** 28f.
Heißluftmotor
– Geschichte des **8311,** 4
Heizkraftwerke
– Fernwärme **7112,** 14ff.
Heizöl *s. Mineralöl; Öl...*
Heizwerke
– Fernwärme **7112,** 26ff.
Heizwert
– Abfall **1403,** 56ff.; **6462,** 16ff.
– Braunkohle **6311**, 3, 9, 43, 54f., 70
Helladaption **10450,** 32
Helligkeit von Bildschirmen **10450,** 13
Heuersdorf-Gesetz
– Nichtigkeit (SächsVerfGH, Urteil 14.7.2000) **12423** Nr. 1
Hochkonverter **6715,** 13
Hochspannungs-Drehstromkabel-Übertragung **7315**, 24
Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung **7315**, 24
Hochtemperaturbrennstoffzelle **6412**, 7
Hochtemperaturreaktor **6715,** 13
Hohlraumspeicher
– für Gas **7602,** 11ff., 38ff.
Holzaufbereitungsanlagen
– Genehmigung nach BImSchG **5306,** 30ff.
Hubkolbenmaschinen **8312,** 1ff., 19ff.
Human Capacity Buildings **3101**, 33ff.
Hybridfahrzeuge **7010**, 73ff.
illegal trafficking **3102**, 47f.
Importkohle **4102,** 1ff.

Importstrom
– Besteuerung (Urteil EuGH) **12220** Nr. 2
INES **6714,** 9ff.
Informatik
– Energie- **10010**
Informationsmanagement
– in der Unternehmensführung **10110**
Informationssysteme
– für die Betriebsführung **10220**
In-situ-Laugung **1201,** 17
Institutionen
– Internet-Linksammlung **13700**
Internationale Atomenergie-Organisation (IAEO) **3102**
Investitionszuschüsse
– Windenergie **3103,** 10f.
Isotope **6701**, 27
Isotopentrennung **6701**, 30
ITER-Versuchsreaktor **6244,** 20ff.; **6762,** 1
Jahresbenutzungsdauer **1011**, 34
Jahreshöchstlast, Definition **11402**, § 2
Jahresmehr- und Jahresmindermengen, Definition **11401**, § 2
Jahresspeicherwerk **6552,** 4
JET
– thermonukleare Fusion **6244,** 14, 22, 27
Jod 129 **6715,** 27
Kalkulationsperiode, Definition **11402**, § 2, **11411**, § 2
Kapazitätsengpässe **11410**, § 10
Kapazitätsportfolio Gas **11410**, § 7
Kapazitätsvertrag Gas **11410**, § 16
Kaplan-Turbine **6512,** 33
Kavernenkraftwerk **6552,** 9
Kavernenspeicher
– für Gas **7602,** 11ff., 38ff.
Kavitation **6552,** 8
Keilschieber **6552,** 70
Kern... *s. a. Atom...*
Kernanlagen *s. Kernkraftwerke*
Kernbrennstoffe
– Aufbewahrung **5501,** 126ff.
– Natururan-Versorgung **1201**
Kernenergie
– Ausstieg **3303,** 45f.; **5501,** 135ff., **5505**
– Ausstiegsgesetz (Entstehung) **3610,** 13ff.; **5505,** 5ff.
– Entwicklung in der BRD **3303,** 9, 19f.
– Kostenbetrachtung **6715,** 30
– künftige Nutzung **3303,** 73ff.; **5501** 149ff.
– prognostizierter Anteil am Energiebedarf **2303,** 8
– Programm **6715,** 20
– Reaktorsicherheit **5501** 26ff.; **6714**
– zukünftiger weltweiter Einsatz **3610,** 17f.
Kernenergieausstieg
– durch Elektrizitätsmengenbegrenzung **5505**
– Folgen für die Stromversorgung **3610**
– Gesetzentstehung **3610,** 13ff.
– Oppositionsstrategien CDU/CSU **3611**
– rechtliche Aspekte **5501,** 135ff.
– und Grundrechtsschutz **5505,** 34ff.
– Vereinbarung zw. BReg. und EVU vom 14.6.2000 (Text) **13210**
Kernfusion *s. thermonukleare Fusion*
Kernkraftwerke
– Haftung **5503**
– internat. Rechtsvergleich **5503,** 7ff.
– Stilllegung ohne Genehmigung (Urteil BVerwG) **12320** Nr. 1
– Störfälle **3610,** 7ff.; **6714,** 38ff.
– Versicherung **5503**
Kernreaktor **6701**, 71ff.
– heterogener **6701**, 74
– homogener **6701**, 75

Kernreaktoren *s. Kernkraftwerke; Leichtwasserreaktoren*
Kernspaltung **1201,** 11
Kernverschmelzung *s. thermonukleare Fusion*
Kläranlagen
– Faulgas **6441**
Klimaschutz (Texte Rechtsvorschriften) **11650 ff.**
Kognition **10450,** 56
kognitive Hysterese **10450,** 84
Kohle
– Besteuerung, Rechtsvorschriften (Texte) **11630ff.**
– Braunkohlenverstromung **6311**
Kohlendioxidemissionen **2202**, 3
Kohlenstoff 14 **6715,** 27
Kohlenstoffintensität **2202**, 14 u. 24
Kohlepreis
– Nachkriegs-BRD **3303,** 12
kommunale Selbstverwaltung
– Gemeindeauflösung wegen Braunkohleabbau (Urteil SächsVerfGH) **12423** Nr. 1
– und Nutzungsberechtigung nach TKG (Beschluss BVerfG) **12310**, Nr. 1
Kommunen
– Beschwerde gegen EnergieneuRG (Beschluss BVerfG) **12310** Nr. 2
– Beschwerde gegen EnergieNeuRG und GWB (Beschluss BVerfG) **12310** Nr. 3
– Endschaftsbestimmung mit EVU (Urteil BGH) **12330** Nr. 1
– Nutzungsberechtigung nach TKG (Beschluss BVerfG) **12310**, Nr. 1
Kommutierungseinbrüche **6810**, 2, 21ff.
Konglomerate **1201,** 15
Konzessionsabgaben **11311,** § 48
Konzessionsabgabenverordnung (Text) **11621**
Kosten
– Blockheizkraftwerke **9102**
– Brennstoffzellen **6412,** 53
– Faulgas **6441,** 5ff.
– Fernwärme **7112,** 59ff.
Kostenmodell
– Blockheizkraftwerke **9102,** 83ff.
Kostenstellen Gasnetz **11411**, § 12, Anlage 2
Kostenstellen Stromnetz **11402**, § 13, Anlage 2
Kostenstellenrechnung Gasnetze **11411**, § 11
Kostenstruktur Strom **11402**, § 25
Kostenträger Stromnetz **11402**, § 14, Anlage 3
Kostenverteilung Stromnetz **11402**, § 12
Kraft-Wärme-Kopplung
– aus Abfall **6462,** 73ff.
– derzeitige Situation **7113,** 13ff., 16ff., 49ff.
– Förderung **3303,** 70ff.; **7112,** 34ff.; **9102,** 77ff.; **7113,** 38ff.
– Verbrennungskraftmotoren **8312,** 45ff.
– Wirkungsgrad BHKW **8312,** 46f.
Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (Text) **11318**
Kraftswerksarten, Bewertung **1011**, 34 ff
Kreiskolbenmotor **8311,** 13
Kritikalität von Plutonium **6715,** 7
kritische Anordnung **6701**, 89
Krypton 85 **6715,** 27
Kugelschieber **6552,** 64
Kyoto-Protokoll **3305;** (Gesetzestext ProMechG) **11655**
Lagerstätten
– Uran **1201,** 12ff.
– Diskordanzgebundene **1201,** 15
– Phosphat- **1201,** 39

Länderstudie **2202**, 26
Ländervergleich
– Windenergieförderung **3103**
Landgerichte (Rechtsprechung) **12530**
Lastgang, Definition **11401**, § 2
Lastprofil, Definition **11401**, § 2
leichter Wasserstoff **6701**, 29
Leichtwasserreaktoranlagen 6715, 27
– Notfallschutz **6714,** 139ff.
– Sicherheit in Europa **6714,** 165ff.
Leittechnik *s. a. Netzleittechnik*
– Energiesysteme **10410**
– Hardware **10410,** 43ff.
– Software **10410,** 68ff.
Liberalisierung
– der Energiemärkte **3303,** 54, 62ff.**, 5301**, 2
– der Gasmärkte (Text EU-RL) **11225;** (Text EnWG) **11311**
– der Strommärkte **9805;** (Text EU-RL) **11220;** (Text EnWG) **11311**
– informationstechn. Lösungen **10220,** 26ff.
Lieferant, Definition **11401**, § 2
Lieferantenrahmenvertrag **11401**, § 25
Lieferantenwechsel **11401**, § 14, **11410**, § 37
Linse **10450,** 25
LNG-Anlagen, Betreiber **11311,** § **3**
Luftspeicherung *s. Druckluftspeicherung*
Magergemisch-Gas-Otto-Motoren **8312,** 44
Management *s. a. Energiemanagement*
– Informationssysteme **10220**
Massendamm **6512,** 5
Massendefekt **6701**, 38
MCFC **6412,** 12
mechanische Antriebe
– Verbrennungsmotoren **8311**
mechanische Energie
– kleines Wasserkraftwerk **6512**
– Pumpspeicherkraftwerke **6552**
– Verbrennungskraftmaschinen **8311**
Mecklenburg-Vorpommern
– räuml. Vorsorge Windenergienutzung **2520,** 11
Mensch-Maschine-Schnittstelle **10450,** 1
mentales Modell **10450,** 64
Mineralölwirtschaft
– BRD 1945–2000 **3303,** 8f., 24
Minutenreserve, Definition **11401**, § 2
Missbrauchsverfahren **5301,** 46
Mistakes **10450,** 81
Mitteltemperaturbrennstoffzelle **6412**, 7
Moderator **6701**, 92
Monitoring **11311,** § 35
Motoren *s. Verbrennungsmotoren; elektrische Antriebe; einzelne Motoren*
MOX **6715,** 28
MOX-Elemente **6715,** 25
Müll *s. Abfall*
Multiplikationsfaktor, unendlicher **6701**, 89
Nachhaltigkeit
– der Energieversorgung **3303,** 54ff.
– e8-Initiative der Stromwirtschaft **3101**
nachwachsende Rohstoffe
– Internet-Links **13734, 13774**
Nahwärmeversorgung **7112,** 25
Nationaler Zuteilungsplan (Gesetzestext ZuG 2012) **11657**
Nationalparks
– Offshore-Windenergienutzung **2520,** 43ff.
Naturschutzgebiete
– Offshore-Windenergienutzung **2520,** 43ff.
Natururan *s. a Uran*
– Versorgung **1201**
Nettostromzählung

– Windenergie USA **3103,** 5ff.
Netzanbindung Offshore-Windparks **7315**
Netzanschluss **5301,**45, **11311,** § 17ff.
Netzausbau **4301**; **7315**, 31
Netzbetreiber
– Internet-Links **13753**
– Aufgaben **11311** Teil 3
– Definition **11311,** § 3
– und EVU – Abnahmepflicht Strom (Urteil EuGH) **12220** Nr. 1
– Pflichten **11410**, § 20 ff., **11402**, § 27, **11411**, § 27
– Verstoß gegen GWB bei Stromlieferungsverträgen (Urteil LG Düsseldorf) **12531** Nr. 1
– Verstoß gegen GWB bei Stromlieferungsverträgen (Urteil LG Mannheim) **12532** Nr. 1
Netzbetrieb
– elektrische Netze **7305**
– Genehmigung **11311,** § 3
– Regulierung **5301,** 34ff, **11311** Teil 3
Netzebene
– Definition **11402**, § 2
– elektrische Netze **7305**
Netzentgelte **11402**, **11411**
Netzhaut **10450,** 25
Netzkopplungsvertrag Gas **11410**, § 25
Netzkostenermittlung **11402**, § 4
Netzleittechnik **10220,** 6ff.; *s. a. Leittechnik*
Netznutzer
– Definition **11311**, § 3
Netznutzung
– Beschluss Bundeskartellamt vom 30.8.1999 **13303**
– Sonderformen **11402**, § 19, **11411**, § 20
– Vertrag **11401**, § 2, § 24
Netznutzungsentgelte
– Gas **11411**
– Strom **11402**
Netzpufferung
– Definition **11311**, § 3
Netzstabilität **7010**, 58ff.
Netzverknüpfungspunkt **7315**, 1
Netzwirtschaftsrecht **5301**, 3
Netzzugang **5301,** 13, 39, 45, **11311,** § 20ff.
– Gasnetz **11410**
– Stromnetz **11401**
neue Bundesländer
– Modernisierung des Energiesystems **3303,** 56f.
Neutralstrahl-Heizung
– thermonukleare Fusion **6244,** 12
Neutronen **6701**, 18ff. u. 77
Neutronengifte **6701**, 79
Niederlande
– Instrumente zur Förderung von Windenergie **3103,** 26ff.
Niedertemperaturbrennstoffzelle **6412**, 2
Noell-Konversionsverfahren **6463,** 80ff.
Nordsee
– Offshore-Windparks **2520**
Notfallschutz
– Leichtwasserreaktoranlagen **6714,** 139ff.
Notstromaggregate
– Hubkolbenmaschinen **8312,** 34
Nukleare Sicherheit 3102, 40ff.
Nuklearmächte **6715,** 36
Nuklearwaffen **6715,** 35
– Potential **6715,** 36
– Spaltstoffmengen **6715,** 37
Nukleonen **6701**, 22
Nutzungsberechtigung nach TKG
– und kommunale Selbstverwaltungsgarantie (Beschluss BVerfG) **12310**, Nr. 1
Nutzungsdauer (Abschreibung) Gasnetz **11411**, § 6, Anlage 1

Nutzungsdauer (Abschreibung)
Stromnetz **11402**, § 6, Anlage 1
Oberbecken **6552,** 14
– natürliches **6552,** 15
– künstlich angelegtes **6552,** 17
Oberschwingung **6810,** 2, 6ff.
Ökologie *s. a. Umwelt...*
– und Energiepolitik **3303,** 42ff.
Öl *s. a. Mineralöl...*
– Besteuerung, Rechtsvorschriften (Texte) **11630ff.**
Ölkrise
– und erneuerbare Energien **5210,** 17ff.
Ölpreis **2303,** 17ff.
– BRD 70er Jahre **3303,** 31ff., 6f.
optische Täuschung **10450,** 51
Österreich
– Instrumente zur Förderung von Windenergie **3103**, 12ff.
Offshore-Windparks
– Dänemark **2520,** 16ff.
– in der AWZ **5307**
– Nationalparks und Naturschutzgebiete **2520,** 43ff.
– Netzanbindung **7315**
– Umspannstationen **7315**, 22
– Umweltverträglichkeit **2520,** 22ff.; **5307,** 42ff.
Ohmsche Heizung
– thermonukleare Fusion **6244,** 10
Optimierung
– Energieversorgung durch Blockheizkraftwerke **9102,** 171ff.
Optimierungsmodell **2202**, 28
Organisationen
– Internet-Links **13770**
Ostsee
– Offshore-Windparks **2520**
Ottomotor **8311,** 4, 6, 9ff., 52ff., 80
PAFC **6412,** 11
Pb-Batterien
– Vergleich mit Druckluft **7601,** 60, 62f.
Pelton-Turbine **6512,** 38
PEMFC **6412**, 2
Periodensystem der Elemente **6701**, 10ff.
Perzeption **10450,** 49
Pfleilstaumauer **6552,** 25
Pflanzenölmethylester
– BiomasseV (Text) **11450**, § 2 (3) Nr. 3
Phasenschieberbetrieb **6552,** 6
Plasma
– Einschluss bei Fusion **6244,** 6ff.
Plasma-Wand-Wechselwirkung **6244,** 13ff., 27
Plutonium **6715**
– Abbau in Russland **6715,** 38
– energiegekoppelte Vermehrung **6715,** 13
– Entstehung **6715,** 12
– im Kernreaktor **6715,** 8ff.
– Isotope **6715,** 3 u. 4
– Kernbrennstoff **6715,** 14
– Kritikalität **6715,** 7
– Missbrauch **6715,** 33 u. 34
– Strahlenexposition **6715,** 4
– Umgang **6715,** 5
– Verarbeitung **6715,** 21
– Ziviler Einsatz **6715,** 22
Plutonium-Inventar **6715,** 12
Plutonium 239 **6715**, 4
Plutonium 242 **6715**, 27
Pneumatik *s. Druckluft...*
Porenspeicher
– für Gas **7602,** 7ff., 21ff., 47
Preise
– Fernwärme **7112,** 59ff.
– Strom in der Nachkriegs-BRD **3303,** 11
– Uran **1201,** 84ff.
PreussenElektra-Urteil **5212**
– Text des EuGH-Urteils **12220**
Primärenergieverbrauch **1011**, 30
– globaler **2202,** 16
Primärregelung **7315**, 42

Primärregelung, Definition **11401**, § 2
Prognosen
– Verknappung der fossilen Energieträger **2202**
Projektbezogene Mechanismen; *s. a. Kyoto-Protokoll*; (Gesetzestext ProMechG)**11655**
Protonen **6701**, 18ff.
Prozessmanagement
– in der Unternehmensführung **10110**
Pumpspeicheranlagen **7601,** 59, 62f.
Pumpspeicherkraftwerke **6552**
Pumpwasserspeicher **7010**, 36
PUREX **6715,** 15
Pyrolyse **6463,** 62, 73ff., 80ff.
radioaktive Abfälle
– Endlagerung **3610,** 11f.; **5501,** 119ff.; (Schacht Konrad) **12321, 12431**
radioaktiver Nachlass
– Minimierung **6715,** 39
Radioaktivität **1201,** 30
– Reaktorsicherheit **6714**
Rasmussen-Dreieck **10450,** 3
Rauchgase
– Eigenschaften **6462,** 24ff.
– enthaltene Schadstoffe **2510,** 23f., 48ff.
Rauchgasführung **6463,** 47ff.
Rauchgasreinigung
– AVA Berlin Ruhleben **2510,** 78ff.
– AVA Hamburg Borsigstraße **2510,** 90ff.
– Elemente **2510,** 53ff.
– Entstickung **2510,** 65ff.; **6463,** 57
– Rechenanlage **6512,** 18ff.
RCP-Verfahren **6463,** 88ff.
Reaktoren, Schnelle **6715,** 13
Reaktorsicherheit **6714, 6715,** 25
Rechtsfolgen
– Tschernobyl **5503,** 13ff.
Rechtsfragen **5000; 11000; 12000**
Rechtslage **5000; 11000; 12000**
Rechtsprechung **12000**
Rechtsschutz
– Atomrecht **5501,** 88ff.
Redox-Flow-Batterien **7010,** 21
Regelenergie **11401**, § 6
Regelenergie, Definition **11401**, § 2
Regelzone
– Definition **11311**, § 3
Regenerationsfaktor **6701**, 87
regenerative Energien; *s. erneuerbare Energien*
Regulierungsbehörde **5301,** 18, 32, 42, **11311,** § 54ff.**; 11312; 11401**, § 27, **11402**, § 26, § 29, **11410**, § 42, **11411**, § 25, § 29
Repowering **6481,** 1ff.
Repowering-Potenzial **7315**, 4
Resonanzentkommenwahrscheinlichkeit **6701**, 88
Ressourcen *s. Energieressourcen*
Restabfall
– Schadstoffgehalt in unvorbehandeltem **2510,** 9ff.
– Zusammensetzung **1403,** 72ff.
Restmüll *s. Restabfall*
Retina **10450,** 25
Richtlinien, RL (Texte) **11200ff.; 11651**
– RL 2006/32/EG v. 5.4.2006 – Endenergieeffizienz **11270**
– RL 2003/96/EG v. 27.10.2003 – Energiesteuerrichtlinie **11631**
– RL 2003/87/EG v. 13.10.2003 – Treibhausgasemissionszertifikatehandel **11651**
– RL 2003/55/EG v. 26.6.2003 – Erdgasbinnenmarkt **11225**
– RL 2003/54/EG v. 26.6.2003 – Elektrizitätsbinnenmarkt **11220**
– RL 2003/30/EG v. 8.5.2003 – Förderung Biokraftstoffe **11260**

– RL 2001/77/EG v. 27.9.2001 – Förderung d. Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen **11230**
Rohrleiter, Gasisolierte **7315**, 29
Rohrsysteme
– Fernwärme **7112,** 39ff.
Rostfeuerung
– Energieumwandlung **6462,** 22ff.
– feste Rückstände aus AVA **2510,** 112ff.
– Stand der Technik **6463,** 8ff.
Rostsysteme
– in AVA **6463,** 51ff.
Sachsen
– Urteil SächsVerfGH zu Gemeindeauflösung wegen Braunkohleabbau (Heuersdorf-Gesetz) **12423** Nr. 1
Safeguards **3102**, 30ff.
Salzkavernenspeicher
– für Gas **7602,** 11f., 38ff.
Sandsteinerze **1201,** 17
Schacht Konrad **12321**, **12431**
Schachtkraftwerk **6552,** 11.
Schadstoffausstoß *s. Emissionen*
Schlacke
– aus AVA **2510,** 120ff.; **6463,** 43ff.
Schlauchwehr **6512,** 11
schmutzige Bombe **6715,** 33
Schnellbrutreaktor **6715,** 16
Schneller Reaktor **6715,** 27
Schüttdamm **6512,** 4
Schütz
– Gleit- **6552,** 71
– Roll- **6552,** 72
– Zylinder- **6552,** 73
Schwel-Brenn-Verfahren **6463,** 73ff.
schwerer Wasserstoff **6701**, 29
Schwermetalle **6715**, 3
– Abscheidung aus Rauchgas **2510,** 70ff.
Schwungrad **7010**, 28
– Vergleich mit Druckluft **7601,** 58
Seeanlagenverordnung (Text) **11460**
Sehgrube **10450,** 34
Sehschärfe **10450,** 36
Sehwinkel **10450,** 34
Sehzellen **10450,** 30
Sekundärregelung **7315**, 42
Sekundärregelung, Definition **11401**, § 2
Selen 79 **6715,** 27
SI-Basiseinheiten **301**
Sicherheit
– Atomreaktoren **6714; 5501,** 26ff.
– Fernwärme **7112,** 47ff.
sicherheitsrelevante Anzeigen **10450,** 42
similarity bias **10450,** 83
Sinnesorgane **10450,** 22
situation awareness **10450,** 66
Situationsbewusstsein **10450,** 66
sitzende Tätigkeit **10450,** 8
Sitzhaltung **10450,** 10
Slips **10450,** 79
SMES **7010**, 25
SOFC **6412,** 13
Solarstrom, Potential **1011**, 36
Sonnenenergie
– Internet-Links **13734, 13774**
Spannung
– Änderung **6810,** 2, 15
– Qualität **6820**, 1ff.
– Schwankung **6810**, 2, 11ff.
– Unsymmetrie **6810**, 2, 16ff.
Speicheranlage Gas
– Definition **11311**, § 3
Speicherkraftwerke
– Druckluft **7601,** 9ff.
Speicherpumpen *s. Pumpspeicherkraftwerke*
Speicherung *s. a. Gasspeicherung*
– Druckluft **7601**
Spitzenlasterzeugung **7010**, 55
Spitzenlastkraftwerk **6552,** 1ff.
Spule **7010**, 25
staatliche Aufsicht
– Atomrecht **5501,** 58

staatliche Beihilfen
– Problematik beim Stromeinspeisungsgesetz **5212**
– und EG-Vertrag **5201,** 14ff.
Stahlbetonmauer **6512,** 7
Stand der Technik
– Verstromung Braunkohle **6311**, 24ff.
Staubabscheidung
– Methoden **2510,** 53ff.
Staubfeuerung **6311**, 16ff.
Stauklappe **6512, 8**
Staumauer **6512,** 6
Stauwerke **6512,** 2ff.
stehende Tätigkeit **10450,** 9
Steinkohle
– Beihilfen nach EGKS-Vertrag **4102,** 13f.
– BRD 1945–2000 **3303,** 5f., 18, 53
– dt. Marktrückblick **4102**
Steinschüttdamm **6552,** 21
Stellarator **6244,** 9, 27
Steuer
– auf Importstrom (Urteil EuGH) **12220** Nr. 2
Steuerrecht (Texte) **11630ff.**
Steuerstäbe, Neutronen absorbierende **6715,** 24 u. 25
Stilllegung
– Atomrecht **5501,** 59
– eines AKW ohne Genehmigung (Urteil BVerwG) **12320** Nr. 1
Stirlingmotor **8311,** 14
stöchiometrische Verbrennung **8312,** 43
Störfälle
– im Kernkraftwerk **3610,** 7ff.; **6714,** 38ff., 71ff.
Stoffwechsel **1011**, 6
Straflo-Turbine **6512,** 35
Strahlenexposition
– Bevölkerung **6714,** 69f.
– Personal in AKW **6714,** 66ff.
– Plutonium **6715,** 4
Strahlenminimierungsgebot
– Atomrecht **5501,** 100ff.
Strahlenschutz
– Reaktorsicherheit **6714,** 15ff.
Strahlenschutzrecht
– und Atomrecht **5501,** 36
Stress **10450,** 18
Strom
– Abnahmepflicht zu Mindestpreis (Urteil EuGH) **12220** Nr. 1
– aus Biomasse **5306**
– aus Braunkohle **4103,** 21ff.; **6311**
– aus Steinkohle **4102,** 31ff.
– Besteuerung, Rechtsvorschriften (Texte) **11630ff.**
– EEG-Netzausbau **4301**
– elektrische Netze **7305**
– erneuerbare Energien und Europarecht **5210; 13010**
– Preisgestaltung Nachkriegs-BRD **3303,** 11
– Verbrauch nach Anwendungsbereichen (1993 W-Dtl.) **8410,** 5
– zukünftige Deckung in der BRD **3610,** 19ff.
Strombörse **9805**
Stromeinspeisung
– Geschichte der **5303,** 5ff.
– Vergütung für Windenergie **3103,** 5ff., 12ff., 21ff.
Stromeinspeisungsgesetz
– Rückblick **5212**
Stromhandel **9805**
Stromkennzeichnung **11311**, § 42
Stromlieferungsverträge
– Verstoß gegen GWB (Urteil LG Düsseldorf) **12531** Nr. 1
– Verstoß gegen GWB (Urteil LG Mannheim) **12532** Nr. 1
Strommarkt; *s.a. Liberalisierung …*
– Folgen der Liberalisierung **7113,** 3ff.
– informationstechn. Lösungen nach Liberalisierung **10220,** 26ff.

Stromnetz
– Bedeutung, Aufbau, Entwicklung **7305**
– elektrische Grundlagen **8410,** 18ff.
Stromnetzentgeltverordnung **11402**
Stromnetzzugangsverordnung **11401**
Strompreis
– Entwicklung **7113,** 7ff.
Stromsteuergesetz (Text) **11637**
Strömungs-Verbrennungskraftmaschinen **8312,** 1ff., 36ff.
Stromversorgung; *s. a. Energieversorgung*
– Betriebsführung **10210; 10220**
– und Kernenergieausstieg **3610**
– EE-Zertifikate **5201**
Stromversorgungsqualität **7010**, 61ff.
Stromwettbewerb; *s.a. Liberalisierung …*
– Bedeutung der Fernwärme **7113**
Strukturwandel
– intrasektoraler **2202,** 14
Supercapacitor **7010**, 17
Synchronmaschinen **8410,** 224ff.; **6512,** 50
Szenario
– antizipatives **2202,** 3
– Endpunkt-gesteuertes **2202**, 3
– Laisser-faire- **2202**, 3
– Was-muss-geschehen-dass- **2202**, 3
– Was-wäre-wenn- **2202**, 3
technischer Umweltschutz
– therm. Abfallbehandlung **2510**
Technetium **6715,** 27
Technologieforschung
– Internet-Links **13730**
Telekommunikationslinien
– Nutzungsberechtigung/kommunale Selbstverwaltungsgarantie und TKG (Beschluss BVerfG) **12310**, Nr. 1
thermische Abfallbehandlung *s. a. Abfallverbrennung*
– Anlagen in Dtl. **6467,** 71ff.
– feste Rückstände **2510,** 112ff.
– innovative Verfahren **6463,** 59ff.
– internat. Entsorgungsvergleich **6467,** 69ff.
– techn. Umweltschutz **2510**
– unaufbereiteter Abfall **6463**
– Wirkung **2510,** 14ff.
Thermische Speicher **7010**, 37
Thermodynamik
– Verbrennungsmotor **8311,** 36ff.
thermonukleare Fusion **1011**, 37, **6244**
– Forschung **6244,** 20ff.,
– Heizmethoden **6244,** 10ff.
– Probleme **6244,** 23f.
– Reaktoren **6762**
– Skalierung **6244,** 18ff.
– Wandkomponenten **6244,** 13ff.
Thermoselect-Verfahren **6463,** 65ff.
Three-Mile-Island 2 *s. Harrisburg*
Tiefbohrungen **6611**, 12ff.
Tokamak
– thermonukleare Fusion **6244,** 7f.
Transformatoren **8410,** 80ff.
– Pumpspeicherkraftwerke **6552,** 62ff.
Transportvertrag, Definition **11410**, § 2
Transportverträge **11410**, § 12
Transurane **6701**, 12**, 6715,** 3
Treibhausgase **3305**
– Texte Rechtsvorschriften Klimaschutz **11650**
Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (Text) **11656**
Triebwasserkanal **6512,** 16ff.
Tritium **6701**, 29**, 6715**, 27
– thermonukleare Fusion **6244,** 2ff., 19
Tschernobyl **3610,** 8; **6714,** 101ff.
– Rechtsfolgen **5503,** 13ff.
Turbinen
– Wasserkraft **6512,** 32ff.

Typen menschlicher Irrtümer **10450,** 78
überkritische Anordnung **6701**, 89
überschwerer Wasserstoff **6701**, 29
Übertragungsnetz
– Aufgaben der Betreiber **11311**, § 12ff.
– elektrische Netze **7305**
– Zugang **11401**
Umspannebene, Definition **11402**, § 2
Umspannstationen, Offshore **7315**, 22
Umwelt
– Entlastung durch energetische Abfallnutzung **2510,** 104ff.
– Schadstoffe in AVA **2510,** 25ff.
Umweltforschung
– Internet-Links **13730**
Umweltschutz
– globaler, e8-Initiative **3101**
– thermische Abfallbehandlung **2510**
Umweltschutzverbände
– Internet-Linksammlung **13770ff.**
Umweltverträglichkeit
– Biomassekraftwerke **5306,** 48ff.
– Energieversorgung **11311**, § 3
– Offshore-Windparks **2520; 5307,** 42ff.
Unbundling **3311**; **5301,** 13
Unfälle
– in AKW **6714,** 80ff.
Unterbilanzkreis, Definition **11401**, § 2
Unternehmensführung *s. a. Betriebsführung; Management*
– Informations- und Prozessmanagement **10110**
Unterwasserkabel
– Rechtsfragen Offshore-Windparks **5307,** 71ff.
Uran **6715**, 1
– Brennelemente **6715,** 25
– Gesellschaften **1201,** 68
– Lagerbestände **1201,** 72ff.
– Lagerstätten **1201,** 12ff.
– Preise **1201,** 84ff.
– Produzenten **1201,** 51ff.
– Provinzen **1201,** 15
– Reserven **6715,** 17
– Verarbeitung **6715,** 21
– Vorräte **1201,** 21ff.
– Weltproduktion **1201,** 42ff.
Uran 235 **6701**, 27ff.
Uran 238 **6701**, 27ff.
Uranbrenner **6701**, 71
Uranhexafluorid **6701**, 60 ff.
USA
– Einspeisevergütung von Windenergie **3103,** 5ff.
Verbände
– Internet-Links **13770**
Verbrauchssteuer
– auf Importstrom (Urteil EuGH) **12220** Nr. 2
– Energiesteuer **11636,** § 1 (1) S. 4
Verbrennungskraftmaschinen
– in Elektroaggregaten **8312,** 37ff., 48ff.
Verbrennungsmotoren **8311**
Verbundnetz
– Definition **11311**, § 3
Veredlungsbetriebe
– Braunkohle **4103,** 42ff.
Vereinbarungen
– Atomausstieg (Text) **13210**
– Aktionsprogramm Klimaschutz der EVUs (Text) **13205**
Vereine
– Internet-Links **13770**
Verfassungsgericht Sachsen (Urteil) Nichtigkeit Heuersdorf-Gesetz (14.7.2000) **12423** Nr. 1
Verfassungskonformität
– des EEG **5303**
Vergasung **6463,** 63
Vergleichsverfahren **11402**, § 22, **11411**, § 21

Verknappung
– der fossilen Energieträger **2202**
Verlustenergie **11401**, § 10
Verlustenergie, Definition **11401**, § 2
Veröffentlichungspflichten **11401**, § 17, **11402**, § 27, **11410**, § 20, **11411**, § 27
Verordnungen (Texte) **11400**
– BiomasseV **11450**
– Gasgrundversorungsverordnung (GasGVV) **11412**
– Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) **11411**
– Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) **11410**
– Niederdruckanschlussverordnung (NDAV) **11413**
– Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) **11404**
– Seeanlagenverordnung (SeeAnlV) **11460**
– Stromgrundversorgungsverordnung (StromGVV) **11403**
– Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) **11402**
– Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) **11401**
– Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas (KAV) **11621**
Versicherung
– Kernkraftwerke **5503**
Versorgung
– Definition **11311**, § 3
Versorgungsverträge
– Fernwärme **7112,** 84ff.
Verstromung
– aus Abfall **6462,** 63ff.
Verteilernetz
– Besondere Regeln **11410**, § 8, **11411**, § 18
– elektrische Netze **7305**
– Definition **11311**, § 3
Verteilung
– Definition **11311**, § 3
Vertragsformen
– Contracting **9203**
– GridCode 2000 **9204**
Vertragsgestaltung Gas **11410**, § 24
Viertaktmotor **8311,** 4, 45ff.
Wackersdorf **3610,** 9f.
Waffenplutonium
– Vernichtung **6715,** 37
Walzenwehr **6512,** 12
Warenverkehrsfreiheit
– Problematik Stromeinspeisungsgesetz **5212**
Warenverkehrsfreiheit
– und Abnahmepflicht Strom zu Mindestpreisen (Urteil EuGH) **12220** Nr. 1
Wärme
– aus Abfall **6462,** 83ff.
Wärmekraftmaschine
– Geschichte der **8311,** 2ff.
Wärmenutzung
– Rechtsgebot **6462,** 11ff.
Wärmepumpen **6611**, 69ff.
Wärmeschwellen **1011**, 6ff
Warnfarben **10450,** 43
Wasserbauten **6512,** 13ff.
Wasserkraft
– Internet-Links **13734**, **13774**
– kleines Wasserkraftwerk **6512**
– Potential **1011**, 36
– Pumpspeicherkraftwerke **6552**
Wasserkraftwerke
– kleine **6512**
– rechtl. Grundlagen **6512,** 58ff.
– Typen **6552,** Abb. 1.1
– über Tage **6552,** 11
Wasserräder **6512,** 43ff.
Wasserrecht
– Bau von Wasserkraftwerken **6512,** 59ff.
Wasserschloss **6552,** 37
Wasserstoff
– Internet-Links **13734**, **13774**

Wegenutzungsverträge **11311**, § 46
Wellenheizung
– thermonukleare Fusion **6244,** 11
Weltenergiebedarf und -versorgung
– Perspektiven **2303**
Welt-Energieszenario **2202**, 1 u. 26
Wettbewerbsbeschränkungen
– Gesetz gegen (Text) **11611**
Wettbewerbsbeschränkungen
– kommunale Beschwerde gegen (Beschluss BVerfG) **12310** Nr. 3
– und Stromlieferungsverträge (Urteil LG Düsseldorf) **12531** Nr. 1
– und Stromlieferungsverträge (Urteil LG Mannheim) **12532** Nr. 1
Wiederanreicherung **1201,** 83
Wiederaufarbeitung **6715,** 21 u. 23
Wiederaufarbeitungsanlage **6715,** 20
Wiener Atomhaftungskonvention **5503,** 13ff.
Wind, Leistung **7315**, 12
Windenergie *s. a. Offshore-Windparks*
– Internet-Links **13734**, **13774**
– Ausschreibungsverfahren zur Förderung **3103,** 15ff.
– Förderungsinstrumente im Ländervergleich **3103**
– Potential **1011**, 36
– Umweltverträglichkeit von Offshore-Parks **2520**
– Zertifikate **3103,** 21ff.
Windgeschwindigkeit **7315**, 12
Windparks *s. Offshore-Windparks; Windenergie*
Wirbelschichtverbrennung, -feuerung **6311**, 21; **6463,** 96ff.
Wirkungsgrad
– BHKW **8312,** 46f.
– Blockheizkraftwerke **9102,** 4
– Braunkohlenverstromung **6311**
– Brennstoffzellen **6412,** 9, 16
– Dieselmotor **8311,** 6
– Druckluftanlagen **7601,** 8, 28ff.
– elektrischer Antrieb **8410,** 82ff.
– Fernwärme **7112,** 14
– Gasmotoren **8312,** 64
– Heizkraftwerke **7112,** 14
– Pumpspeicherkraftwerk **6552,** 3
– Strom aus Steinkohle **4102,** 31ff.
– thermische AVA **6462,** 52ff., 62ff., 87f.
– Transformatoren **8410,** 132ff.
– Verbrennungsmotor **8311,** 31ff.
Wirkungsquerschnitt **6701**, 83
Wirtschaftlichkeit
– Blockheizkraftwerke **9102,** 11ff.
– Braunkohlenverstromung **6311**, 73ff.
– Zumutbarkeit, EEG-Netzausbau **4301**, 27
Wirtschaftsforschung
– Internet-Links **13736**
Zählpunkt, Definition **11401**, § 2
Zerfallsmechanismen, radioaktive **6715,** 3
Zerfallsreihe, radioaktive **6701**, 17
Zertifikathandel **3305**
– Windenergie **3103,** 21ff.
Zuteilungsplan, Nationaler (Gesetzestext ZuG 2012) **11657**
Zwangsgelder **5301,** 47
Zweitaktmotor **8311,** 48
Zwischenharmonische **6810,** 2, 6ff.
Zwischenlager **6715,** 18
Zwischenlagerung
– Atomrecht **5501,** 125ff.

SI-Basiseinheiten und SI-Vorsätze[1)]

1 SI-Basiseinheiten

Das internationale Einheitensystem (Système International d'Unités – in allen Sprachen mit SI abgekürzt) wurde im Jahr 1960 eingeführt. In Deutschland sind die SI-Einheiten als gesetzliche Einheiten für den amtlichen und geschäftlichen Verkehr eingeführt.

Basisgröße	**Basiseinheit**	
	Name	**Zeichen**
Länge	Meter	m
Masse	Kilogramm	kg
Zeit	Sekunde	s
elektrische Stromstärke	Ampere	A
Temperatur	Kelvin	K
Stoffmenge	Mol	mol
Lichtstärke	Candela	cd

2 Definition der SI-Basiseinheiten

Das **Meter** ist die Länge der Strecke, die Licht im Vakuum während der Dauer von (1/299792458) Sekunden durchläuft.

Das **Kilogramm** ist die Einheit der Masse; es ist gleich der Masse des Internationalen Kilogrammprototyps.

1 Quelle: Physikalisch-Technische Bundesanstalt Braunschweig, Dokument: 20/0104, http://www.ptb.de/

Die **Sekunde** ist das 9192631770fache der Periodendauer der dem Übergang zwischen den beiden Hyperfeinstrukturniveaus des Grundzustandes von Atomen des Nuklids ^{133}Cs entsprechenden Strahlung.

Das **Ampere** ist die Stärke eines konstanten elekrischen Stromes, der, durch zwei parallele, geradlinige, unendlich lange und im Vakuum im Abstand von einem Meter voneinander angeordnete Leister von vernachlässigbar kleinem, kreisförmigen Querschnitt fließend, zwischen diesen Leitern je einem Meter Leiterlänge die Kraft $2 \cdot 10^{-7}$ Newton hervorrufen würde.

Das **Kelvin**, die Einheit der thermodynamischen Temperatur, ist der 273,16te Teil der thermodynamischen Temperatur des Tripelpunktes des Wassers.

Das **Mol** ist die Stoffmenge eines Systems, das aus ebenso vielen Einzelteilchen besteht, wie Atome in 0,012 Kilogramm des Kohlenstoffnuklids ^{12}C enthalten sind. Bei Benutzung des Mol müssen die Einzelteilchen spezifiziert sein und können Atome, Moleküle, Ionen, Elektronen sowie andere Teilchen oder Gruppen solcher Teilchen genau angegebener Zusammensetzung sein.

Die **Candela** ist die Lichtstärke in einer bestimmten Richtung einer Strahlungsquelle, die monochromatische Strahlung der Frequenz $540 \cdot 10^{12}$ Hertz aussendet und deren Strahlenstärke in dieser Richtung (1/683) Watt durch Steradiant beträgt.

3 SI-Vorsätze

Potenz	Name	Zeichen	Potenz	Name	Zeichen
10^{24}	Yotta	Y	10^{-1}	Dezi	d
10^{21}	Zetta	Z	10^{-2}	Zenti	c
10^{18}	Exa	E	10^{-3}	Milli	m
10^{15}	Peta	P	10^{-6}	Mikro	µ
10^{12}	Tera	T	10^{-9}	Nano	n
10^{9}	Giga	G	10^{-12}	Piko	p
10^{6}	Mega	M	10^{-15}	Femto	f
10^{3}	Kilo	k	10^{-18}	Atto	a
10^{2}	Hekto	h	10^{-21}	Zepto	z
10^{1}	Deka	da	10^{-24}	Yocto	y

Formel- und Einheitenverzeichnis

Zeichen	Größe	Gesetzliche und SI-Einheiten
	Lateinische Formelzeichen	
A	Fläche	m^2 = 0,01 a = 0,0001 ha
A	Aschegehalt eines Brennstoffs	kg Asche pro kg Brennstoff
a	Temperaturleitfähigkeit eines Fluids	m^2/s
a	Beschleunigung	m/s^2
Ar	Archimedes-Zahl	
B	Induktion, magnetische Flussdichte	T [Tesla] = Wb/m^2 = $kg/(s^2\ A)$
b	spezifischer Brennstoffverbrauch	kg/kWh
C	Konzentrationsverhältnis eines Kollektors	
C	Strahlungskoeffizient eines Körpers	$W/(m^2\ K^4)$
C	elektrische Kapazität	F = C/V = $s^4\ A^2/(kg\ m^2)$
C	Wärmekapazität	J/K = W s/K = N m/K = $kg\ m^2/(s^2\ K)$
c_P	Leistungsbeiwert	
c	spezifische Wärmekapazität	J/(kg K)

c_p	isobare spezifische Wärmekapazität	J/(kg K)
c_v	isochore spezifische Wärmekapazität	J/(kg K)
d	Durchmesser	m
E	Energie	J= N m = W s = kg m^2/s^2 kWh = 3,6 MJ
E	elektrische Feldstärke	V/m = kg m/(s^3 A) = N/C
E	Beleuchtungsstärke	lx [Lux]
E_o	Strahlungsstromdichte	W/m^2
E_k	kinetische Energie	J
E_p	potenzielle Energie	J
F	Kraft	N = kg m/s^2
FF	Füllfaktor	
Fr	Froude-Zahl	
F_R	Wärmetransportfaktor eines Sonnenkollektors	
G	Gibbssche freie Energie	J
G	elektrischer Leitwert	S [Siemens] = 1/Ω = A/VC = s^3 A^2/(kg m^2)
Gr	Graßhof-Zahl	
g	Erdbeschleunigung	m/s^2
h	Höhe	m
H	Höhe über einer Basisebene	m
H	magnetische Feldstärke	A/m = N/Wb
H	Enthalpie	J
H_o	oberer Heizwert eines Stoffes	J/kg = m^2/s^2
H_u	unterer Heizwert eines Stoffes	J/kg = m^2/s^2

I	Stromstärke	A
I	Globalstrahlungsstärke	$W/m^2 = kg/s^3$
$I_{o\lambda}$	spektrale Strahlungs-intensität	$W/m^2\ \mu m$
I_{sc}	Kurzschlussstrom	A
J	elektrische Stromdichte	A/m^2
æ	Isotropenexponent	
k	Wärmedurchgangs-koeffizient	$W/(m^2\ K)$
L	Länge	
L	Induktivität	H [Henry] = Wb/A = $kg\ m^2/(s^2\ A^2)$
L_{min}	Mindestluftbedarf für Verbrennungsvorgang	m^3 Luft pro kg Brennstoff
M	Drehmoment	$N\ m = kg\ m^2/s^2$
M	molare Masse	kg/mol
m	Masse	kg
Nu	Nusselt-Zahl	
n	Stoffmenge	mol
P	Leistung	$W = J/s = kg\ m^2/s^3$
P_N	Nutzleistung	$W = J/s = kg\ m^2/s^3$
P_r	rated Power, Nennleistung	W
P_W	Windleistung	W
Pr	Prandtl-Zahl	
p	Druck	$Pa = N/m^2 = kg/(m\ s^2)$ $bar = 10^5\ Pa$
p	Impuls	$N\ s = kg\ m/s$
Q	Wärmemenge	J
Q	Ladung	C [Coulomb] = A s
q	Elementarladung	C

q	Wärmestromdichte	W/m^2
R	Gaskonstante	J/(kg K)
R_{th}	thermischer Widerstand	K/W
R	Widerstand	$\Omega = V/A = kg\ m^2/(s^3\ A^2)$
Ra	Rayleigh-Zahl	
Re	Reynolds-Zahl	
r	Radius	m
r	Raumanteil des Einzelgases	m^3 pro m^3 trockenes Brenngas
S	Entropie	J/K
s	Gasschichtdicke	m
s	Weg in der Richtung der wirkenden Kraft	m
T	Temperatur	K [Kelvin]
$T_{1/2}$	Halbwertszeit	s
T_m	Volllastbenutzungsdauer	h
t	Zeit	s = 1/60 min = 1/3600 h = 1/86400 d
U	Spannung	$V = W/A = kg\ m^2/(s^3\ A)$
u	Umfangsgeschwindigkeit	m/s
V	Volumen	$m^3 = 10^3$ l
V_m	molares Volumen	m^3/mol
v	Geschwindigkeit	m/s = 3,6 km/h
v	spezifisches Volumen	m^3/kg
W	mechanische Arbeit	J
W_{exp}	Expansions- bzw. Verdichtungsarbeit	J
W_N	Nutzarbeit	J

W_t	technische Arbeit	J
W_v	Volumenänderungsarbeit	J

Griechische Formelzeichen

α	Wärmeübergangskoeffizient	$W/(m^2 K)$
α	Absorptionsgrad	
α	Seebeck-Koeffizient	
α	Winkel zwischen der Strömungsgeschwindigkeit und der Umfangsrichtung	$° = \pi/180$ rad
β	Druckverhältnis	
β	Neigungswinkel eines Solarkollektors	$° = \pi/180$ rad ° [Grad] = 1/60 ´[Minute] = 1/3600´´ [Sekunde]
β	Reflexionsgrad	
β	Rotoranstellwinkel	
χ	elektrische Leitfähigkeit	$S/m = 1/(\Omega\ m) = s^3\ A^2/(kg\ m^3)$
λ	Leistungsbeiwert	
λ	Leistungsfaktor	
δU	Trennarbeit	kg UTA
ΔG	Änderung der Gibbsschen freien Energie	J
ΔT	Temperaturdifferenz	K
ΔU	Änderung der inneren Energie eines Systems	J
δ	Deklination der Sonne	
δ	Wanddicke	m

δ	Abklingkoeffizient	s^{-1}
ε	Permittivität/Dielektrizitätskonstante	F/m = Ass /(V m) = s^4 A^2/(kg m^3)
ε	Emissionsgrad	
ε	Verdichtungsverhältnis	
ε_{eff}	effektiver Emissionsgrad des Feuerraumes	
Φ	magnetischer Fluss	Wb [Weber] = V s = kg m^2/(s^2 A)
γ	Auffangfaktor	
η	Wirkungsgrad	
η_{ex}	exergetischer Wirkungsgrad	
η_{iT}	Innenwirkungsgrad einer Turbine	
η_K	effektiver Kupplungswirkungsgrad	
η_{REA}	Wirkungsgrad einer Rauchgasentschwefelungsanlage	
η_{th}	thermischer Wirkungsgrad	
θ	Einfallswinkel der Direktstrahlung auf eine horizontale Fläche eines Sonnenkollektors	Grad
λ	Luftüberschusszahl/ Luftzahl	
λ	Wärmeleitfähigkeit	W/(m K) = kg m /(s^3 K)
λ	Wellenlänge	μm
μ	Reibungszahl	
μ	Permeabilität	H/m = V s/(A m) = kg m/(s^2 A^2)

μ	dynamische Viskosität eines Fluids	Pa s = N s/m^2 = kg/(m s)
ν	kinematische Viskosität eines Fluids	m^2/s
ν	Temperatur	°C = 273,15 K
ξ	Widerstandsbeiwert	
ζ	Wärmeverhältnis	
ρ	Dichte	kg/m^3
ρ	Reflexionsgrad	
ρ	spezifischer Widerstand	Ωm
σ	Stromkennzahl/Streufaktor	
τ	Transmissionsgrad	
φ	geografische Breite	
φ	Einspritzverhältnis	
ω	Stundenwinkel	Grad
ω	Kreisfrequenz	Hz = s^{-1}
ϖ	Windgeschwindigkeit	m/s
	Konstanten	
e	elektrische Elementarladung	1,60217733 × 10^{-19} C
F	Faradaysche Konstante	96485 C/Mol
g	Erdbeschleunigungskonstante	9,81 m/s^2
π	Kreiszahl Pi	~ 3,1415
σ	Stefan-Boltzmannsche Konstante	5,67 × 10^{-8} W/(m^2 K^4)

Vorsätze und Vorsatzzeichen

Mikro	= μ	= 10^{-6}	= Millionstel
Milli	= m	= 10^{-3}	= Tausendstel
Kilo	= k	= 10^{3}	= Tausend
Mega	= M	= 10^{6}	= Million
Giga	= G	= 10^{9}	= Milliarde
Tera	= T	= 10^{12}	= Billion
Peta	= P	= 10^{15}	= Billiarde
Exa	= E	= 10^{18}	= Trillion

Literaturempfehlungen

Altner, Günter u. a., Zukünftige Energiepolitik. Konsens jetzt! VAS Vlg. f. Akad. Schriften 1998

Böning, Walter (Hrsg.), Hütte. Taschenbücher der Technik, Elektrische Energietechnik.
Band 1, Maschinen, Berlin: Springer 1978
Band 2, Geräte, Berlin: Springer 1978

Brandt, Edmund u. a., Umwelt- und wettbewerbsorientierte Weiterentwicklung des Energierechts. Eine verfassungsrechtliche Analyse, Berlin: ESV 1996

Büdenbender, Ulrich u. a., Energierecht I. Recht der Energieanlagen, Berlin/New York: de Gruyter 1999

Czichos, Horst (Hrsg.), Hütte. Das Ingenieurwissen. Berlin: Springer 2007

Danner, Wolfgang; Theobald, Christian, Energierecht. Kommentar, München: C. H. Beck, Loseblatt-Sammlung, Stand: 57. Erg.-Lfg. Dezember 2007

Dickmann, Bernd / Heinloth, Klaus, Energie, Physikalische Grundlagen ihrer Erzeugung, Umwandlung und Nutzung. Stuttgart: B. G. Teubner 1997

Grote, K. H. / Feldhusen, J., Dubbel. Taschenbuch für den Maschinenbau, Berlin: Springer 2005

Heinloth, Klaus, Energie, Physikalische Grundlagen ihrer Gewinnung, Umwandlung und Nutzung. Stuttgart: B. G. Teubner 1983

Hölzer, Frank, Der Energiesektor zwischen Marktwirtschaft und öffentlicher Aufgabe, Köln usw.: Heymanns 2000

Hosemann, Gerhard (Hrsg.), Hütte. Taschenbücher der Technik, Elektrische Energietechnik. Band 3, Netze, Berlin: Springer 2001

Joos, Lajos, Energieeinsparung in Gebäuden, Essen: Vulkan 2003

Koenig, Christian; Kühling, Jürgen; Rasbach, Winfried, Energierecht, Frankfurt am Main: Verlag Recht und Wirtschaft GmbH, 2006.

Kugeler, Kurt / Philippen, Peter-W., Energietechnik. Technische, ökonomische und ökologische Grundlagen, Berlin: Springer 2006

Liewers, Peter; Abele, Johannes; Barkleit, Gerhard (Hrsg.), Zur Geschichte der Kernenergie in der DDR. Frankfurt am Main: Verlag Peter Lang Oktober 2000

Michaelis, Hans; Salander, Carsten (Hrsg.), Handbuch Kernergie. Kompendium der Energiewirtschaft und Energiepolitik. Frankfurt a. M.: VWEW 1995

Müller, Leonhard, Handbuch der Elektrizitätswirtschaft. Technische, wirtschaftliche und rechtliche Grundlagen. Berlin, Heidelberg etc., Springer-Verlag 2000

Müller, Wolfgang D., Geschichte der Kernenergie in der Bundesrepublick Deutschland. Bd. 1: Anfänge und Weichenstellungen, 1990, Bd. 2: Auf der Suche nach dem Erfolg – Die Sechziger Jahre, 1996. Stuttgart: Schäffer-Verlag

Quaschning, Volker, Regenerative Energiesysteme. Technologie, Berechnung, Simulation, München: Hanser Wiss. 2003

Strauss, Karl, Kraftwerkstechnik, Zur Nutzung fossiler, regenerativer und nuklearer Energiequellen, Berlin: Springer 2006

Übersicht

Die Aufsätze, bei denen *Autorennamen* angegeben sind, liegen bereits vor.

1000 Energie und Energieressourcen

1011 Energie und Umwelt – Grundlagen unseres Lebens *(Kind)*

1100 Fossile Brennstoffe

1101 Erdöl *(Pohl/Winkler)*

1103 Aufbau des Erdöls *(Pohl/Winkler)*

1104 Förderung des Erdöls *(Pohl/Winkler)*

1105 Rohstofftransport *(Pohl/Winkler)*

1200 Kernbrennstoffe

1201 Natururan-Versorgung *(Barthel)*

1210 Transmutation langlebiger radioaktiver Abfallprodukte *(Thomauske/Kettler)*

1300 Ersatzbrennstoffe

1400 Regenerative Ersatzbrennstoffe

1403 Energie im Abfall *(von Dierkes/Böhme/Bruch)*

1410 Biomassenutzung aus Land- und Forstwirtschaft *(Plieninger/Bens/Hüttl)*

1500 Erneuerbare Primärenergien

1510 Zur Energiewirtschaft des ländlichen Raumes *(Fratzscher)*

1600 Sekundärenergieträger

1700 Förderung

1800 Aufbereitung

Energie und Umwelt – Grundlagen unseres Lebens

Dieter Kind

Der Energiebedarf der Menschen wird heute überwiegend durch die Verbrennung von Kohle, Erdöl und Erdgas gedeckt. Das Bewusstsein der Endlichkeit dieser wertvollen Rohstoffe hat die Energiefrage zu einem zentralen Begriff für alle Überlegungen gemacht, die auf die langfristige Zukunft des Lebens auf unserem Planeten gerichtet sind. Vor 150 Jahren haben zuerst Physiologen die Bedeutung der Energie für den Stoffwechsel von Lebewesen erkannt, Physiker bestimmten den für die Umwelt kritischen Energiehaushalt der Erde. Sie stellten Überlegungen dazu an, welche Auswirkung die Ausbeutung der fossilen Energievorräte hat und welche Aufgaben von der Menschheit gelöst werden müssen, wenn ihre Zukunft gesichert werden soll. Schon heute erkennbare Aufgaben für Wissenschaft, Technik und Wirtschaft werden genannt, sie müssen von der Energiepolitik gefördert werden.

Inhaltsübersicht

		Rn.
1	Zur Bedeutung der Energiefrage	1–3
2	Energie und Stoffwechsel – Die Entdeckung eines Physiologen (1842)	4–11
3	Der Energiehaushalt der Erde aus der Sicht eines Experimentalphysikers (1885)	12–19
4	Die physikalischen Rahmenbedingungen unseres Daseins aus der Sicht eines Theoretischen Physikers (1976)	20–26
5	Energiepolitik aus der Sicht von Technik, Wirtschaft und Umwelt	27–40
6	Zusammenfassung und Folgerungen für zukünftiges Handeln	41–49
7	Literatur	

1 Zur Bedeutung der Energiefrage

Kaum eine andere physikalische Größe hat heute in vergleichbarem Umfang Eingang in die öffentliche und insbesondere auch politische Diskussion gefunden, wie die Energie. Hält man sich die Jahrtausende zurückreichende Entwicklung von naturwissenschaftlichen Bereichen wie Astronomie, Mathematik, Mechanik oder Optik vor Au- **1**

gen, stellt man fest, dass Energie jedoch ein sehr junger Begriff ist, der erst vor etwa 150 Jahren bei der Entwicklung der Thermodynamik eingeführt wurde.[1] Zuvor hatte man in Lebewesen eine besondere Lebenskraft (vis vitalis) angenommen, der man alle Leistungen zuschrieb, die unverständlich blieben. Erst die Anwendung der im unbelebten Bereich durch zählende und messende Untersuchungen entdeckten und formulierten Naturgesetze auf die Biologie zeigte, dass diese auch dort gelten. So war es kein Zufall, dass die Äquivalenz von mechanischer Arbeit und Wärme als nur unterschiedliche Arten von Energie zuerst bei medizinischen Untersuchungen festgestellt wurde.

2 Die zur Aufrechterhaltung des Stoffwechsels erforderliche interne Energie muss von außen zugeführt werden. Die Geschichte der menschlichen Entwicklung, seiner Technik, Kultur und Zivilisation ist jedoch von der zusätzlichen Verfügbarkeit externer Energiequellen und ihrer Anwendung nicht zu trennen. Eine ausreichende Deckung des Energiebedarfs, in welcher Form er auch immer auftritt, ist Voraussetzung für das Leben eines jeden Einzelnen und für jede menschliche Gemeinschaft. Im vergangenen Jahrhundert hat sich jedoch die Weltbevölkerung auf heute über 6 Milliarden Menschen vermehrt. Insgesamt hat der Verbrauch an Energie einen Umfang angenommen, der ernste ökologische Rückwirkungen hervorgerufen hat oder zumindest befürchten lässt. Dies betrifft auch den Menschen, seine Nahrungsversorgung, den Wasserhaushalt und insbesondere Klimaveränderungen mit ihren vielen denkbaren Folgen. Es ist daher festzuhalten, dass der Energiebedarf der Menschen und der Schutz ihrer natürlichen Umwelt zusammen gesehen werden müssen. Energie und Umwelt werden daher heute mit vollem Recht gemeinsam als Grundlagen unseres Lebens verstanden.

3 Die folgenden Ausführungen sind die erweiterte Bearbeitung einer früheren Veröffentlichung des Verfassers und der Versuch, die Energiefrage in dem für uns Menschen relevanten Zusammenhang mit der Umwelt darzustellen [1]. Fachleute werden keine neuen Fakten erfahren und möglicherweise von der Unvollständigkeit der Darstellung enttäuscht sein. Die Arbeit richtet sich jedoch vor allem an Leser, die eine grundsätzliche Orientierung suchen. Dabei soll auch auf wenig

1 Der Begriff *Energie* wurde auf Vorschlag von Thomas Young (1773–1829) aus dem griechischen Wort *energeia* = Wirkungsvermögen abgeleitet.

bekannte Überlegungen zurückgegriffen werden, die weitsichtige Forscher schon vor langer Zeit angestellt haben.

2 Energie und Stoffwechsel – Die Entdeckung eines Physiologen (1842)

Der Schiffsarzt Julius Robert Mayer hatte beobachtet, dass das Blut der Matrosen unter tropischen Bedingungen eine mehr hellrote Färbung aufwies als unter dem heimischen Klima. Er hat daraus den richtigen Schluss gezogen, dass bei höheren Umgebungstemperaturen Oxydationsprozesse im Organismus weniger intensiv verlaufen, weil ein Teil der vom Körper benötigten Wärme von der Umwelt bereitgestellt wird. Nach seiner Rückkehr nach Heilbronn 1841 sandte er ein Manuskript mit dem Ergebnis seiner Untersuchungen an die Redaktion von „Poggendorfs Annalen der Physik", doch wurde dieses zunächst abgelehnt. Die Arbeit erschien erst im folgenden Jahr in den „Annalen der Chemie und Pharmacie", nachdem sich Justus von Liebig dafür eingesetzt hatte [2]. **4**

Heute nennen wir Mayers Entdeckung das *Gesetz von der Erhaltung der Energie.* Es nimmt in der Naturwissenschaft eine besondere Stellung ein und besagt, dass bei einer Energieumwandlung innerhalb eines geschlossenen Systems die Gesamtenergie konstant bleibt. Er war der Erste, der die Äquivalenz von Wärme und mechanischer Arbeit quantitativ bestimmt hat. Hermann von Helmholtz veröffentlichte 1847 ohne Kenntnis der Mayerschen Arbeit seinen berühmten Aufsatz „Über die Erhaltung der Kraft", wobei in heutiger Ausdrucksweise die „Erhaltung der Energie" gemeint war. Hier findet sich die erste vollständige Formulierung des Energieerhaltungssatzes. **5**

Bereits die Entstehung des Lebens auf unserer Erde kann über den Energieumsatz der Lebewesen erklärt werden. Bei den zunächst aufgetretenen wechselwarmen Arten war der Stoffwechsel wesentlich von der Umgebungstemperatur bestimmt, wodurch die Entwicklung zu höheren Stufen der Evolution stark behindert wurde. Diese blieb erst den gleichwarmen Arten vorbehalten. So war es eine Voraussetzung für das Auftreten der ersten Säugetiere vor etwa 200 Millionen Jahren, dass Organismen mit Thermoregulierung entstanden, die eine wesentlich höhere Energiezufuhr ohne schädliche Erhöhung der **6**

Abb. 2.1: Julius Robert Mayer 1814–1878, Bestimmung des mechanischen Wärmeäquivalents (Quelle: Deutsches Museum)

Körpertemperatur erlaubten. Dies wird als Überwindung einer 1. Wärmeschwelle bezeichnet [3, 4].

7 Unsere heutige Zivilisation hätte sich jedoch auch unter Ausnutzung aller Möglichkeiten einer Thermoregulierung allein nicht entwickeln können. Vielmehr bedurfte es der Überwindung einer 2. Wärmeschwelle, um den durch Thermoregulierung ermöglichten Entwicklungsbereich noch weiter zu vergrößern. Sie gelang durch die nutzbringende Anwendung externer Energie in vorher nicht gekanntem Ausmaß. Von allen gleichwarmen Lebewesen ist dies nur den Menschen gelungen. Voraussetzung war eine gesteigerte Fähigkeit, mit Informationen umzugehen, sie aufzunehmen, zu speichern und zu verwerten.

8 Erst die Nutzung externer Energie vor etwa 750.000 Jahren schuf die Voraussetzung für eine weitere Stufe der Evolution. Tabelle 2.1 zeigt, wie seitdem der individuelle Energieverbrauch der Menschen, ausgedrückt durch die mittlere Leistung, stark zugenommen hat. Die für eine gesunde Ernährung erforderliche Energie ist nur ein sehr kleiner Teil des Gesamtverbrauchs. Der dafür empfohlene Wert von 12.500 kJ pro Tag entspricht einer mittleren Leistung von 145 W.

Tab. 2.1: Energieverbrauch pro Kopf während der Entwicklung der menschlichen Zivilisation (Werte nach [3, 4]).

Zeit	**Niveau der Evolution**	**Verbrauch in kJ pro Tag**	**Verbrauch in W im Jahresmittel**
2.000.000 v.Chr.	Urmensch – ohne Feuer	9.000	100
750.000 v.Chr.	Urmensch – mit Feuer	21.000	240
6.000 v.Chr.	Domestizierung	50.000	580
1800 n.Chr.	Industrielle Revolution	320.000	3.700
2000 n.Chr.	Gegenwart – Deutschland	520.000	6.000
	Gegenwart – Gesamte Welt	180.000	2.100

9 Der erste Schritt ins neue Leben begann für den Urmenschen mit der Zähmung des Feuers zum Wärmen der Wohnstätte, zur Abschreckung wilder Tiere und zur Zubereitung sonst ungenießbarer Speisen. Dies gab unseren Vorfahren die Möglichkeit, ihren Pro-Kopf-Energieverbrauch von zuvor etwa 100 W wesentlich zu steigern. Heute liegt dieser Wert im Weltdurchschnitt bei über 2.000 W, in Deutschland bei 6.000 W und in den USA bei 11.000 W [5].

10 Wenn man auch die komplizierten chemisch-physikalischen Prozesse, die unser Klima bestimmen, noch keineswegs voll verstanden hat oder gar vorhersagen kann, besteht doch kein Zweifel mehr daran, dass die als Treibhauseffekt bezeichnete Erwärmung der unteren Erdatmosphäre vom Energieverhalten der Menschen beeinflusst wird. Auch andere für den natürlichen Lebensraum schädliche Auswirkungen werden durch das Energieverhalten des Menschen beeinflusst. Damit deutet sich eine ökologisch bedingte Begrenzung des Energieverbrauchs der Menschheit insgesamt an, die als eine 3. Wärmeschwelle der Evolution interpretiert werden kann [3, 4]. Im Gegensatz zu den ersten beiden Wärmeschwellen betrifft sie nicht individuelle Organismen, sondern alle Menschen und mit ihnen viele andere Populationen.

11 Das Weiterbestehen der menschlichen Gesellschaft in der uns heute so selbstverständlich erscheinenden Form hängt nach dieser Überlegung davon ab, ob es gelingt, ein stabiles Gleichgewicht zwischen der

Deckung des lebensnotwendigen Bedarfs an Energie und den davon verursachten Folgen für die natürliche Umwelt zu gewährleisten.

3 Der Energiehaushalt der Erde aus der Sicht eines Experimentalphysikers (1885)

12 Heinrich Hertz, Schüler von Hermann von Helmholtz und Entdecker der elektromagnetischen Wellen, hielt nach seiner Berufung als ordentlicher Professor der Physik an der Technischen Hochschule Karlsruhe am 20. April 1885 seine Antrittsvorlesung. Als Titel wählte er die Überschrift dieses Kapitels und dürfte damit einer der Ersten gewesen sein, der diesen heute zu einem festen Begriff gewordenen Terminus verwendete [6]. Mit Bewunderung stellt man fest, dass er nicht nur die wichtigsten, das Klima der Erde bestimmenden, Energieströme erkannt sondern auch quantitativ ungefähr richtig abgeschätzt hat.

13 Zunächst sollen hier einige Abschnitte aus dem erst vor wenigen Jahren bekannt gewordenen Manuskript seines Vortrags[2] zitiert werden:

> „ ... [Der Mensch erfand] in der Dampfmaschine ein Mittel, die in der Steinkohle schlummernde Energie ins Leben zurückzurufen. … In neuester Zeit aber richtet sich sein Blick auch wieder den anderen Kraftquellen, dem Winde, dem Wasser, der Sonnenwärme zu. Auf der einen Seite drängt dazu die sichere Voraussicht, dass die Steinkohlen mit der Zeit schwieriger und schwieriger zu erlangen sein werden, auf der anderen Seite locken die Versicherungen der Elektrotechnik[3], welche jene übrigen Kraftquellen ihrer natürlichen Fehler zu entkleiden verspricht. Sie will die ursprünglich an den Ort gebundenen Kräfte der Wasserfälle auf beliebige Strecken fortleiten, sie will die unberechenbare und unregelmäßige Kraft des Windes aufspeichern und sie so berechenbar und regelmäßig

2 Hertz schickte das schwer lesbare handschriftliche Manuskript seinem Vater, eine Veröffentlichung unterblieb jedoch. Es wurde 1948 an ein englisches Antiquariat veräußert und gelangte von dort über eine Schenkung an die Harvard University. Dort wurde es schließlich 1994 von Prof. J. F. Mulligan gefunden und in Zusammenarbeit mit Prof. H. G. Hertz, Karlsruhe, im Jahre 1997 in Englisch veröffentlicht [7]. Eine Fassung in der deutschen Originalsprache erschien erst 1998 [6].

3 Die Bezeichnung „Elektrotechnik“ für technische Anwendungen der Elektrizität wurde erst sechs Jahre zuvor von Werner Siemens vorgeschlagen.

Abb. 3.1: Heinrich Hertz 1857–1894, Entdecker der elektromagnetischen Wellen (Quelle: Deutsches Museum)

machen. ... Keine Maschinen lassen sich erdenken, in welchen die Energie selbst erzeugt würde. Aber es sind auch keine Maschinen möglich, welche ein und dasselbe der Natur entnommene Quantum von Energie nach dem Gebrauche stets wieder sammelten, in den ursprünglichen Zustand zurückführten und so zu neuem Gebrauche fähig machten. Ein Kreislauf der Energie ist nicht möglich, sie wird bei der Umwandlung aus einer Form in eine andere zwar nicht zerstört, wohl aber zerstreut. Sie geht in letzter Instanz stets in eine und dieselbe Form über: Die der Wärme von niedriger Temperatur und hat alsdann die Fähigkeit verloren, in eine der früheren Formen zurückverwandelt zu werden[4]. …

[Es] ist im Sonnensystem im Anbeginn auf rätselhafte Weise die Energie angehäuft in der hohen Glut der Sonne, in der Bewegung der Gestirne; in diesen Zuständen ist sie verwandelbar, aber von diesem Zustande geht sie … unaufhaltsam und unaufhörlich in ihren wertlosen Endzustand über. Alle Vorgänge auf unserem Erdball, das Wehen des Windes, das Strömen des Meeres sind nur Episoden in diesem Übergang, auch das ganze organische Leben der Erde und unsere eigene Existenz erscheinen vom mechani-

4 In der Thermodynamik wird die hier als „Zerstreuung" genannte Umwandlung von Energie durch die Begriffe *Exergie* für den in Nutzarbeit verwandelbaren Anteil und *Anergie* für den irreversibel als Wärme der Umgebung verloren gehenden Anteil bezeichnet. Siehe auch Kapitel 4.

schen Standpunkt aus nur als komplizierte Umwege, welche die Energie nimmt, um von ihrem Anfangszustand in ihren Endzustand überzugehen. …

Unter diesen Umständen erscheint es lohnend, einmal systematisch die verschiedenen Formen, unter welchen die aufgespeicherte Energie uns entgegen tritt, zu mustern und nicht allein die Abhängigkeit, sondern auch die Mengenverhältnisse der verschiedenen Formen zu betrachten. … Was wir fragen, ist dies: Wie groß ist die Menge der Energie, welche sich beständig von der Oberfläche der Erde in andere Formen umsetzt, aus welchen ursprünglichen Quellen ist sie entnommen, in welcher Reihenfolge durchläuft sie die verschiedenen Formen, und wie viel der gesamten Menge ist in jeder der einzelnen Formen vorhanden?“

14 Hertz hat die quantitativen Ergebnisse seiner Abschätzungen zum besseren Verständnis für seine Zuhörer in einem würfelförmigen Diagramm dargestellt, das nach den Angaben im Text rekonstruiert werden konnte. Die Verfasser von [7] haben die Schätzungen für die einzelnen Energieströme zusammengestellt und mit den 1985 bekannten zuverlässigsten Daten verglichen. Tabelle 3.1 enthält einige dieser Angaben.

Tab. 3.1: Vergleich von Schätzungen, die Hertz 1885 vorgenommen hat, mit Schätzungen aus dem Jahr 2002 [8]

Energieströme	**Schätzung nach Hertz** Leistung in Watt	**Schätzung nach Pelte [8]** Leistung in Watt
Einfallendes Sonnenlicht	$2{,}5 \cdot 10^{17}$ = 100%	$1{,}7 \cdot 10^{17}$ = 100%
– davon durch Reflexion wieder abgestrahlt	$9{,}0 \cdot 10^{16}$ = 36%	34%
– davon absorbiert und als Wärme wieder abgegeben	$1{,}6 \cdot 10^{17}$ = 64%	66%
Umwandlung in Erdwärme	$1{,}0 \cdot 10^{17}$ = 40%	42%
Wasserverdampfung Erdoberfläche	$4{,}2 \cdot 10^{16}$ = 17%	23%
Leistung des Windes	$4{,}0 \cdot 10^{15}$ = 1,6%	
Wärmestrom vom Erdinneren	$2{,}8 \cdot 10^{13}$	
Photochemische Synthese	$1{,}5 \cdot 10^{13}$	
Menschlicher Energiebedarf (mittlere Leistung)		$1{,}1 \cdot 10^{13}$ = 0,007%

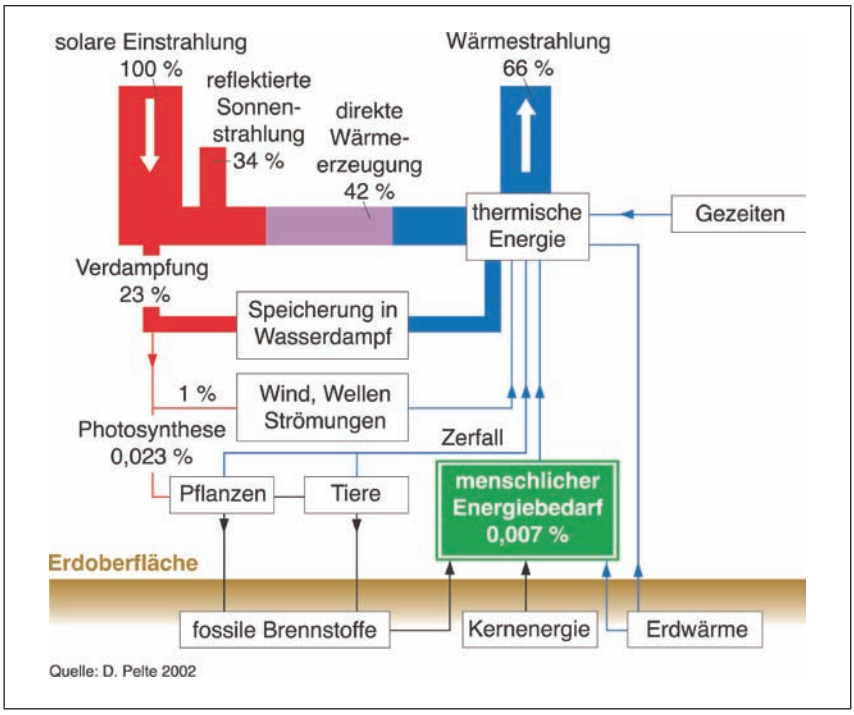


Abb. 3.2: Schaubild des Energiehaushalts der Erde nach [8]

Es ist erstaunlich, dass Hertz bereits vor 120 Jahren eine so gute Schätzung der Energieströme der Erde abgeben konnte. Dies gilt auch für den Wärmestrom aus dem Erdinneren zur Erdoberfläche, obwohl er natürlich nicht wissen konnte, dass etwa zwei Drittel davon aus dem radioaktiven Zerfall in der Erdkruste herrühren. Die Radioaktivität wurde erst 1896 von Henry Becquerel entdeckt und die Kernenergie, die auch die Energiequelle der Sonne ist, gar erst 1938 durch Otto Hahn. **15**

Dieses bisher auf historischer Quelle behandelte Kapitel soll durch eine grafische Darstellung des Energiehaushalts der Erde nach dem heutigen Stand des Wissens ergänzt werden. Abbildung 3.2 zeigt ein Schaubild, das von einer an der Universität Heidelberg von D. Pelte entwickelten Vorlage abgeleitet wurde. **16**

Nach Tabelle 3.1 beträgt die von der Sonne auf die Erde eingestrahlte Leistung $1{,}7 \cdot 10^{17}$ W. Davon werden 34% durch Reflexion an Erd- **17**

atmosphäre und Erdoberfläche wieder in den Weltraum zurückgestrahlt. 66% der ursprünglichen Leistung werden von der Erdatmosphäre (16%) und von der Erdoberfläche (50%) absorbiert und als Wärme wieder an den Weltraum zurückgegeben. Die Erde steht also mit dem Weltraum im Strahlungsgleichgewicht, wie es bereits Hertz so anschaulich schilderte.

18 Um einen Vergleich seiner Ergebnisse mit den von Menschen bewirkten mechanischen Energieströmen zu ermöglichen, bezieht Hertz sich in seinem „Würfeldiagramm" auf die Arbeit, „welche sämtliche Dampfmaschinen der Erde während der Zeiteinheit leisten könnten, wenn sie zusammen ununterbrochen tätig wären." In seinem Diagramm ist der zugehörige Wert nicht mehr darstellbar. Für unsere Tage kommt die Heidelberger Abschätzung des menschlichen Energieverbrauchs auf $1{,}1 \cdot 10^{13}$ W das entspricht 0,007% der globalen Einstrahlung.

19 So vernachlässigbar klein der menschliche Energieverbrauch auch erscheint, so wenig ist diese Abschätzung als dauerhafte Beruhigung zu verstehen. Voraussagen über den zukünftigen Energiehunger der Menschheit sind wesentlich unsicherer als die Abschätzung des Energiehaushalts des Raumschiffs Erde. So ist nicht auszuschließen, dass die insgesamt von Menschen genutzte Primärenergie im Laufe des nächsten Jahrhunderts 0,1% der solaren Einstrahlung erreicht. Dieser Wert wird von Experten als obere Grenze angesehen, bei deren Überschreitung eine Störung des Energiehaushalts der Erde zu befürchten ist. Dabei ist zu bedenken, dass der menschliche Wärmeeintrag keineswegs gleichmäßig über den Erdball verteilt ist. Seine Konzentration auf Ballungszentren hat zur Folge, dass dort die Auswirkungen zuerst spürbar werden [8].

4 Die physikalischen Rahmenbedingungen unseres Daseins aus der Sicht eines Theoretischen Physikers (1976)

20 Das in Kapitel 2 beschriebene *Gesetz von der Erhaltung der Energie* wird heute als *1. Hauptsatz der Thermodynamik* bezeichnet. So eingängig und gut verständlich dieser auch ist, so irreführend kann er

sein, wenn es darum geht, aus der Energie eines Systems eine bestimmte Nutzarbeit (Exergie) zu erhalten. Der Grund dafür ist, dass bei jeder Umwandlung Verluste (Anergie) auftreten. Der Energieerhaltungssatz sollte daher korrekt geschrieben werden:

$$Energie = Exergie + Anergie = const. \quad [5]$$

Der Wirkungsgrad einer Umwandlung ergibt sich erst aus dem weit **21**
weniger anschaulichen *2. Hauptsatz der Thermodynamik*. Dieser geht auf Überlegungen von Sadi Carnot zurück und wurde 1865 von Rudolf Clausius durch Einführung der Entropie als eigenständige Zustandsgröße allgemein formuliert. Er besagt, dass nur ein Teil der Gesamtenergie eines geschlossenen Systems in Nutzenergie umgewandelt werden kann, wenn die Umwandlung auf dem Umweg über thermische Energie erfolgt. Der Grund dafür ist, dass Wärme nicht von selbst von einem kälteren auf einen wärmeren Körper übergeht. Deshalb müssen wir zwischen umkehrbaren und nicht umkehrbaren Energieumwandlungen unterscheiden. Das ist vor allem dann von großer energiewirtschaftlicher Bedeutung, wenn Wärme in mechanische oder elektrische Energie umgewandelt werden soll. Wie im vorhergehenden Kapitel dargestellt, hat Heinrich Hertz diese Zusammenhänge in seiner Antrittsvorlesung anschaulich dargestellt.

Abb. 4.1: Friedrich Hund 1896–1997, theoretischer Physiker

5 Wenn, wie üblich, von „Energieverbrauch" gesprochen wird, so ist damit streng genommen der Verbrauch von nutzbarer Energie (Exergie) zu verstehen.

22 Wie andere Wissenschaftler hat sich auch Friedrich Hund (s. Abbildung 4.1), ein Altmeister der theoretischen Physik, schon vor Jahrzehnten über die Bedeutung der Energie für die langfristige Zukunft der Menschheit Gedanken gemacht. Inhaltlich mit anderen Autoren übereinstimmend, unterscheidet er in besonders anschaulicher Formulierung vier zeitliche Phasen [9]:

„Bei der Wichtigkeit der Energieversorgung für unsere Zivilisation könnte man versucht sein, die Menschheitsgeschichte in folgende Abschnitte zu gliedern:

[Abschnitt 1] die Vergangenheit (bis ins 19. Jahrhundert), in der man mit der Sonnenenergie auskam,

[Abschnitt 2] das Zeitalter der Ausplünderung von Vorräten (im Wesentlichen das 20. Jahrhundert), wobei einige Völker recht gut leben und es auch zu einem hohen Stand der experimentellen Wissenschaften gekommen ist;

[Abschnitt 3] eine Übergangszeit, in der man sich der kommenden Erschöpfung der Vorräte bewusst ist und sich auf sie einstellt,

[Abschnitt 4] eine Zukunft, in der man wieder mit der Sonnenenergie allein auskommt, aber zum Unterschied von 1 mit fortgeschrittener Technik."

23 Wir leben offenbar in der Übergangszeit (Abschnitt 3) und beginnen, die Begrenztheit der fossilen Energieträger bei Überlegungen zur Zukunft kommender Generationen zu berücksichtigen. Dabei kommt es darauf an, dass die Menschheit alle ihre Fähigkeiten einsetzt, um ohne ökologische oder gesellschaftliche Katastrophen den stabilen Bereich (Abschnitt 4) zu erreichen. Die Aussichten, dieses Ziel zu verwirklichen, sind nach Hund umso größer, je länger die Übergangszeit durch Ausnutzung aller Optionen einer fortgeschrittenen Technik gestaltet werden kann. Diese richtige und wichtige Erkenntnis darf bei in die Zukunft gerichteten energiepolitischen Entscheidungen nicht übersehen werden.

24 In der Beschreibung des Abschnittes 4 erkennt man eine Übereinstimmung mit dem in Kapitel 2 eingeführten Begriff einer 3. Wärmeschwelle. Ihre Überwindung ist Voraussetzung für eine insgesamt sta-

bile Entwicklung der Biosphäre, die auch der menschlichen Zivilisation einen gesicherten Lebensraum gewährt.

In Abbildung 4.2 wird der Versuch unternommen, die Überlegungen von Hund zu den auf die Energie bezogenen Abschnitten der Menschheitsgeschichte zu veranschaulichen. Dazu werden einigermaßen plausible Annahmen über die „Reichweite" der fossilen Vorräte gemacht und auf einer Zeitskala dargestellt. Natürlich sind die Übergänge zwischen den einzelnen Abschnitten fließend, sie erstrecken sich über längere Zeiträume. **25**

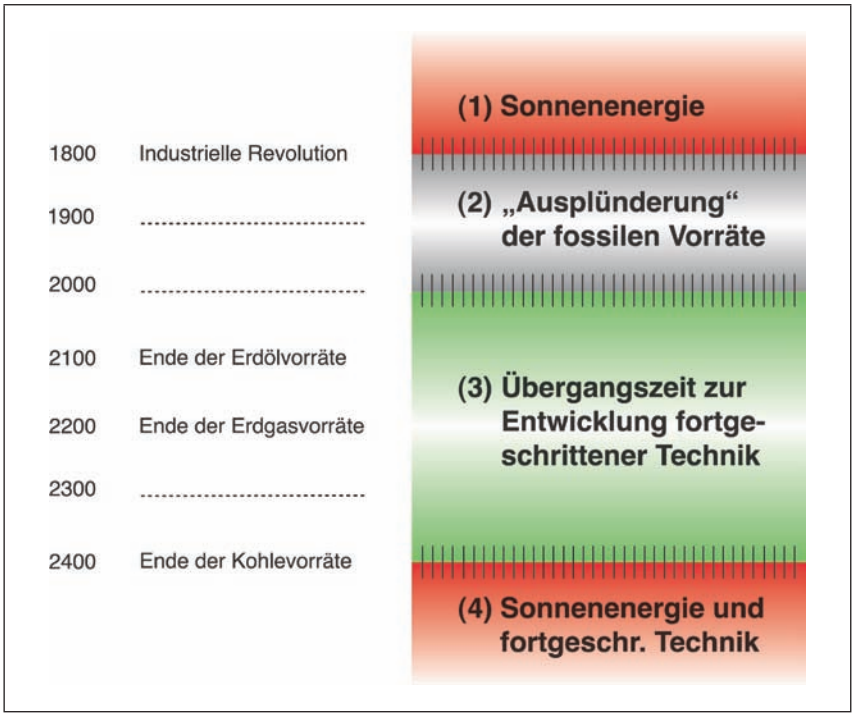


Abb. 4.2: Energiebezogene Abschnitte der Menschheitsgeschichte nach F. Hund 1976

Für die Dauer der „Übergangszeit" des Abschnitts 3 ist auch zu bedenken, dass der Wert der fossilen Energieträger mit zunehmender Verknappung steigen wird. Sie werden dann immer weniger zur Energieerzeugung eingesetzt, sondern bevorzugt für eine hochwertigere Nutzung z.B. in der Chemie oder für neue Werkstoffe verwendet. Das **26**

Bild zeigt jedoch auch, dass die Zeit bis zur vorhersehbaren Erschöpfung der fossilen Energiequellen zwar noch viele Generationen dauern wird, aber eben doch endlich ist. Es ist daher dringend notwendig, diese Zeit zur Entwicklung „fortgeschrittener Technik" zu nutzen und diese, soweit es wirtschaftlich vertretbar ist, auch einzusetzen. Einige schon heute erkennbare Optionen hierfür werden im Kapitel 6 angegeben.

5 Energiepolitik aus der Sicht von Technik, Wirtschaft und Umwelt

27 Energie ist nicht nur Grundlage des individuellen Lebens, sondern auch jeder Gesellschaft, sei es einer Stadt, eines Landes oder der ganzen Welt. Ohne ausreichende Energieversorgung wäre unsere heutige Zivilisation nicht zu bewahren. Daher ist die Befriedigung des Energiebedarfs nicht nur eine technisch-wissenschaftliche Herausforderung, sondern zugleich eine gesellschaftliche Aufgabe. Es darf folglich nicht überraschen, dass die öffentliche Diskussion in hohem Maße von Emotionen und Stimmungen bestimmt wird, und dadurch oft auch die realistischen Optionen aus dem Blick verliert.

28 Das der Forstwirtschaft entlehnte Prinzip der *nachhaltigen Entwicklung* (sustainable development) ist in den letzten Jahren zu einem anerkanntem Ziel verantwortlichen Zukunftshandelns geworden. Ihr anspruchsvolles Ziel ist eine Entwicklung, welche die Verbesserung der ökonomischen und sozialen Lebensbedingungen aller Menschen, die heute und zukünftig leben, mit der langfristigen Sicherung der natürlichen Lebensgrundlagen in Einklang bringt. Diese generelle Forderung dürfte weitgehend konsensfähig sein, bedarf jedoch als Anweisung für konkretes Handeln einer näheren Interpretation [10].

29 Für die Energiepolitik ergibt sich daraus die Zielsetzung, den Energiebedarf der Menschen unter **gleichrangiger** Berücksichtigung der drei untereinander in Konkurrenz stehenden Ziele

- Wirtschaftlichkeit,
- Versorgungssicherheit und
- Umweltverträglichkeit

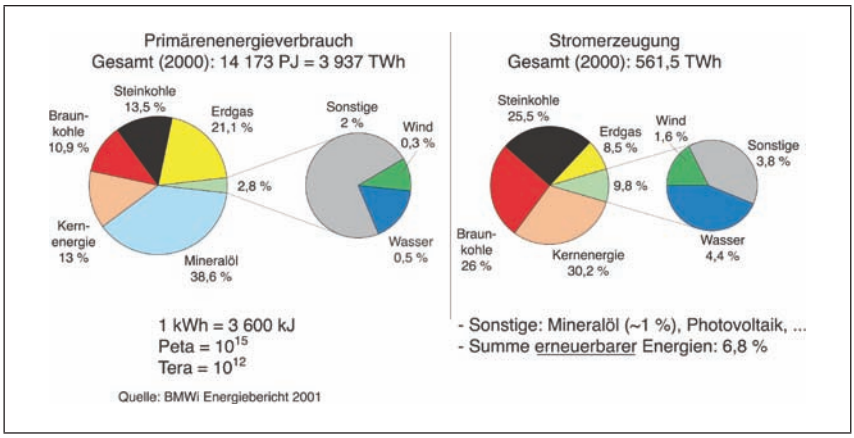


Abb. 5.1: Primärenergieverbrauch und Stromerzeugung in Deutschland im Jahr 2000 nach [11]

zu befriedigen. Die folgenden sehr pauschalen Angaben sollen kurz die heutige Situation in Deutschland darstellen.

Einen Überblick über den Verbrauch von Primärenergie und die Erzeugung von elektrischer Energie in Deutschland gibt Abbildung 5.1, das im Wesentlichen als repräsentativ für das volle Jahrzehnt bis 2010 angesehen werden kann. Das linke Diagramm zeigt, dass etwa 84% der Primärenergie aus fossilen Energieträgern gedeckt werden, die im Verlauf der Erdgeschichte aus Sonnenenergie gebildet wurden. **30**

Die rechts dargestellte elektrische Energie betrug im Jahr 2000 nur etwa 14% der gesamten Primärenergie, aus der sie mit einem Gesamtwirkungsgrad von kaum über 40% erzeugt wird, und dennoch muss man sie unabhängig von anderen Energieformen für sich betrachten. Da sie mit hohem Wirkungsgrad in praktisch alle anderen Energieformen umgewandelt werden kann, ist sie im Gegensatz zur Primärenergie als nahezu reine Nutzenergie anzusehen. Sie ist auch wirtschaftlich übertragbar und teilbar. Eine sichere Stromversorgung ist daher heute für das tägliche Leben der Menschen in den industrialisierten Ländern völlig unverzichtbar, wie die nahezu katastrophalen Folgen größerer Stromausfälle (Blackouts) der letzten Jahre in verschiedenen Ländern gezeigt haben. **31**

Tatsächlich nimmt der Anteil der elektrischen Energie wegen ihrer universellen Einsetzbarkeit und insbesondere auch zur Erzielung ei- **32**

ner effektiveren Energienutzung insgesamt stetig zu. Ihr prinzipieller Nachteil, die fehlende direkte Speicherbarkeit in energietechnischem Maßstab, hat allerdings zur Folge, dass sich die Erzeugung in jedem Augenblick dem zeitlich veränderlichen Verbrauch anpassen muss. Deshalb ist die elektrische Energie nicht nur ein beliebig handelbares Wirtschaftsgut, sondern zugleich eine Dienstleistung, die jederzeit sofort abrufbar sein muss.

33 Seit einigen Jahren wird die möglichst rasche Erschließung von Quellen so genannter „erneuerbarer Energie" zur Verminderung des CO_2-Problems und gegebenenfalls auch als Ersatz für die Abschaltung von Kernkraftwerken betrieben. Obwohl diese Anstrengungen überwiegend nur die Stromerzeugung und damit nach Abbildung 5.1 nur einen Bruchteil des Problems betreffen, ist dies ein zentraler Begriff in der Energiediskussion nicht nur in Deutschland geworden.

34 Für eine vergleichende Bewertung der oft sehr unvollständigen Angaben über verschiedene Kraftwerksarten benötigt man charakteristische Kenndaten. Neben dem Wirkungsgrad ist dabei die Jahresbenutzungsdauer eine wichtige Größe. Sie gibt an, in wie vielen von den 8.760 Stunden eines Jahres bei Nennleistung die gleiche Energie erzeugt würde wie bei dem wirklichen Betrieb:

35 Braunkohle- oder Kernkraftwerke, die zur Deckung der so genannten Grundlast eingesetzt werden, können mit etwa T_B = 8.000 h betrieben werden. Windkraftanlagen erreichen an Land nur etwa 2.000 h, auf See bis zu 4.000 h, Solaranlagen in unseren Breiten sogar nur etwa 1.000 h.

36 Für den Wert einer Kilowattstunde ist es auch entscheidend, ob eine Anpassung an den zeitlich veränderlichen Bedarf möglich ist. Bei der Bewertung verschiedener Kraftwerksarten reicht es nicht, die jährlich erzeugte Energie zu vergleichen, sondern es muss auch berücksichtigt werden, ob die abgegebene Leistung sich an den veränderlichen Bedarf anpassen kann.

37 Da nach dem heutigen Stand der Technik geeignete Speicher zur Aufnahme überschüssiger Energie nicht verfügbar sind, sind dem wirtschaftlichen Einsatz insbesondere von Wind- und Photovoltaikanlagen zunächst noch enge Grenzen gesetzt.

Optionen für erneuerbare Energie sind vor allem:

- *Wasserkraftenergie aus dem jährlichen Klimakreislauf*
  Wasserkraft besitzt bei weitem das größte Potenzial. Sie übernimmt heute weltweit etwa 20% der Stromerzeugung, kann jedoch in Deutschland kaum über die heutigen 4% weiter ausgebaut werden. Immerhin ermöglichen schon heute leistungsfähige Hochspannungs-Kabelverbindungen mit Skandinavien eine wirtschaftliche Nutzung des dortigen großen Wasserkraftpotenzials.
- *Energie aus der Biomasse jeder Vegetationsperiode*
  Biomasse, z.B. Holz und pflanzliche Stoffe, sowie Biogas könnten bei einem Potenzial, das auf nahezu 10% geschätzt wird, auch in Deutschland wesentlich mehr genutzt werden. 2 kg gepresste Holzpellets haben etwa den gleichen Energieinhalt wie 1 l Benzin.
- *Windenergie aus den Luftströmungen*
  Die Technik der Nutzung von Windenergie hat in den letzten Jahrzehnten große Fortschritte erzielt. Durch die Höhe der gesetzlich festgelegten Einspeisevergütung ist die Errichtung von Windkraftanlagen eine sichere Kapitalanlage allerdings auf Kosten der Allgemeinheit geworden, sie bestimmen schon heute an vielen Standorten das Landschaftsbild und führen dort oft zu Akzeptanzproblemen. Technische Probleme und wirtschaftliche Nachteile, die sich aus den unberechenbaren Schwankungen der Einspeisung ins Netz ergeben, werden durch die geplanten großen Offshore-Anlagen weiter zunehmen.
- *Sonnenstrahlung für thermische oder elektrische Energie*
  Solarstromerzeuger auf der Basis von Photovoltaik haben in Äquatornähe ein großes Entwicklungspotenzial, sind jedoch für unsere Breiten wegen ihrer kleinen Jahresbenutzungsdauer energiewirtschaftlich noch kritischer zu beurteilen. Solarthermische Nutzung ist dagegen nach dem heutigen Entwicklungsstand bei dezentralen Anlagen schon eher als eine auch energiewirtschaftlich aussichtsreiche Zukunftsoption anzusehen.

Letztlich sind alle diese Energiearten auf die Strahlung der Sonne zu- **38**
rückzuführen, deren Quelle die Kernfusion von Wasserstoffatomen ist. Diesen mit hoher Energiefreisetzung verbundenen Prozess kontrolliert auf der Erde ablaufen zu lassen, ist das anspruchsvolle und durch die in den letzten Jahren erreichten Fortschritte näher gerückte Ziel der Kernfusionsforschung. Wenn eines Tages wirtschaftliche Fu-

sionskraftwerke errichtet werden könnten, stünde eine Energiequelle zur Verfügung, die wegen der praktischen Unbegrenztheit des benötigten Brennstoffs zu Recht als erneuerbar bezeichnet werden dürfte.

39 Etwa 70% des inneren Wärmehaushalts der Erde stammt aus dem Zerfall der radioaktiven Elemente Kalium, Uran und Thorium in der Erdkruste. Sie erzeugen an der Erdoberfläche eine konstante Wärmestromdichte von 45 mW/m^2 [12], was einer Jahresenergie von 200.000 TWh und damit etwa dem Doppelten der heute weltweit verbrauchten Primärenergie entspricht. Dies ist eine der Quellen der oben nicht erwähnten Erdwärme, die aus geologischen Gründen aber nur regionale Bedeutung hat wie z.B. in Island. Auch in Deutschland gibt es einige Anlagen, deren weiterer Ausbau aber nur wenige Prozent des heutigen Strombedarfs decken könnte. Wegen ihrer Unerschöpflichkeit ist jedoch auch Erdwärme eine erneuerbare Energie.

40 Nach Abbildung 5.1 lieferten die erneuerbaren Energien im Jahre 2000 etwa 2,8% der Primärenergie und 9,8% der Stromerzeugung in Deutschland. Wenn auch durch massive staatliche Förderung beträchtliche Steigerungsraten erzielt werden und für 2020 ein Anteil von 20% der Stromerzeugung geplant ist, besteht doch keine Aussicht, dass sie in überschaubarer Zukunft zu einer tragenden Säule der Energiebedarfsdeckung in Deutschland und in vergleichbaren Ländern werden können [5].

41 Diese Einschätzung sollte jedoch nicht als eine Empfehlung verstanden werden, die Förderung der technisch-wissenschaftlichen Entwicklung von Quellen erneuerbarer Energien zu vernachlässigen. In der heutigen Situation könnten jedoch die von der Volkswirtschaft aufzubringenden begrenzten Mittel sehr viel effektiver durch andere Optionen[6] als durch einen verstärkten Ausbau von Wind- und Sonnenkraftwerken in Deutschland eingesetzt werden. Dazu zählen neben effektiverer Energienutzung im Baubereich und im Verkehr vor allem Entwicklungen zur weiteren Steigerung des Wirkungsgrades von Wärmekraftwerken und die Verlängerung der Betriebszeit von Kernkraftwerken [13].

6 Andere Optionen wie z.B. die Entwicklung fossiler Kraftwerke mit verbessertem Wirkungsgrad können beim heutigen Stand der Technik einen wesentlich größeren Beitrag zum Klimaschutz leisten.

6 Zusammenfassung und Folgerungen für zukünftiges Handeln

42 Die Evolution der Lebewesen wurde wesentlich durch zwei Entwicklungsstufen bestimmt. Die Thermoregulation ermöglichte den Säugetieren und Vögeln vor etwa 200 Millionen Jahren die Überwindung einer 1. Wärmeschwelle und sie erreichten als Gleichwarme einen vielfach höheren Stoffwechselumsatz als die viel älteren Wechselwarmen. Die Nutzung des Feuers als externe Energie kennzeichnet die Überwindung einer 2. Wärmeschwelle und damit den Beginn der menschlichen Zivilisation vor etwa 750.000 Jahren. Julius Robert Mayer hat als Erster die Bedeutung der Energie für den Stoffwechsel von Lebewesen erkannt und daraus den Energieerhaltungssatz abgeleitet.

43 Die starke Steigerung der Nutzung externer Energie durch den Menschen in Verbindung mit dem Wachstum der Weltbevölkerung erzwingt wegen ökologischer Rückwirkungen eine Begrenzung des Gesamtverbrauchs. Dies kann im Sinne der Evolution als eine 3. Wärmeschwelle interpretiert werden, die jedoch nicht das einzelne Individuum, sondern die ganze Menschheit und die Erde insgesamt betrifft. Es ist eine Aufgabe für viele kommende Generationen, durch eine evolutionäre Entwicklung auch diese Schwelle zu überwinden und damit die Voraussetzung für ein friedliches Miteinander von Mensch und Natur zu schaffen.

44 Schon lange bevor „Energie und Umwelt" zu einem zentralen Thema der gesellschaftspolitischen Diskussion wurden, haben sich vorausschauende Wissenschaftler mit dieser Frage befasst. Heinrich Hertz, der Entdecker der elektromagnetischen Wellen, und Friedrich Hund, ein Altmeister der Quantenphysik, zählen zu ihnen. Ihre lange zurückliegenden Überlegungen waren wenig bekannt und sind doch von aktueller Relevanz.

45 Die Deckung des menschlichen Energiebedarfs erfolgt heute überwiegend aus fossilen Quellen, die im Laufe der Erdgeschichte durch Sonnenenergie entstanden sind. Die wirtschaftliche Nutzung dieser Energievorräte ist von endlicher Dauer, auch wenn sie insbesondere bei Kohle noch Jahrhunderte möglich sein wird. Es ist auch zu befürchten, dass die Freisetzung der in Jahrmillionen gespeicherten

chemischen Energie den Energiehaushalt der Erde beeinflusst und mittelfristig zu Klimaveränderungen führt.

46 Friedrich Hund fordert die Anwendung „fortgeschrittener Technik", um den Übergang zu erneuerbaren und zu praktisch unerschöpflichen Energiequellen ohne einen die wirtschaftliche und politische Stabilität der Welt gefährdenden Zeitdruck zu vollziehen. Einige schon heute erkennbare sinnvolle Entwicklungsziele sind:

Energieanwendung:
- Effektive und energiebewusste Nutzung in allen Bereichen, insbesondere bei der Wärmeversorgung von Bauten und im Verkehr,
- Anwendung der Supraleitung in der elektrischen Energietechnik.

Energieerzeugung:
- Steigerung des Wirkungsgrades bei Wärmekraftwerken,
- Abtrennung und Speicherung von CO_2,
- verstärkter Einsatz erneuerbarer Energien,
- Energiespeicher für Wind- und Photovoltaikanlagen,
- Brennstoffzellen für Autos und im Wohnbereich,
- Aufbau einer dezentralen Strom-Wärme-Erzeugung,
- Wasserstoff als Energieträger (nicht als Energiequelle!),
- neue Bauarten von Kernspaltungs-Kraftwerken und
- Entwicklung von Kraftwerken zur Nutzung der Kernfusion.

47 Die Lösung dieser Aufgabe erfordert große Anstrengungen, auch ist über bereits bekannte Optionen hinaus zu erwarten, dass Forschung und Entwicklung kommenden Generationen Wege erschließen werden, von denen wir heute noch nichts wissen. Eine Dramatisierung der Situation ist dabei keineswegs hilfreich, sondern birgt die Gefahr wirtschaftlicher und politischer Instabilität als Folge falscher energiepolitischer Entscheidungen. Das ist kein Programm für Jahrzehnte, sondern für Jahrhunderte.

48 Alle Optionen müssen geprüft und genutzt, keine darf von vornherein ausgeschlossen werden, insbesondere auch nicht die Kernenergie, wenn man das ehrgeizige Ziel einer wesentlichen Verminderung der CO_2-Emissionen erreichen will. Schließlich besitzt die Kernspaltungsenergie von allen nichtfossilen Optionen, die den Industrieländern heute technisch zur Verfügung stehen, das größte Potenzial [5].

Es ist auch zu beachten, dass die Industrieländer ihre eigene Situation **49**
nicht auf die ganze Welt übertragen dürfen. Die langfristige Lösung des Energieproblems betrifft die ganze Menschheit und muss daher auch global angegangen werden. Die Entwicklungsländer werden nicht nur taub sein gegenüber Appellen zum Energiesparen, sondern durch ihren noch immer anhaltenden Bevölkerungszuwachs den Druck auf eine Umsteuerung zunächst noch weiter erhöhen. Das Ziel muss eine Entwicklung im Stil der Evolution sein, denn eine wie auch immer betriebene Revolution würde Bewährtes zerstören und weltweite Verteilungskämpfe auslösen, deren Vorboten schon heute die internationale Politik mit bestimmen [14].

Es gibt durchaus gute Chancen, dass die Menschheit eine für alle Völ- **50**
ker ausreichende und umweltverträgliche Energieversorgung aufbauen kann, wenn die fossilen Energievorräte eines fernen Tages zur Neige gehen. Die kritischen Fragen auf diesem Weg liegen wahrscheinlich weniger auf technisch-wissenschaftlichem Gebiet, vorausgesetzt es finden sich genug junge Menschen, die die Bedeutung und die Faszination dieser Aufgabe erkennen und sich dafür einsetzen. Die grundsätzlichen Probleme liegen vielmehr im Bereich von Politik und Gesellschaft.

7 Literatur

[1] *Kind, D.:* Lebensgrundlage Energie. Abh. Braunschweig. Wiss. Gesellsch. Band LII (2003), S. 93–104

[2] *Gerlach, W.:* Mayer und Clausius. Die berühmten Erfinder, Physiker und Ingenieure. Aulis Verlag Deubner & Co KG. Köln, (1962), S. 124–127

[3] *Lamprecht, I.; Zotin, A.I.:* Bioenergetik und menschliche Zivilisation. Sitzungsber. Ges. Naturforsch. Freunde Bd. 36, (1997), S. 17–30

[4] *Zotin, A.I.; Lamprecht, I.:* Bioenergetic Progress and Heat Barriers, J. Non–Equil. Thermodyn. 26 (2001), Nr. 2, S. 191–202

[5] *Heinloth, K.:* Die Energiefrage: Bedarf und Potenziale, Nutzung, Risiken und Kosten. 2. Aufl., Vieweg 2003

[6] *Hertz, H.G.; Mulligan, J.F.:* Der Energiehaushalt der Erde. Fridericiana, Zeitschrift der Universität Karlsruhe, H. 54, (1998), S. 3–14

[7] *Mulligan J. F.; Hertz, H.G.:* Unpublished Lecture by Heinrich Hertz: „On the energy balance of earth". Am. J. Phys. 65 (1), (1997), S. 36–45

[8] *Pelte, D.:* Die Zukunft der Energieversorgung. Vorlesung an der Universität Heidelberg 2002

[9] *Hund, F.:* Die physikalischen Rahmenbedingungen unseres Daseins. Georgia Auguste, Göttingen 1976

[10] *Voß, A.:* Energiesysteme und das Leitbild der Nachhaltigen Entwicklung. In: Energie und Umwelt. Springer-Verlag Heidelberg, 2000, S. 225–242

[11] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: Nachhaltige Energiepolitik für eine zukunftsfähige Energieversorgung. Berlin 2001

[12] *Kind, R.; Hansen, U.; Schilling, F.R.:* Die Physik des Erdmantels. Phys. Journal 1 (2002), Hr. 10, S. 33–39

[13] ETG im VDE: Elektrische Energieversorgung 2020. Perspektiven und Handlungsbedarf. Frankfurt 2005

[14] *Jischa, M.F.:* Herausforderung Zukunft. Technischer Fortschritt und ökologische Perspektiven. Spektrum Akademie Verlag 1993

Erdöl

Daniel Pohl, Ulrich Winkler

Seit Jahrhunderten hängen die kulturelle, wirtschaftliche und soziale Entwicklung der Menschheit eng mit dem Wissen um die Förderung und Nutzung von Energieträgern zusammen. Heute mehr denn je gelten der Besitz, die Fähigkeit zur Exploration und Veredelung sowie die effiziente Nutzung der Rohstoffe als Schlüssel zu einer stabilen, funktionierenden Gesellschaft. Licht, Wärme und Mobilität sind dabei nur drei der elementaren Grundbedürfnisse, die so befriedigt werden können. Dabei spielen nach wie vor fossile Energieträger eine Schlüsselrolle. Denn rund 90% des weltweiten Energiebedarfs werden derzeit noch aus herkömmlichen Energiequellen gedeckt. Der Großteil entfällt dabei auf Mineralöl, dessen Verbrauch im Jahr 2007 auf 3,952 Milliarden Tonnen anstieg, ein Zuwachs um 1,1% gegenüber dem Vorjahr. Während der Erdölverbrauch in Europa laut aktuellen Zahlen des BP Statistical Review of World Energy (Stand: Juni 2008) leicht sank, verzeichneten die Verbraucherländer Indien (plus 6,7%) und China (plus 4,1%) überdurchschnittliche Zuwachsraten. Vor diesem Hintergrund und den Preissteigerungen am internationalen Rohölmarkt seit 2004 wurden einmal mehr Stimmen laut, die die Endlichkeit der Ölreserven und damit das Ende des Ölzeitalters ausriefen. Zwar ist Erdöl wie alle fossilen Energieträger eine endliche Ressource, doch Sorgen vor einem baldigen Versiegen der Ölquellen sind unbegründet. Im Gegenteil: 2007 sind die als „Weltölreserven" definierten Rohölvorkommen sogar gestiegen und erreichten laut dem Mineralölwirtschaftsverband e.V. (MWV) mit 181 Milliarden Tonnen ein neues Rekordniveau. Und das obwohl diese Reserven lediglich die uns bekannten und mit heutiger Technik wirtschaftlich zu fördernden Vorräte umfassen und die Ressourcen, etwa Großteile der Rohölvorkommen in Ölsanden und Ölschiefer nicht einschließen. Hieran wird deutlich, dass jede Reichweitenberechnung auch immer von technischen Faktoren und den Fortschritten bei der Exploration abhängt. Selbst bei weiter steigendem Bedarf, dürften die Ressourcen also noch mindestens für dieses Jahrhundert einen entscheidenden Beitrag zum weltweiten Energiebedarf liefern. Ein limitierender Faktor, der die Erdölnachfrage in den nächsten Jahren nach Ansicht vieler Konzerne sehr wesentlich mitbestimmen dürfte, ist der Klimawandel. Weit mehr als die tatsächliche Verfügbarkeit des Rohstoffs, wird künftig die ökologisch verträgliche Nutzung über die Nachfragemengen entscheiden. Nur mit nachhaltigen Strategien für einen klimaschonenden Einsatz des geförderten Rohöls und seiner Folgeprodukte bleibt der fossile Energieträger auch auf absehbare Zeit ein entscheidender Garant für die Energieversorgung unserer Gesellschaft.

Inhaltsübersicht

		Rn			Rn
1	Entstehung des Erdöls	1–8	3	Polares Öl	10
1.1	Geologische Grundlagen	1–3	4	Ölschiefer	11–12
1.2	Reifung des Erdöls	4–7	5	Ölsand	13–17
1.3	Formen der Vorkommen	8	6	Coal-to-Liquid	18
2	Off-Shore-Öl	9	7	Ergänzende Literatur	

1 Entstehung des Erdöls

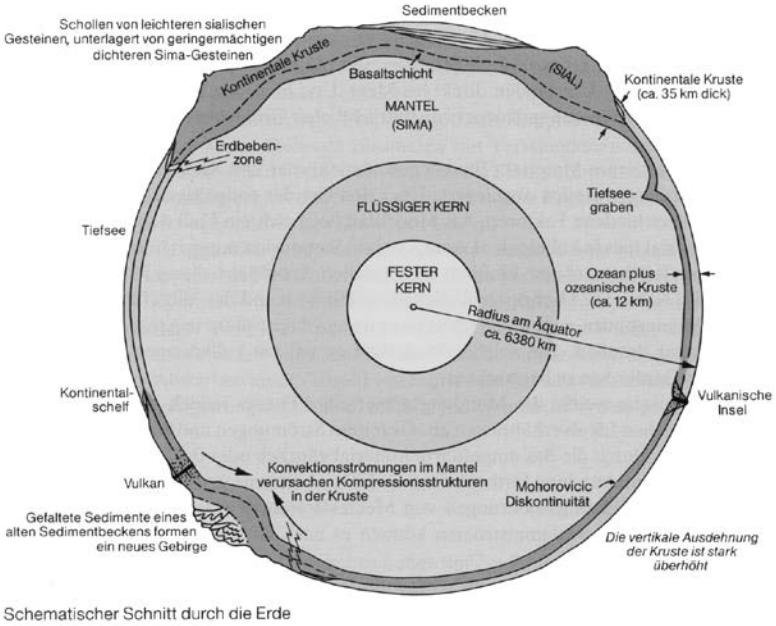
1.1 Geologische Grundlagen

1 Die Entstehung der Erde beschäftigt die Menschen seit jeher. So ranken sich in vielen Kulturkreisen auch heute noch unterschiedliche Schöpfungsmythen um die „Geburt" unseres Planeten. Doch erst seit der Neuzeit gibt es auch wissenschaftlich gesicherte Erkenntnisse, die die Entstehung erklären können. Heute geht die Wissenschaft vielfach davon aus, dass sich das Universum – sehr vereinfacht dargestellt – seit dem *Urknall* immer weiter ausdehnt, was zu Unregelmäßigkeiten in der Materiedichte und damit zu Gravitation führt. Diese Massenanziehung ist letztlich dafür verantwortlich, dass sich in den Anfängen unseres Universums erst größere Gasansammlungen bildeten, aus deren Materie im Laufe der Jahrmilliarden durch Zentrifugalkräfte erst einzelne Planeten und schließlich die heutige Ordnung unserer Galaxien entstand. Es folgte gewissermaßen ein Zwischenphase, das so genannte Hadaikum, in der sich die Gaswolke der „Urerde" zwar verdichtet aber noch nicht stabilisiert hatte. In dieser Zeit war die Form des Planeten noch nicht rund, sondern eher elliptisch und auch die Erdoberfläche war noch nicht zu Gestein erstarrt, sondern flüssig. Erst durch Abkühlung der Materie bildeten sich in dieser vorgeologischen Ära, vor mehr als 3,8 Mrd. Jahren, schließlich drei Erdzonen heraus: der Kern, der Mantel und die *Kruste*.

2 Zwar waren bereits in diesem frühen Stadium der *Erdgeschichte* alle Elemente angelegt, die noch heute auf unserem Planeten zu finden sind, doch aufgrund der hohen Temperaturen hatten die Elemente noch nicht ihren heutigen Aggregatzustand. Erst durch die so genannte gravitative Differentiation – die „Entmischung" der ursprünglich homogenen Ursubstanz der Erde – sammelten sich Elemente mit

großer Dichte nahe dem Erdkern, Elemente mit abnehmender Dichte lagerten sich im Erdmantel und der Erdkruste ab. Teile dieses Materials erstarrten schließlich an der Oberfläche und bildeten die kontinentale Erdkruste die aufgrund ihres hohen Silizium-, Eisen- und Aluminiumanteils auch Sial genannt wird. Es folgte eine etwa 500 Millionen Jahre dauernde Periode der Kristallation erster Krustengesteine, die mit der Bildung erster Sedimentgesteine endete. *Erdgeschichtlich* spricht man hier vom Zeitalter des *Präkambriums*. Immer wieder änderte die Erde in dieser Zeit ihr Aussehen. Gestein türmte sich zu Gebirgen auf, erodierte durch Wind, Niederschläge und Temperaturschwankungen und lagerte sich an tiefer liegenden Stellen ab. Durch diese Witterungsprozesse wurde das Gestein immer feiner zermahlen und durch Flüsse transportiert, bis es sich schließlich an anderer Stelle als Sediment erneut absetzte. Schicht für Schicht lagerten sich die Gesteinsmassen übereinander und erzeugten mit der Zeit einen enormen Druck auf die darunterliegenden Schichten. Durch diese Verdichtung entstand allmählich festes *Gestein*, der Ton- und *Kalkstein*.

Erst im *Kambrium*, vor 500 bis 600 Mio. Jahren bildeten sich dauer- **3**
hafte Land- und Wassermassen und mit ihnen ein Klima, das den heutigen Verhältnissen auf der Erde annähernd entsprach. Nach und nach entwickelten sich in den nachfolgenden Jahrmillionen auch erste tierische und pflanzliche Lebewesen, aus denen Gesteinsschichten mit hohen organischen Anteilen entstanden. Typische Beispiel für solche *Gesteinsschichten* sind *Riffkalke*, die sich vor Urzeiten aus den Kalkgerüsten kleiner *Korallentierchen* bildeten.



Schematischer Schnitt durch die Erde

Abb. 1.1: Schematischer Schnitt durch die Erde

1.2 Reifung des Erdöls

4 Eben diese organischen Überreste bilden nach der biogenen Theorie das wichtigste Ausgangsmaterial für die Entstehung von Erdöl. Vornehmlich große Mengen maritimer Organismen, wie Kleinstlebewesen (*Plankton*) und *Algen*, lagerten sich vor 100 bis 400 Mio. Jahren auf dem *Meeresboden* ab und verwesten, sofern Sauerstoff zum Abbau des organischen Materials vorhanden war. Wurden die *Schwebstoffe* nach ihrem Absinken dagegen von Sedimenten bedeckt und von der Sauerstoffzufuhr abgeschlossen, so bildete sich ein *Faulschlamm,* der nicht oxidieren konnte.

5 Durch den Druck der darüberliegenden *Gesteinsmassen* und den damit einhergehenden hohen Temperaturen, die im Erdinneren anzutreffen sind (optimal sind Temperaturen zwischen 65 °C und 120 °C) bildeten sich so genannte Kerogene – organische Stoffe, die überwiegend aus *Kohlenstoff* und *Wasserstoff* bestehen. Besonders günstige Bedingungen für diese „Reifung des *Erdöls*" trifft man in der Regel in einer Tiefe von 2.000 bis 4.000 Metern an. Unvorstellbar langsam wurde

mit der Zeit aus *Sedimentgesteinen* mit eben diesen kerogenen Einschlüssen das *Erdölmuttergestein*. Beteiligt an der Bildung von *Erdöl* sind auch kleinste anaerobe Bakterien. Typische Beispiele für *Muttergesteine* sind etwa bituminöse *Kalksteine* oder *Ölschiefer*, die in ihrer Entstehung dem Zeitalter des Unteren *Jura*, vor 190 bis 210 Mio. Jahren, zugeordnet werden.

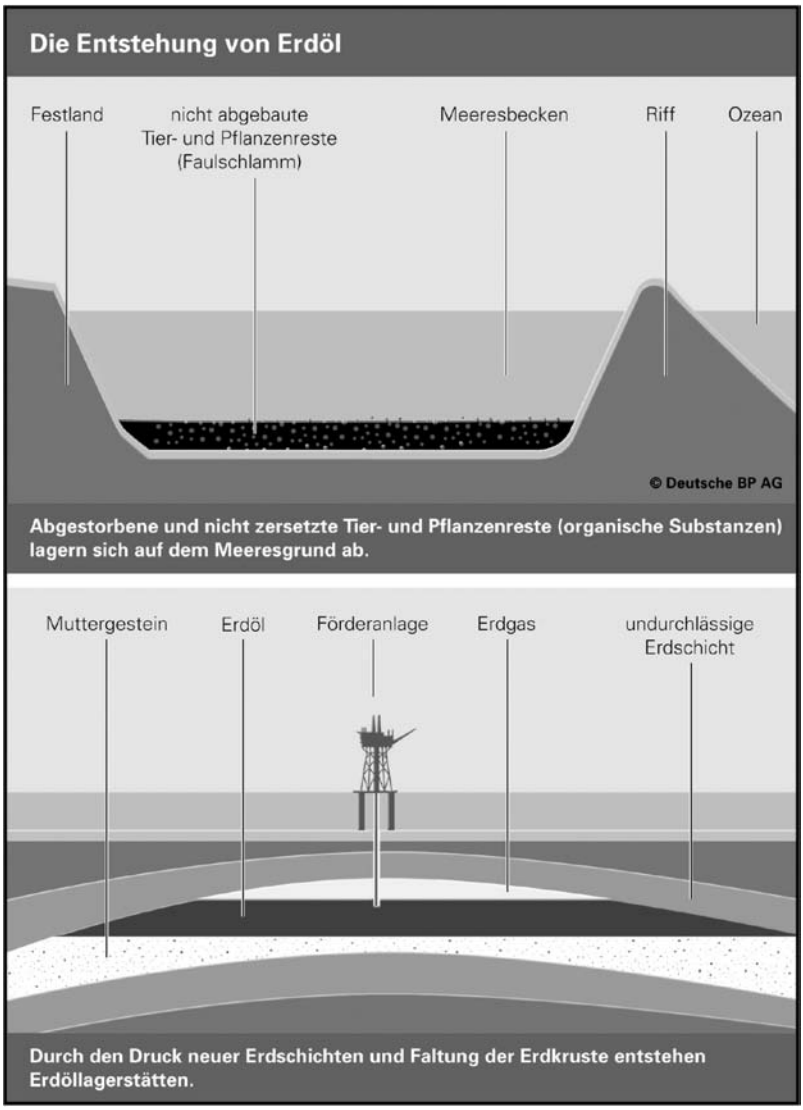


Abb. 1.2: Die Entstehung von Erdöl

6 Bei hohen Temperaturen erwärmen sich die *Kerogene* und beginnen schließlich im Gestein zu „wandern". Dieser Vorgang wird auch als „Migration des Erdöls" bezeichnet. Da die *Kohlenwasserstoffe* in der Regel leichter sind als Wasser, steigen sie durch feine Poren oder entlang von Klüften im *Muttergestein* auf und verbinden sich auf diesem Weg zu kompakteren Massen, dem *Erdöl*. Dort wo es auf undurchlässige Gesteinsschichten – so genannte *Erdölfallen* – wie Salz, *Mergel* (Kalk-Ton-Gemisch) oder Ton trifft, lagert sich das Erdöl ab. Diese meist klüftigen oder grobporigen Schichten werden dann als *Speichergestein* bezeichnet.

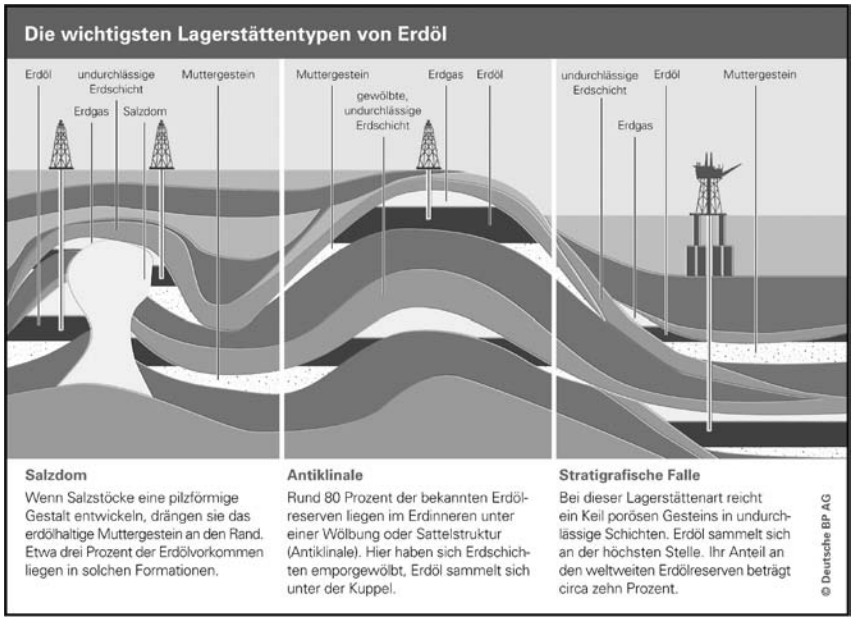


Abb. 1.3: Die wichtigsten Lagerstättentypen von Erdöl

7 Erdöl ist also seiner Definition nach ein in der Erdkruste eingelagertes *lipophiles* Gemisch, das hauptsächlich aus verschiedenen *Kohlenwasserstoffen* (*Paraffine*, *Naphthene*, *Aromate* u. a.) besteht, deren Anteil zwischen 50% und 97% variiert. Weitere Bestandteile sind Kohlenstoffverbindungen mit Stickstoff, Schwefel und Sauerstoff.

1.3 Formen der Vorkommen

Als *Ölvorkommen* im eigentlichen Sinne werden lediglich die *Rohölvorräte* bezeichnet, die zwar durch Prospektion bereits entdeckt wurden, aber noch nicht gefördert sind. Dabei kann nach dem heutigen Stand der *Fördertechnik* lediglich ein kleiner Teil der weltweiten Vorkommen auch wirtschaftlich erschlossen werden. Laut dem Mineralölwirtschaftsverband e. V. (MWV) sind diese auch als „*Weltölreserven*" definierten, lukrativen *Rohölvorkommen* im Jahr 2007 entgegen der öffentlichen Wahrnehmung sogar gestiegen und erreichten laut dem Wirtschaftsverband ein neues Rekordniveau von 181 Milliarden Tonnen. Mit steigenden Weltmarktpreisen und technischen Neuerungen bei der Exploration dürften künftig aber auch jene Reserven, die nach heutigem Stand noch nicht gewinnbringend zu fördern sind, zunehmend interessanter werden. Generell unterscheidet man bei den Formen der Ölvorkommen zwischen *konventionellem* und *unkonventionellem Erdöl*. Während sich das konventionelle Erdöl vor allem dadurch auszeichnet, dass es aufgrund seiner günstigen Lage (*Erdölfeldern*) und seiner geringen Viskosität (Zähflüssigkeit) besonders kostengünstig gefördert werden kann, umfasst das unkonventionelle Erdöl dementsprechend schwer zu förderndes Öl. Dabei unterscheidet man die Vorkommen auch nach den Typen ihrer Lagerstätten. **8**

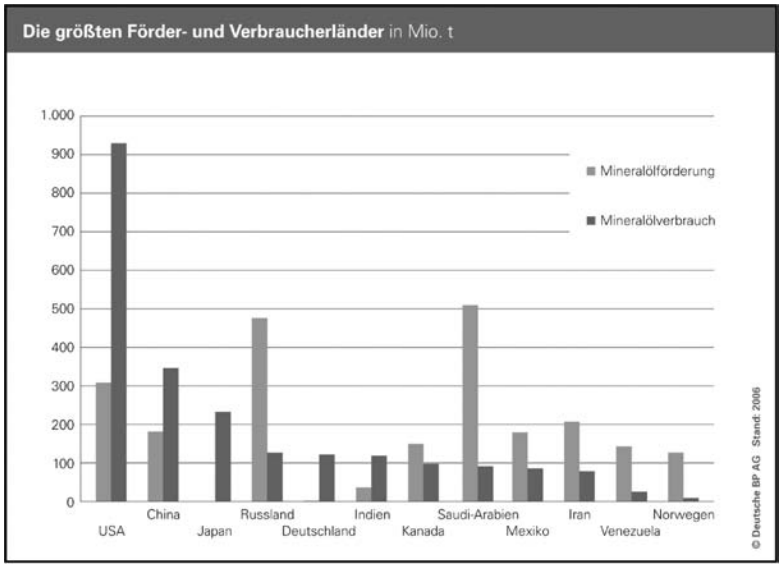


Abb. 1.4: Die größter Förder- und Verbraucherländer

2 Off-Shore-Öl

9 *Erdöllagerstätten* auf hoher See werden häufig zu den unkonventionellen Erdölvorkommen gezählt, obwohl sich die Beschaffenheit des Öls und seine Förderbarkeit nicht wesentlich von konventionellen Vorkommen unterscheiden. Lediglich der technisch höhere Aufwand einer küstenfernen Tiefbohrung und die damit verbundenen höheren Kosten begründen diese Einordnung. Dabei kann die Erschließung einer einzigen Tiefsee-Erdölquelle leicht bis zu 50 Millionen US-Dollar kosten, errechnete ein Ölkonzern. Denn auf hoher See wird der Rohstoff zum Teil noch aus Tiefen von über 8.000 Metern erfolgreich zu Tage gefördert. Besonders reiche Vorkommen lagern etwa in den Küstenregionen Brasiliens, vor den westafrikanischen Staaten Angola und Nigeria und im Mississippi-Delta im Golf von Mexiko. Hier wurden in den 90er Jahren gleich mehrere riesige Öl- und Gasfelder entdeckt: die Reservoire Holstein, Mad Dog, Atlantis und Thunder Horse. Diese Off-Shore-Bohrungen erfolgen in der Regel von *Plattformen*, *Hubinseln* oder so genannten *Halbtauchern* – schwimmfähigen Bohrinseln, die mit Stahlseilen am Meeresgrund verankert sind.

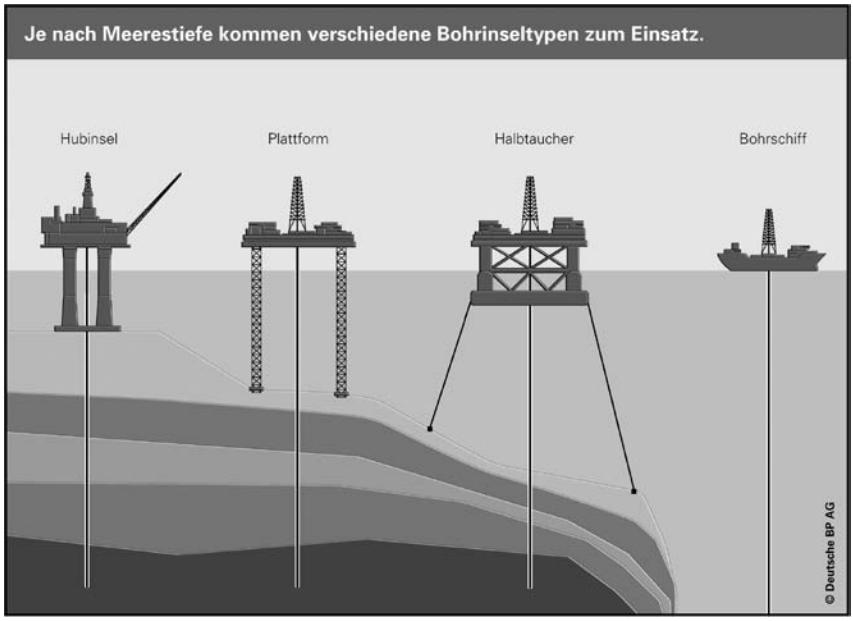


Abb. 2.1: Plattformtypen

3 Polares Öl

10 Ähnlich kostenintensiv und technisch anspruchsvoll wie die *Off-Shore*-Bohrungen ist auch die Erdölförderung unter dem ewigen Eis der Polarregionen. *Polares Öl* wird daher, genau wie das *Tiefsee-Öl*, verbreitet zu den unkonventionellen Vorkommen gezählt, wenngleich sich die Beschaffenheit des *Öls* nicht von der konventioneller Reserven unterscheidet. Größtes Hindernis für die Förderung im großen Stil dürfte allerdings die Tatsache sein, dass weite Teile der Polarregion als Naturreservate einen besondern Schutz genießen. So wurden vom US-amerikanischen Senat erst 2005 erste Bohrungen in Alaska genehmigt, nachdem die Region in den 60er Jahren unter strengen Schutz gestellt wurde. Nach offiziellen Angaben werden allein in Alaska bis zu 16 Mrd. Barrel Rohöl vermutet.

4 Ölschiefer

11 Anders als es der Name vermuten lässt, handelt es sich bei *Ölschiefern* nicht etwa um Schiefer im geologischen Sinne, sondern um bitumenhaltiges Sedimentgestein das aus abgestorbenem Plankton entstanden ist. Zudem enthalten diese Gesteinsschichten statt *Rohöl* lediglich die Vorstufenprodukte Kerogen und Bitumen und gelten daher als „unausgereiftes" Muttergestein. Wissenschaftlich korrekter wäre jedoch die Bezeichnung *Kalkmergel*. Um aus diesem Gestein im weiteren Öl zu extrahieren, bedarf es aber eines recht aufwändigen Aufbereitungsprozesses. Was sonst in der Natur über Jahrmillionen reift, wird dann gewissermaßen künstlich beschleunigt. Dazu wird das Gestein im Tagebau gewonnen und anschließend bei über 300 °C destilliert. Man spricht hierbei auch von der *Abdestillation* oder *Verschwefelung*. Dabei wird das im Gestein enthaltene *Kerogen* in ein Gasgemisch umgewandelt, aus dem Öl abgeschieden werden kann. Problematisch ist bei dieser Form der Erdölgewinnung, dass der Nettoenergieertrag recht gering ist. Denn neben großen Energiemengen die für die Verschwefelung nötig sind, wird auch Kühlwasser in erheblichen Mengen gebraucht. Mit steigenden Rohölpreisen mag diese Form der Erdölgewinnung zwar wirtschaftlich an Attraktivität gewinnen, ökologisch bleibt sie jedoch – nach heutigem Stand der Technik – bedenklich.

12 Besonders große Vorkommen dieses kerogenreichen Gesteins finden sich heute etwa in Australien und Marokko. Die Bundesanstalt für Geowissenschaften in Hannover gab vor einigen Jahren für beide Länder gewinnbare Ressourcen von jeweils über 1 Mrd. Tonnen Schieferöl an. Auch in China, Jordanien und Estland, wo das bislang einzige mit *Ölschiefer* befeuerte Kraftwerk steht, vermuten Fachleute erhebliche Vorkommen. In Deutschland lagern die größten bekannten *Ölschieferfelder* rund um die Schwäbische Alb.

5 Ölsand

13 Eine Mischung aus Ton, Sand, Wasser und Kohlenwasserstoffen wird auch als *Ölsand* oder *Teersand* bezeichnet. Dabei kann die Zusammensetzung der Sande teils deutlich variieren und von *Bitumen* bis zum fertigen Rohöl alle Vor- und Zwischenstufen des Erdöls enthalten. In der Regel liegt der Kohlenwasserstoffanteil bei diesen Lagerstätten zwischen 1 und 18%. Doch nach heutigem Stand der Fördertechnik gelten Sande erst ab einem Anteil von mehr als 6% als wirtschaftlich zu fördern. Auch hier mag es angesichts steigender Rohölpreise künftig Verschiebungen geben, doch aktuell rechnet man, dass pro Barrel Rohöl rund zwei Tonnen Ölsand aufbereitet werden müssen.

14 Die größten bekannten Vorkommen lagern heute im Delta des Orinoco (Orinoco-Ölsande) und in der Provinz Alberta, im Westen Kanadas (Athabasca-Ölsande). Die zu fördernde Erdölmengen schätzen Experten für beide Lagerstätten auf je 180 Mrd. Barrel.

15 Gewonnen werden Ölsande zumeist im Tagebau, etwa in Kanada, den USA oder Venezuela. Dabei unterscheidet man bis zu vier unterschiedliche Verfahren zur Gewinnung:

- SAGD – Steam Assisted Gravity Drainage
- CSS – Cyclic Steam Stimulation
- THAI – Toe to Heel Air Injection
- VAPEX – Vapor Extraction Process

16 Bei der derzeit gängigsten Abbaumethode, der SAGD-Methode, werden mehrere Bohrlöcher horizontal übereinander niedergebracht, in die heißer Wasserdampf gepresst wird. Durch die hohen Tempera-

turen werden die Kohlenwasserstoffverbindungen des im Sand eingelagerten Bitumens aufgebrochen und das Material fließfähiger und damit leichter förderbar. Man spricht dabei vom „*Hydrocracking*". Anschließend wird das Öl mittels Trennmitteln abgeschieden und kann weiterverarbeitet werden. Ähnlich funktioniert auch die VAPEX-Extraktion, nur dass hierbei statt Wasserdampf Lösemittel ins Gestein eingepumpt werden.

17 Bei dem CSS-Verfahren wird das Bitumen dagegen ebenfalls mit heißem Dampf aus dem Gestein gelöst. Dafür wird über mehrere Wochen Wasserdampf in das Gestein eingepresst um – nach einer Phase des Ruhens – das Erdöl durch eine erneute Bohrung zu Tage zu fördern. Als eher experimentell gilt der Abbau mittels THAI-Verfahrens, bei dem das Bitumen durch eine gezielt entfachte, unterirdische Feuerwand gelöst wird. Der Vorteil dieser Technik ist der vergleichsweise geringere Energieaufwand gegenüber den dampfgestützten Methoden.

6 Coal-to-Liquid

18 *Kohlevorkommen* im weiteren Sinne als Erdöllagerstätten zu betrachten mag auf den ersten Blick verwundern, doch auch aus Kohle lässt sich mittels Coal-to-Liquid Verfahren synthetisches Erdöl gewinnen. Bei dieser Form der Kohleveredelung unterscheidet man grob zwischen der *indirekten Kohlevergasung* (*Fischer-Tropsch-Synthese*) und der *direkten Hydrierung* (*Bergius-Pier-Verfahren*). Nachteilig an dieser Sonderform der Erdölgewinnung, die vor allem während der Ölkrise von 1973 und 1974 ins Blickfeld der Erdölproduzenten rückte, sind die vergleichsweise hohen Energiemengen, die zur Veredelung aufgebracht werden müssen. Attraktiv erscheinen diese Methoden besonders vor dem Hintergrund, dass die Kohlevorkommen nach heutigem Kenntnisstand deutlich länger vorhalten dürften als die reinen Erdölvorkommen. Doch auch hier sorgt die Rentabilitätsschwelle dafür, dass diese Formen der Erdölgewinnung wirtschaftlich noch keine Rolle spielen.

7 Ergänzende Literatur

[1] Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe: Kurzstudie – Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2006, BGR, Hannover 04/2008.

[2] Deutsche BP AG: Erdöl bewegt die Welt. Von der Quelle bis zum Verbraucher, Deutsche BP AG, Bochum 2008.

[3] International Energy Agency: Key World Energy Statistics 2007, OECD/IEA, Paris 2007.

[4] Janiak, J.; Englander, S. (Hrsg): European Petroleum Industry Association Annual Report 2007, Europia Brüssel.

[5] Mineralölwirtschaftsverband e.V.: Jahresbericht Mineralöl-Zahlen 2007, Saphir Druck + Verlag Ribbesbüttel, 05/2008.

[6] Qabazard, H. M.; Hamel, M.; Griffin, J. (Hrsg.): OPEC World Oil Outlook, OPEC Secretariat, Wien 2007.

[7] Tügel, P. W.; Harms, K. P. (Hrsg.): Das Buch vom Erdöl, Kleins Druck- und Verlagsanstalt, Lengerich/Westfalen 1989.

[8] WEG Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V.: Erdgas – Erdöl, Entstehung Suche Förderung, WEG, Hannover 12/2000.

[9] WEG Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V.: Jahresbericht 2006 – Zahlen & Fakten, Gutenberg Beuys, Hannover 2007.

Aufbau des Erdöls

Daniel Pohl und Ulrich Winkler

Erdöl ist ein Gemisch unterschiedlicher Kohlenwasserstoffe und anderer verwandter Verbindungen. Neben den Alkanen, Cycloalkanen und Aromaten finden sich, je nach Zusammensetzung des Erdöls, unterschiedliche Anteile von Kohlenstoffverbindungen, Schwefel sowie Stick- und Sauerstoff. Rohöl zählt mit seinen über 17 000 einzelnen Bestandteilen demnach zu den komplexesten organischen Verbindungen der Erde. Neben diesen chemischen Bestandteilen werden im nachstehenden Kapitel auch die wichtigsten Sorten des Erdöls vorgestellt. Ausgehend vom unraffinierten Rohöl, über das leichtentzündliche Leichtbenzin und das als Rohbenzin bekannte Naphtha werden auch Petroleum und Gasöl vorgestellt. Abschließend gehen wir auf die gängigsten Methoden der Erdöl-Prospektion, also der Suche nach Erdöl, ein.

Inhaltsübersicht

		Rn.			Rn.
1	Einleitung	1–4	4.3	Sauerstoffverbindungen	17
2	Chemische Bestandteile des Erdöls	5	4.4	Anorganische Bestandteile	18
3	Kohlenwasserstoffreihen	6–13	5	Sorten des Erdöls	19
3.1	Alkane	9–10	5.1	Rohöl	21
3.2	Cycloalkane	11	5.2	Leichtbenzin	22
3.3	Aromaten	12–13	5.3	Schwerbenzin/Naphtha	23
4	Nichtkohlenwasserstoffe	14	5.4	Petroleum	24
4.1	Schwefelverbindungen	15	5.5	Gasöl	25
4.2	Stickstoffverbindungen	16	6	Suche nach dem Erdöl	26
			6.1	Bohrlochmessung	27

1 Einleitung

Erdöl ist von der Zusammensetzung her ein Gemisch unterschiedlicher Kohlenwasserstoffe und anderer verwandter Verbindungen. Dabei sind lineare oder verzweigte Alkane (Paraffine), Cycloalkane (Naphthene) und Aromaten die am häufigsten vertretenen Kohlenwasserstoffe. Flüssiges Erdöl findet sich in verschiedenen geografischen Regionen und lässt sich etwa mittels Erdbohrung aus den La- **1**

gerstätten in der Erdrinde fördern. Je nach Lagerstätte und Fundort hat das Erdöl eine spezielle chemische Zusammensetzung und ist entweder durch Eigendruck oder durch Einpressung von Gas und den Einsatz von Tiefpumpen förderbar. Dabei gilt *Rohöl*, also unraffiniertes Erdöl, mit seinen mehr als 17 000 Bestandteilen als eine der komplexesten, organischen Verbindungen der Erde. Neben reinen Kohlenwasserstoffen sind auch Kohlenstoffverbindungen aus Heteroatomen wie Stickstoff (Amine, Porphyrine), Schwefel (Merkaptane, Thioether) oder Sauerstoff (Alkohole, Chinone) maßgebliche Bestandteile des Erdöls. Daneben finden sich auch Metalle wie Eisen, Kupfer, Vanadium und Nickel. Die Anteile der *Kohlenwasserstoffe* variieren dabei erheblich und liegen zwischen 97 % bei Schwerölen und 50 % bei Bitumen.

2 Als Schweröle werden dabei hochsiedende Kohlenwasserstoffmischungen bezeichnet, wie sie etwa in bituminösen Sanden oder Ölschiefern vorkommen. Unter Bitumen versteht man dagegen ein festes, zähflüssiges, nichtflüchtiges Gemisch von hochmolekularen, also langkettigen Kohlenwasserstoffen.

3 Jede „Rohölprovenienz“ (Erdölvorkommen) unterscheidet sich in ihrer Zusammensetzung und ihren Eigenschaften von anderen Vorkommen. Sofern in einem Ölfeld unterschiedliche, nicht miteinander verbundene Zonen oder Lager vorkommen, gilt diese Einmaligkeit der Rohöle sogar für Funde, die unter gleichem Namen aus ein und demselben Ölfeld gefördert werden. Vornehmlich unterscheiden sich dabei die enthaltenen Mengen an Schwefel, Stickstoff und Sauerstoff sowie die Spuren weiterer Elemente wie Vanadium, Nickel oder Natrium.

4 Die Zusammensetzung nach Elementen entspricht dabei in etwa folgender Bandbreite (Quelle: Das Buch vom Erdöl):

Bestandteile des Erdöls	**Gewichtsprozent**
Kohlenstoff	85 – 90
Wasserstoff	10 – 14
Schwefel	0,1 – 3,0; max. bis zu 7
Stickstoff	0,1 – 0,5; max. bis zu 2
Sauerstoff	0 – 1,5

2 Chemische Bestandteile des Erdöls

Sehr grob kann man die Bestandteile des Erdöls in zwei Gruppen zusammenfassen. Zum einen in die Kohlenwasserstoffreihen, die Alkane, Cycloalkane und Aromaten, zum anderen in Verbindungen, die aus Nichtkohlenwasserstoffen bestehen. Hierunter versteht man etwa Schwefel-, Stickstoff- oder Sauerstoffverbindungen, bei denen geringe Mengen der genannten Elemente (Schwefel, Stickstoff, Sauerstoff, Vanadium und Nickel) chemisch in Kohlenwasserstoffe (Ketten oder Ringe) eingebaut sind. Außerdem finden sich in ungenügend entwässerten und entsalzten Erdölen auch geringe Mengen anorganische Bestandeile und Salze, wie Natrium- oder Magnesiumchlorid. Der Aschegehalt liegt allerdings höchstens bei 0,1 Gewichtsprozent. **5**

3 Kohlenwasserstoffreihen:

Bezeichnend für die Chemie des *Kohlenstoffs* (C) ist seine Fähigkeit, gemeinsam mit *Wasserstoff* (H) stabile Verbindungen einzugehen und sich so zu ketten- oder ringförmigen Kohlenwasserstoffen zusammenzusetzen. Dabei hat jedes Kohlenstoffatom vier „Bindungsarme". In der Chemie bezeichnet diese Anzahl der Bindungsarme auch die Valenz (Wertigkeit) eines Atoms. **6**

Das Wasserstoffatom dagegen weist nur einen Bindungsarm auf. In Kohlenwasserstoffverbindungen sind demnach Kohlenstoff- oder Wasserstoffatome mit ihren Bindungsarmen verknüpft und bilden unterschiedliche Ketten oder Ringe. Einfache Beispiel für solche Kohlenwasserstoffreihen sind Methan (CH_4) oder Ethan (C_2H_6). **7**

Ist bei einem Kohlenstoffatom jede Bindung mit einem benachbarten Wasserstoffatom verknüpft, so ist die so entstandene Kohlenwasserstoffverbindung „gesättigt". Dabei können Kohlenstoffatome auch untereinander Verbindungen eingehen und sich dabei zwei oder drei ihrer Bindungsarme teilen, so dass in der Folge wasserstoffärmere Verbindungen entstehen. Solch „ungesättigte" Verbindungen können durch die Aufnahme weiteren Wasserstoffs in gesättigte Verbindungen umgewandelt werden. **8**

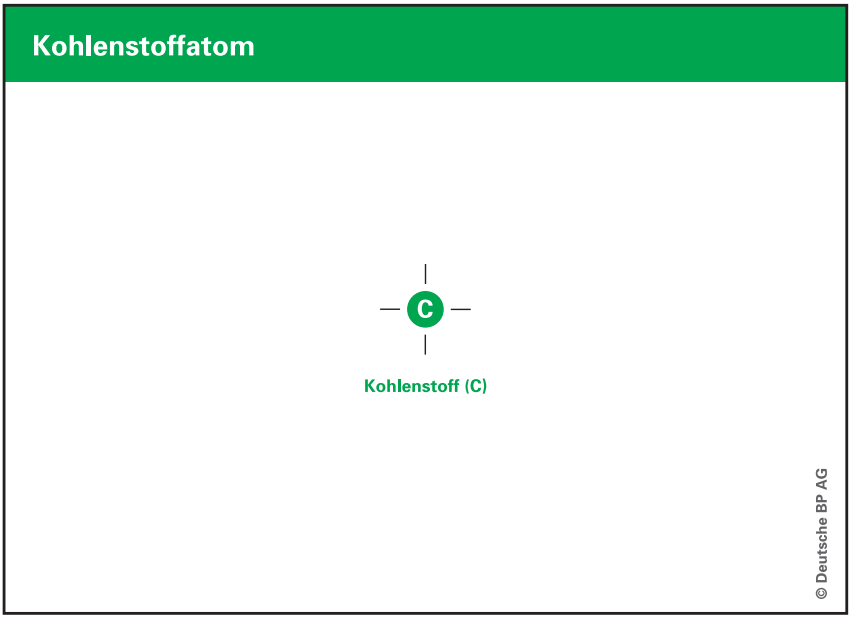


Abb. 3.1: Kohlenstoffatom

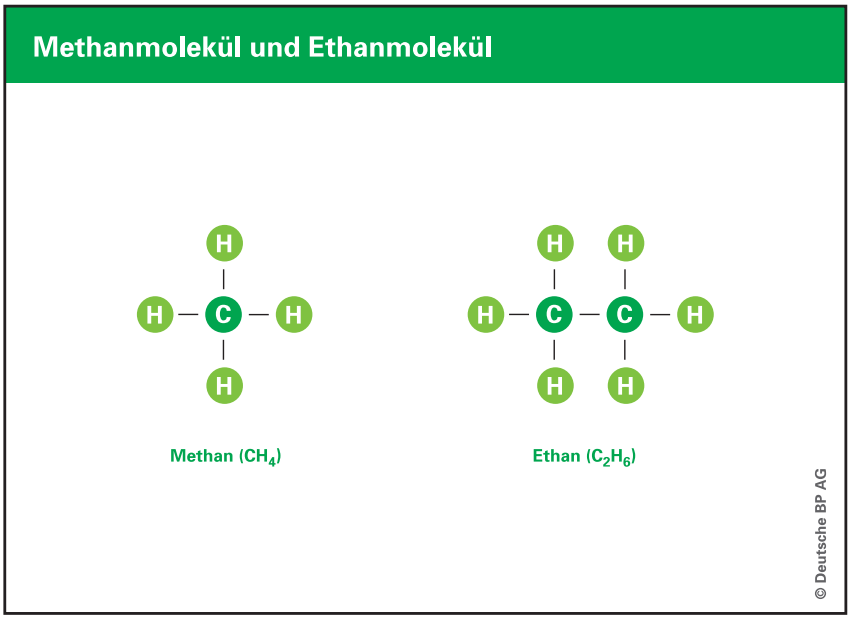


Abb. 3.2: Methan und Ethan

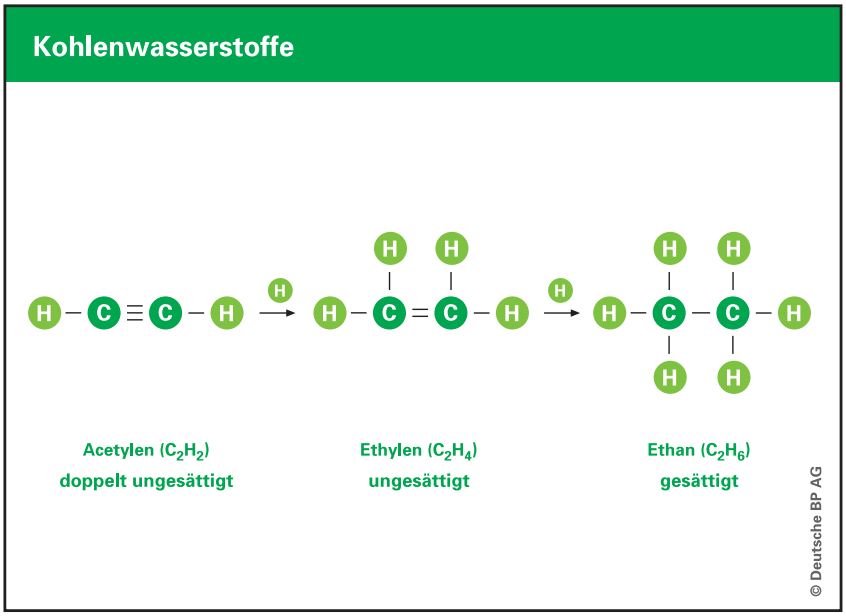


Abb. 3.3: Kohlenwasserstoffe

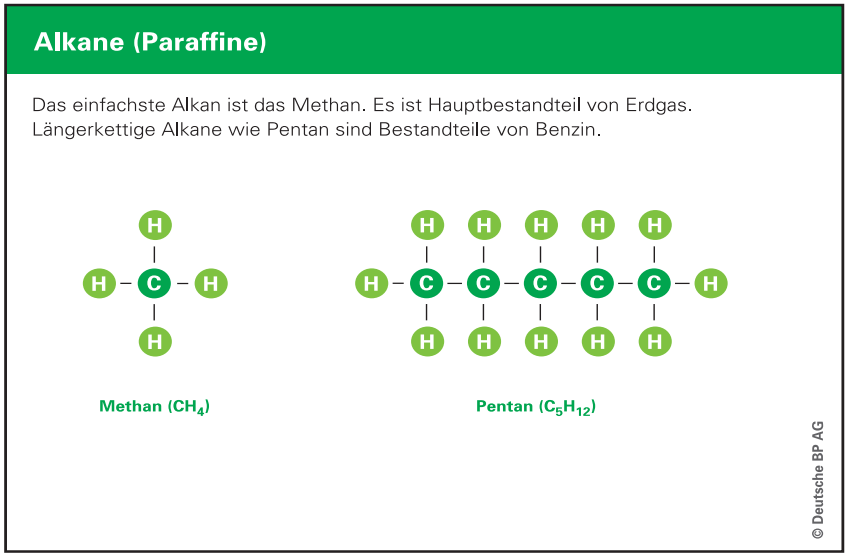


Abb. 3.4: Alkane

3.1 Alkane

9 Als *Alkane* oder *Paraffine* bezeichnet man eine Stoffgruppe einfacher, gesättigte Kohlenwasserstoffe, bei der keine Mehrfachverbindungen zwischen den Kohlenstoffatomen auftreten. Die kettenförmigen Kohlenwasserstoffe kommen als Normalalkane (n-Alkane) mit unverzweigten Kohlenstoffketten und als Isoalkane (i-Alkane) mit verzweigten Ketten – sogenannte Isomere – vor. Dabei steigt die Zahl der möglichen Verbindungen mit zunehmender Zahl der Kohlenstoffatome sprunghaft an. Sind bei vier Kohlenstoffatomen nur eine gerade und eine verzweigte Verbindung möglich, so sind es bei acht Kohlenstoffatomen eine gerade und immerhin 17 verzweigte Verbindungen. Hat man dagegen 40 Kohlenstoffatome, so sind neben der geraden Kette sogar 62 491 178 805 830 Isomere möglich.

10 Alkane sind wichtige Bestandteile des Erdöls, kommen allerdings im Wesentlichen als Normalalkane und eher vereinzelt als Isoalkane vor. Bei Letzteren überwiegen dann auch Moleküle mit recht kurzen Verzweigungen, deren Äste meist nur aus einzelnen Kohlenstoffatomen bestehen und in Form von Methylgruppen ($-CH_3$) mit dem Hauptstrang verknüpft sind.

3.2 Cycloalkane

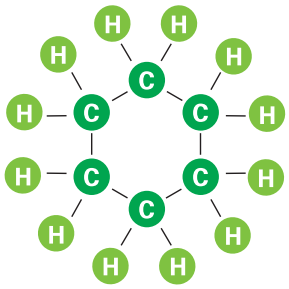
11 Neben den Molekülen mit offenen, kettenartigen Verbindungen sind auch Kohlenwasserstoffe, deren Atome in ringförmigen Strukturen verbunden sind, Bestandteile des Erdöls. Diese Ringalkane, auch *Cycloalkane*, kennt man in der Erdölindustrie auch als Naphthene. In der Summenformel entsprechen Cycloalkane folgender Formel: C_nH_{2n}, was bedeutet, dass auf jedes Kohlenstoffatom die doppelte Anzahl an Wasserstoffatomen kommt. Vorherrschend im Erdöl sind allerdings Ringsysteme mit fünf und sechs Kohlenstoffatomen. Ringalkane können zudem auch Verbindungen mit kettenförmigen Kohlenwasserstoffen eingehen, wie etwa in Methyl- und Ethylgruppen.

3.3 Aromaten

12 Auch *Aromaten*, wie etwa *Benzol* oder die Alkylbenzole *Toluol* und Ethyl- sowie 1,2-, 1,3- und 1,4-Dimethylbenzole, zählen zu den Kohlenwasserstoffreihen und sind Bestandteile des Erdöls. Benzol

Cycloalkane (Naphthene)

Das bekannteste Naphthen ist das Cyclohexan. Es ist wichtiger Rohstoff für die Nylonherstellung. Nylon wird für reißfeste Fasern verwendet wie in Strümpfen und Gitarrensaiten oder in mechanisch hoch beanspruchten Bauteilen wie Zahnrädern.



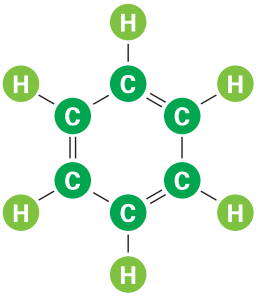
Cyclohexan (C_6H_{12})

© Deutsche BP AG

Abb. 3.5: Cycloalkane

Aromaten

Der bekannteste Aromat ist das Benzol. Er ist Ausgangsstoff für viele unterschiedliche Produkte wie Polystyrol, verschiedene Kautschuke und pharmazeutische Produkte.



Benzol (C_6H_6)

© Deutsche BP AG

Abb. 3.6: Aromaten

gilt dabei als das einfachste Mitglied der Aromaten, da es lediglich aus einem Ring von sechs Kohlenstoffatomen besteht, denen sechs Wasserstoffatome zugeordnet sind. Zwischen den Ringgliedern verbleiben drei Paare von Kohlenstoffdoppelbindungen. Bei den Alkylbenzolen werden die Wasserstoffatome am Ringäußeren durch Alkanreste ersetzt. So entstehen Verbindungen wie Toluol ($C_6H_5CH_3$), Ethylbenzol ($C_6H_5C_2H_5$) oder die Dimethylbenzole Orto-, Meta- und Para-Xylol (alle $C_6H_4(CH_3)_2$).

13 Letztere kommen im Erdöl natürlicherweise meist nur in recht kleinen Mengen vor, werden aber in der Petrochemie, also der Herstellung von chemischen Produkten aus Erdgas und Erdöl, als hochoktanige Kraftstoffkomponenten durch Veredelung gewonnen und eingesetzt, um etwa die Klopffestigkeit eines Treibstoffs zu verändern. Unter der Klopffestigkeit versteht man die Eigenschaft eines Treibstoffs, sich nicht unkontrolliert durch Selbstentzündung zu verbrennen.

4 Nichtkohlenwasserstoffe

14 Unter den Nichtkohlenwasserstoffen versteht man Verbindungen, die nicht ausschließlich Kohlen- und Wasserstoff enthalten, sondern in geringen Mengen auch weitere Elemente wie Schwefel, Stickstoff, Sauerstoff, Vanadium oder Nickel. Hierzu zählen etwa Schwefelverbindungen wie Elementarer Schwefel, Schwefelwasserstoff, Mercaptane und Thiophenole oder Sulfide und Disulfide. Neben diesen Schwefelverbindungen, die auch für den spezifischen Geruch des Erdöls verantwortlich sind (Mercaptane), enthalten Erdöle außerdem basische und nichtbasische Stickstoffverbindungen (Pyridine, Chinoline, Pyrrole etc.) und Sauerstoffverbindungen. In kleinen Mengen sind zudem anorganische Bestandteile enthalten.

4.1 Schwefelverbindungen

15 *Schwefelverbindungen* sind als stete Begleiter der Kohlenwasserstoffe die Klasse der zweithäufigsten Verbindungen in Erdölen. Zwar beträgt der Gehalt des Schwefels, je nach Herkunft des Erdöls, lediglich zwischen 0,1 und maximal sieben Gewichtsprozent, doch Schwefelverbindungen gelten in der Weiterverarbeitung als ausgesprochene Störfaktoren. Sie wirken in bestimmten Umwandlungsprozessen als

sogenannte Katalysatorengifte, verringern die Ansprechbarkeit des Erdöls auf Additive und lassen bei der Verbrennung korrosives, umweltschädliches Schwefeloxid entstehen. Schwefelverbindungen im Erdöl gelten zudem als hochkomplex und führen heute mehr denn je dazu, dass ein erheblicher Anteil des Raffinerieprozesses auf die Beseitigung dieser Schwefelverbindungen entfällt. Besonders häufig sind die Mercaptane, die unter anderem auch für den „dumpfen" Geruch des Erdöls verantwortlich sind, die Thioether (Sulfide), die Disulfide und die cyclischen Sulfide (Thiophene).

4.2 Stickstoffverbindungen

16 Auch *Stickstoffverbindungen* haben vielfach einen negativen Einfluss auf die Verarbeitungsprozesse. Zwar liegen ihre Anteile im Erdöl meist unter 0,5 Gewichtsprozent, doch Stickstoff, meist in Form von Pyridin und von ihm abgeleiteten Verbindungen, beeinflusst den Geruch und die Farbstabilität, vor allem aber das Alterungsverhalten des Produkts. Insbesondere bei den katalytischen Prozessen, etwa dem katalytischen Reformieren, der Entschwefelung und dem Hydrocracken stören die Verbindungen. Die Porphyrine dagegen haben die Eigenschaft, bestimmte Metalle wie Vanadium und Nickel zu binden und mit ihnen stabile Komplexe zu bilden. Unterschieden wird zudem zwischen Verbindungen, in denen Stickstoff basisch reagiert (Pyridine und Chinoline), und jenen Verbindungen, in denen sich der Stickstoff neutral verhält. Zu den nichtbasischen Stickstoffen zählen Pyrrole, Indole, Carbazole und Benzcarbazole.

4.3 Sauerstoffverbindungen

17 *Sauerstoff* kommt in drei Bindungsarten im Erdöl vor. Neben den Carboxylgruppen in Naphthensäuren und Fettsäuren unterscheidet man die phenolische Hydroxylgruppe, eine funktionelle Gruppe der Phenole, die im Gegensatz zur alkoholischen Hydroxylgruppe saure Eigenschaften hat, und die höhermolekulare Verbindungen, die gewissermaßen als Brückenglied fungieren. Von Bedeutung ist der Sauerstoffgehalt jedoch nur in naphthenbasischen Erdölen. Hier müssen die Naphthensäuren im Zuge der Weiterverarbeitung mit Lauge extrahiert werden, um Korrosionen zu vermeiden. Der Gehalt des im

Erdöl chemisch gebundenen Sauerstoffs beträgt zwischen 0,06 und 1,5 Gewichtsprozent.

4.4 Anorganische Bestandteile

18 Anorganische Bestandteile und erhöhte Aschegehalte finden sich meist in ungenügend entwässerten und entsalzten Erdölen. Neben Natriumchlorid sind dann auch Magnesiumchlorid und andere Salze im Erdöl gelöst, deren Gewichtsprozent allerdings nur zwischen 0,001 und 0,05 liegt. Weitere anorganische Bestandteile sind das Übergangsmetall Vanadium, das metallhaltige Mineral Nickel und das Reinelement Natrium. Besonders die Elemente Vanadium und Nickel, die im Erdöl beide in öllöslichen organometallischen Verbindungen vorliegen, führen – ähnlich wie die Naphthensäuren – in der weiteren Verarbeitung des Erdöls aufgrund ihrer Korrosionseigenschaften zu Problemen. Neben den hier genannten Bestandteilen sind inzwischen mehr als 40 weitere Metalle bekannt, die in Erdölen vorkommen.

5 Sorten des Erdöls

19 Entsprechend seiner jeweiligen Lagerstätte weist Erdöl höchst unterschiedliche Zusammensetzungen auf und unterscheidet sich neben seinen physikalischen Eigenschaften (Dichte) auch hinsichtlich der eingesetzten Fördertechniken. Um dennoch die Vergleichbarkeit der Sorten im internationalen Erdölhandel zu gewährleisten, hat man sich inzwischen auf Referenzöle – gewissermaßen die Sortenstandards – geeinigt. Darunter die bekannte europäische Sorte Brent oder die für den US-amerikanischen Markt maßgebliche Sorte West Texas Intermediate (WTI). Beide Sorten gelten als leichte, schwefelarme Rohöle, aus denen sich vergleichsweise hohe Benzinanteile gewinnen lassen. Weltweit werden rund 30 Sorten als Referenzöle gehandelt.

20 Wichtigstes Kriterium ist dabei die Dichte des Rohöls, die in API-Graden (American Petrol Institute) angegeben wird. Der API-Grad ergibt sich aus der relativen Dichte des Rohöls bei 60 °F bezogen auf Wasser. Über 31,1 °API gilt Rohöl als „leicht“ und damit als sehr gut geeignet für die Gewinnung von Benzin, zwischen 22,3 °API und 31,1 °API gilt es als „mittel“ und unter 22,3 °API als „schwer“. Abseits

der standardisierten Erdölsorten lässt sich Rohöl allerdings auch nach Typen unterscheiden.

Abb. 5.1: Je nach Förderstaaten unterscheidet sich die Zusammensetzung des Rohöls und damit variiert auch seine Beschaffenheit und Farbe.

5.1 Rohöl

Als Basis und Ausgangsstoff aller weiteren Raffinerieprodukte gibt die Dichte des Rohöls einen ersten Hinweis auf die gewinnbaren Mengen nachgelagerter Destillationsprodukte. Dabei gilt grob: Je „leichter" das Rohöl, umso höher die Ausbeute an Benzin, Naphtha und Petroleum. Gegenläufig verhält es sich mit den Destillationsrückständen. Weitere Unterscheidungsmerkmale sind die Viskosität (Fließfähigkeit), der Stockpunkt und der Wachsgehalt. Merkmale zum Fließverhalten des Öls sind vor allem für den Transport via Pipelines, das Be- und Entladen von Schiffen und das Füllen und Entleeren der Raffinerietanks von Bedeutung. **21**

5.2 Leichtbenzin

Auch als Naphthenische Benzine bekannt, gelten *Leichtbenzine* als leichtentzündliche Mischungen und werden neben der Beimischung **22**

zu Ottokraftstoffen auch zur chemischen Reinigung verwendet. Hieraus leitet sich auch die umgangssprachliche Bezeichnung Wasch- oder Fleckenbenzin ab. Die Bedeutung des Leichtbenzins als Kraftstoffkomponente ist im Zuge steigender Oktanzahlen und durch Einführung bleiarmer oder bleifreier Kraftstoffe stetig zurückgegangen. In der Petrochemie dienen Leichtbenzine nach wie vor als wichtige Ausgangsstoffe für die Herstellung chemischer Grundstoffe, wie etwa Ethylen und Propylen. Der Siedebereich liegt zwischen 15 und 70 °C.

5.3 Schwerbenzin/Naphtha

23 Beide Komponenten sind auch als Rohbenzin bekannt und gelten als wichtiger Ausgangsstoff für die Herstellung hochwertiger Kraftstoffkomponenten. Als unbehandeltes Erdöldestillat ist *Schwerbenzin* zudem ein wichtiger Ausgangsstoff für die Petrochemie. Hauptsächlich werden aus Schwerbenzinen durch Mischung mit Leichtbenzinen Kraftstoffe (Benzin) erzeugt. Der Siedepunkt von Schwerbenzin liegt zwischen 70 und 150 °C, der von Naphtha zwischen 150 und 180 °C.

5.4 Petroleum

24 Vornehmliches Einsatzgebiet der Petroleumfraktionen ist die Beimischung in Heizöle, Diesel- und Flugturbinenkraftstoffe (jet fuel) sowie, in geringem Umfang, der Einsatz als Leuchtmittel. Auch hier schwanken die Anteile der Nebenstoffe je nach Herkunft des Ausgangsprodukts. Hohe Schwefelgehalte werden mittels chemischer Umwandlung oder Extraktion – auch als „Süßen" bekannt – aus den Petroleumfraktionen reduziert und verbessern die Produkteigenschaften. Entscheidend ist zudem der Rußpunkt, also die Neigung des Produkts zu rußender Verbrennung. Der Siedebereich liegt zwischen 180 und 225 °C.

5.5 Gasöl

25 Diese Mitteldestillate dienen vornehmlich zur Herstellung von Dieselkraftstoff, Jet Fuel und leichtem Heizöl. Oft ist jedoch der Anteil an Paraffinen eher hoch, während der Anteil an Aromaten vergleichsweise niedrig ausfällt. Zwar könnten nach der Entschwefelung bereits

Dieselmotoren mit diesem Vorprodukt betrieben werden, doch gerade die enthaltenen hochsiedenden Komponenten und die erhöhte Rußbildung des Gasöls führen zu Problemen bei der Verbrennung. Erst durch chemische Aufbereitung und die Aufmischung mit Petroleum oder Naphtha erreicht man eine ausreichende Produktstabilität für den Einsatz in Dieselmotoren oder Jetturbinen. Der Siedebereich liegt zwischen 225 und 350 °C.

6 Suche nach dem Erdöl

26 Nicht überall ist die Suche nach Erdöl (Prospektion) augenscheinlich so einfach wie in Teilen des Irans. Stellenweise lassen sich hier bereits aus einfachen Luftbildaufnahmen erste Rückschlüsse auf die Erdöllagerstätten ziehen. Mittels Luftbildkartierung, einer schnellen Folge von Aufnahmen der Erdoberfläche, lassen sich in diesen Regionen Erdölvorkommen schon mit bloßem Auge erkennen. Vielfach kommt dabei auch ein Stereoskop zum Einsatz, das eine raumtreue Abbildung der Erdoberfläche ermöglicht. So erkennen Fachleute unterschiedliche Gesteinstypen und können klare Abgrenzungen verschiedener geologischer Schichten festlegen. Im zweiten Schritt folgt dann die Überprüfung der anhand der Luftaufnahmen gezogenen Rückschlüsse durch kundige Geologen. Anhand von „Aufschlüssen", das sind Stellen, an denen Gestein an die Oberfläche tritt, oder anhand der gemessenen Neigungswinkel der Schichtflächen erstellen die Geologen dann eine detailliertere Geländekarte. Ergänzend berücksichtigen die Fachleute auch die Ergebnisse von Boden- und Gesteinsproben. Anhand dieser Erkenntnisse werden dann möglichst vielversprechende Stellen für erste Probebohrungen ermittelt. Man spricht hierbei auch von einer geologischen Vorerkundung.

6.1 Bohrlochmessung

27 Nach dem Abteufen (Niederbringen) einer *Bohrung* kann der Geologe zahlreiche Informationen aus der Untersuchung der Bohrproben ziehen. Neben den durchbohrten Gesteinsschichten geben auch die enthaltenen Flüssigkeiten Aufschlüsse, die zur Erstellung eines vorläufigen Gesteinsdiagramms entscheidend sind. Wichtige Merkmale im Zuge der Bohrung sind etwa die Härte des Gesteins oder das Vor-

handensein von Steinsalz. Mittels elektrischen Widerstands lässt sich etwa messen, ob in einer Gesteinsschicht Salzwasser (geringer Widerstand) oder Erdöl (sehr hoher Widerstand) enthalten ist. Die Messung der Radioaktivität gibt dagegen einerseits Aufschluss über den Tongehalt einer Gesteinsschicht, andererseits lassen sich daraus auch die Gesteinsstruktur (Porosität) und die Porenfüllung ableiten. Zur Bestimmung der Gesteinsstruktur wird zudem auch die Messung der Schallgeschwindigkeit (Sonic-Messung) angewandt. Die Bohrlochmessung ist also nach einem ersten Kartographieren des Geländes eine wichtige Ergänzung zur schlüssigen Interpretation des Gesteins durch die Bohrungsgeologen.

6.2 Geophysikalische Prospektion

28 Im Anschluss an die geologische Vorerkundung mittels Kartographie und Bohrlochmessung schließt sich bei der heutigen Suche nach Erdöl oder Erdgas in der Regel eine geophysikalische Erkundung des Gesteins an. Dabei bieten sich drei Verfahren zur physikalischen Messung an: Die magnetische, die seismische und die Schweremessung. Während die seismische Messung, bei der gezielt seismische Wellen durch das Gestein geschickt werden, vornehmlich Rückschlüsse auf den Untergrund zulässt, lässt sich mit der Schweremessung die Dichte des Gesteins bestimmen. Die magnetische Messung gibt Auskunft über die Magnetisierung der unterschiedlichen Schichten. Ergänzt werden diese Messungen durch die Bestimmung der Radioaktivität und des elektrischen Widerstands. Aus diesen Erkenntnissen lassen sich dann sowohl Übersichten ganzer geologischer Felder ableiten als auch präzise Detailinformationen für die exakte Bestimmung eines Bohrpunkts.

6.2.1 Magnetische Messung

29 Seit 1944 wird die Vermessung des magnetischen Erdfeldes nicht mehr allein oberflächengestützt, also mittels Messung aus LKW, sondern mit Hilfe von Flugzeugen vorgenommen. Neben der leichteren Anwendbarkeit, etwa in unzugänglichen oder unbefahrbaren Regionen, ermöglicht dieses Vorgehen eine sehr viel kontinuierlichere Aufzeichnung. Mit einem Magnetometer, das am Heck des Flugzeugs ausgebracht wird, lassen sich Schwankungen (Anomalien) der mag-

netischen Intensität nachweisen. Hieraus können, die entsprechenden geologischen Grundkenntnisse vorausgesetzt, Rückschlüsse auf die Bodenbeschaffenheit abgeleitet werden. Während Tiefen- oder Ergussgesteine unterschiedliche Magnetfelder aufweisen, sind Sedimentgesteine praktisch nicht magnetisch. Die Schwankungen des Magnetfelds werden in Gamma gemessen und liegen bei erdölrelevanten Anomalien teilweise nur zwischen einigen wenigen und einigen hundert Gamma. Im Vergleich dazu schwankt das an sich recht schwache Magnetfeld der Erde zwischen 60 000 Gamma senkrecht über den Polen und 30 000 Gamma senkrecht über dem Äquator doch erheblich.

6.2.2 Schweremessung

30 Unterschiedliche Gesteinsschichten unterscheiden sich mitunter auch in ihrer Schwere (Dichte), wobei eine Schwereanomalie gewissermaßen eine lokale Abweichung der Schwerkraft bezogen auf einen (theoretischen) Referenzwert darstellt. Während Gesteine des Grundgebirges in der Regel eine höhere Dichte aufweisen, sind Sedimentgesteine weniger schwer. Gemessen werden diese Abweichungen mit Hilfe eines Gravimeters, das Unterschiede der Schwerewerte in der Einheit Gal ausgibt. Schwankungen bei der Ermittlung von erdölführenden Schichten machen dabei jedoch häufig nur ein Tausendstel eines Gal aus, weshalb sich für die Erdölexploration die Maßeinheit MilliGal durchgesetzt hat. Die Auswertung einer solchen Schweremessung ist jedoch mehrdeutig und dient den Bohrungsgeologen vielfach nur als grobe Richtlinie bei der Ermittlung eines Erdölfeldes.

6.2.3 Seismische Messung

31 Die bei weitem präzisesten Rückschlüsse auf die Beschaffenheit geologischer Schichten lassen sich aus seismischen Messungen ableiten. Mit künstlich erzeugten Erdbebenwellen, deren Druckwellen sich an den unterschiedlichen Gesteinsschichten brechen oder beugen, lassen sich recht genaue Bodenprofile erstellen. Die ausgesendeten Wellen werden von einem Geophon empfangen und zur Auswertung an eine Registrierapparatur weitergeleitet. Man unterscheidet zwischen der Reflexions- und der Refraktionsseismik. Während bei der Reflexions-

messung, vergleichbar einem Echolot auf See, Druckwellen (P-Wellen) ausgesendet werden, um anschließend die geologischen Grenzflächen im Untergrund zu rekonstruieren, werden bei der Refraktionsseismik seismische Wellen entlang der Erdoberfläche aufgezeichnet.

Abb. 6.1: Seismische Messung von einem Schiff aus.

32 Methodisch unterscheidet man die 2-D-Seismik, bei der ein zweidimensionales vertikales Schnittbild des Untergrunds erzeugt wird, und die wesentlich aussagekräftigerr 3-D-Seismik. Werden im Fall der 2-D-Seismik Schallquellen und Geophone in einer Reihe angeordnet, so kommt bei der 3 D Seismik ein Netz von Sendern und Empfängern zum Einsatz. Die so gewonnenen Messwerte lassen sich nach der Datenverarbeitung entweder in zwei- oder dreidimensionalen Modellen darstellen und ermöglichen ein genaues Bild des Aufbaus und der Schichtenfolge im Gestein. Dieses Verfahren ermöglicht es, den Aufbau des Untergrunds in Tiefen von bis zu 6 000 Metern als dreidimensionales Modell darzustellen. Daraus lassen sich dann wiederum Ansatzpunkte für die nachfolgenden Tiefbohrungen ableiten.

Abb. 6.2: Auf der Suche nach Öl erzeugen Fahrzeuge mit Vibratoren Schallwellen, die als Echo von den verschiedenen Erdschichten zurückgeworfen werden.

Abb. 6.3: Das Echo wird durch Geophone, die in regelmäßigen Abständen in die Erde gesteckt werden, aufgezeichnet und liefert so ein Abbild des Erdinneren.

Abb. 6.4: Geologen bewegen sich mit Spezialbrillen im virtuellen Raum und bekommen eine Vorstellung von Lagerstätten und Plattformen.

Förderung des Erdöls

Daniel Pohl und Ulrich Winkler

Abhängig von der zuvor beschriebenen Zusammensetzung der jeweiligen Erdöl-Sorte unterscheiden sich auch die Fördertechniken und Aufbereitungsmethoden. Während bei der eruptiven Förderung der Druck in der Bohrlochsohle den Rohstoff durch Steigleitungen an die Oberfläche presst, kommen bei den Tiefpumpverfahren mechanische oder hydraulische Pumpen zum Einsatz. Besonders wirksam lassen sich heutzutage elektrische Tauchpumpen, die nach dem Wirkungsprinzip der Zentrifugalpumpe arbeiten, einsetzen. Neben der eruptiven Primärförderung setzt die Industrie auch auf so genannte „forcierte Erdölförderung", etwa durch das Gasliftverfahren. Zusätzlich werden die wichtigsten Bohrtechniken vorgestellt und Bohranlagen sowie Innovationen der Fördertechnik dargelegt. Im abschließenden Teil zur Aufbereitung des geförderten Öls beschreiben wir die Destillation, die katalytische Reformierung und das Cracken (Spalten) des Erdöls als wichtigste Konversionsverfahren.

Inhaltsübersicht

		Rn.			Rn.
1	Förderung und Aufbereitung	1–5	3	Bohranlagen und Innovationen	13–22
2	Bohrtechnik	6–12	4	Aufbereitung	23–32

1 Förderung und Aufbereitung

Sowohl die Fördertechniken als auch die eingesetzten Förderanlagen unterscheiden sich bei der Erdölgewinnung zum Teil erheblich. Je nach Eigenschaft des in der Tiefe gefundenen Öls variieren die zur Anwendung gebrachten Methoden der Erschließung. Dabei unterscheidet man im Wesentliche drei Verfahren: die eruptiven Förderungen, die Einpressverfahren und die Tiefpumpenförderungen. Zudem unterscheidet man drei Stufen der Fördertechnik, Primärförderung (eruptive Förderung), die Sekundärförderung durch Einpressen (Fluten) von Gas, Dampf oder Wasser sowie die Tertiärförderung, bei der **1**

chemische und thermische Methoden zum Einsatz kommen. Sollen etwa schwere, zähe, teerartige Öle, die in der Regel unter geringem Druck stehen, gefördert werden, so kommt häufig nur eine solche Pumpförderung in Frage. Vielfach muss der dickflüssige Rohstoff im Vorfeld sogar noch durch Erhitzen oder unter Anwendung chemischer Verfahren pump- und fließfähig gemacht werden. Leichte, gashaltige Öle, auch Kondensate genannt, können dagegen häufig ohne großes Zutun gleich über eine Steigleitung gefördert werden. Aufgrund der hohen Drücke, die auf die Kondensate im Erdinneren wirken, eruptieren diese leichten Öle selbst aus großen Tiefen. In diesen Fällen spricht man von einer eruptiven Förderung.

2 *Eruptive Förderung* – Dieses Verfahren ist die natürlichste Form der Erdölförderung (Primärförderung) und lässt sich wohl am ehesten mit dem Funktionsprinzip eines Sodawasser-Siphons vergleichen. Der Druck in der Bohrlochsohle, der je zehn Meter Tiefe um etwa eine Atmosphäre (bar) zunimmt, führt dazu, dass das Erdöl durch die Steigleitung der Sonde an die Erdoberfläche gedrückt wird. Doch je mehr Öl über die Leitung abfließt, desto geringer wird der hydrostatische Druck unter der Erde – die Fördermenge müsste nachlassen. Gleichzeitig führt aber der abnehmende Druck dazu, dass sich das im Erdöl gebundene Gas löst und sich damit das Volumen des Gases erhöht. Es entsteht eine schaumartige Öl-Gas-Mischung, die leichter als gebundenes Erdöl ist. Zusätzlich unterstützt die Bildung der Gasbläschen den Förderprozess. In dem Maße, wie sich das Gas ausdehnt, verdrängt es das Öl und presst es gewissermaßen an die Oberfläche. Erst wenn die Schwerkraft und die im Steigrohr vorhandenen Reibungskräfte überwiegen, muss zusätzliche Energie von außen zugeführt werden. Zumeist kommt dann eine Pumpe (Tauchkolbenpumpe, Tiefpumpe, Plungerpumpe) zum Einsatz, die auf die Sohle des Bohrlochs herabgelassen wird und das Erdöl an die Oberfläche fördert.

3 *Tiefpumpenförderung* – Auch bei den Tiefpumpverfahren gibt es unterschiedliche Techniken, die zur Förderung eingesetzt werden können. Eine Möglichkeit ist das Herablassen einer Tauchkolbenpumpe, die über einen Pumpgestängezug angetrieben wird, der an der Oberfläche durch einen Motor angetrieben wird. Vergleichbar, aber aufgrund der längeren Pumphube besser geeignet für tiefere Bohrungen ist eine verwandte Methode der Tauchkolbenpumpe, bei der an der Oberfläche zusätzlich ein hydraulischer Zylinder für die Auf- und Abwärtsbewegung des Gestänges sorgt. Zunehmend werden heute

Abb. 1.1: Tiefpumpe

auch elektrisch betriebene Tauchpumpen eingesetzt, die nach dem Wirkungsprinzip der Zentrifugalpumpe arbeiten. Diese Pumpen versprechen eine wesentlich höhere Förderkapazität als die entsprechenden Tiefpumpen.

Gasliftverfahren – Lagerstätten, in denen der unterirdische Druck **4**
nicht oder nicht mehr ausreicht, um das Erdöl eruptiv an die Oberfläche zu fördern, können mittels Gasliftverfahren erschlossen werden. Künstlich wird hierbei die natürliche Entgasung des Erdöls simuliert, in dem Gas an der Bohrlochsohle oder an verschiedenen Stellen des Bohrlochs eingelassen wird. Dadurch verschäumt die Ölsäule, wird leichter und lässt sich durch den zuvor beschriebenen Mechanismus mithilfe der Gaslösungsenergie – ähnlich wie bei natürlich-freifließenden Bohrungen – gewinnen. Beim Gasliftverfahren ist in der Bohrung meist ein Steigrohr eingelassen, das seitlich über Öffnungen (Gaslift-Ventile) verfügt. Steht das Öl anfänglich in der Höhe im Steigrohr, die dem jeweiligen Lagerstättendruck entspricht, so wird mit Nachlassen des Drucks Gas zwischen Steig- und Futterrohr gedrückt. Aufgrund der Ausdehnung des Gases wird die nun leichtere, weil schaumige Ölsäule an die Oberfläche gedrückt. Öffnet man

nacheinander mehrere Gasliftventile im Steigrohr, so lassen sich beachtliche Gewichte in Bewegung bringen, ohne dass dabei erhebliche Gasdrücke erforderlich wären. Dieses Verfahren ist demnach auch geeignet, um ehemals eruptierende Bohrungen, die aufgrund abnehmender Lagerstättendrücke und geringer Gasgehalte versiegt sind, wieder zum Fließen zu bringen.

5 Derartige Methoden kann man, im Unterschied zu der Primärförderung, auch unter dem Begriff der „forcierten Erdölförderung" fassen. Reichen Lagerstättendruck und Ausdehnung des gelösten Gases nicht mehr aus, um das Erdöl an die Oberfläche zu drücken, so können durch die Einpressung von Gas, Wasser oder Dampf der Druck auf das eingelagerte Erdöl erhöht und die Fördermengen gesteigert werden. Neben der Wassereinpressung, die seit dem Ende des 19. Jahrhunderts zum Einsatz kommt, um die Förderleistung eines Ölfeldes zu steigern, ist besonders die Einpressung von bis zu 340 °C heißem Dampf geeignet, um vor allem zähflüssige Öle aus ihren Lagerstätten zu lösen. Dieses Verfahren verändert nämlich die Viskosität des Öls und macht es leichter förderbar.

2 Bohrtechnik

6 Grob lassen sich heute, genau wie vor mehr als 150 Jahren, zwei Verfahren bei den Bohrtechniken unterscheiden. Neben der heute veralteten Schlagbohrung, bei der das Bohrgerät mittels Fallkräften und seines Eigengewichts in den Untergrund mehr geschlagen als gebohrt wird, ist die Drehbohrung, zu der auch die Rotary-Bohrung (Rotary = Drehung) zählt, die heute gängigste Methode der Erdölexploration. Spätestens seit „Colonel" Drakes ersten Abteufungen im amerikanischen Titusville, Pennsylvania, wird dieses Verfahren bis heute beinahe unverändert eingesetzt.

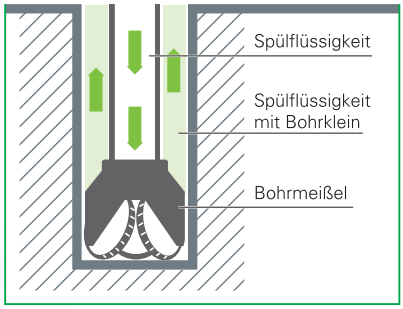
7 Insgesamt lassen sich die Bohrungen allerdings auch nach ihrem Einsatztypus unterscheiden. So zählen Schlag- und Drehbohrungen zu den Produktions- oder Explorationsbohrungen, während etwa eine Kernbohrung eher als Aufschlussbohrung zu klassifizieren ist. Zudem gibt es den Typ der Erweiterungsbohrung, bei der bereits erschlossene Lagerstätten mit benachbarten Feldern verbunden oder bisher unbekannte, tiefere Horizonte erschlossen werden sollen. Hochmoderne Beispiele dafür sind etwa Horizontalbohrungen, abgelenkte Bohrun-

gen oder sogenannte Extended Research Bohrungen, die erst seit einigen Jahren eingesetzt werden (s. Innovationen).

Rotary-Verfahren – Das wohl gängigste Bohrverfahren der Rotationsbohrung wird vornehmlich für Tiefbohrungen zur Erschließung unterirdischer Erdöl- und Erdgasfelder angewandt. Wesentliches und gleichzeitig namensgebendes Merkmal dieser Technik ist der „rotierende" Bohrmeißel, der durch das Bohrgestänge in Drehung versetzt wird. Die verbreitetste Form dieser als Meißel bezeichneten Bohrköpfe sind sogenannte Rollenmeißel, bei denen üblicherweise drei gezähnte und gegeneinander rotierende Kegelräder das Gestein zermahlen. Ein weiterer gebräuchlicher Typ ist der Kronenbohrer, der ohne bewegliche Teile auskommt und dem Funktionsprinzip einer Fräse entspricht. Für besonders harte Gesteine lassen sich die Bohrköpfe zusätzlich mit Hartmetallstiften, Schneidekeramiken oder gar Diamanten besetzen. In weicherem Gestein kommen dagegen leichtere Schneidemeißel zum Einsatz. **8**

Das zerkleinerte Gestein wird heute – wie schon zu Drakes Zeiten – über eine Spülflüssigkeit aus dem Bohrloch gefördert. Gespült wird **9**

Bohrmeißel für Bohrungen im Rotary-Verfahren



Kühlung des Bohrmeißels und Abtransport des Bohrkleins.

© Deutsche BP AG

Abb. 2.1: Bohrmeißel

der Zwischenraum zwischen Gestänge und Ringraum dazu mit einer Mischung aus Wasser und Barytmehl, ein chemisch überaus beständiges Mineral, das aufgrund seiner hohen Dichte Flüssigkeiten besonders gut verdrängt. Die so zu Tage geförderte Mischung aus abgetragenem Gestein und Spülflüssigkeit wird dann mittels Rüttelsieben oder Fliehkraftabscheidern gereinigt und kann fortlaufend weiter verwendet werden. Weitere Rotationsbohrungen, die allerdings eher zur Gewinnung von Bodenproben, denn zur Erschließung von Erdölfeldern geeignet sind, sind etwa die Rotationskernbohrung, die Bohrung mit einem Spiralbohrer oder das Saugbohrverfahren.

10 *Schlagbohrung* – Diese Methode ist durch ihren Namen beinahe schon erschöpfend beschrieben. Das an einem Seil hängende Bohrgestänge wird durch wiederholtes Anheben und Fallenlassen durch das Eigengewicht in den Boden getrieben. Sollte zusätzliches Gewicht nötig sein, lässt sich das Gerät durch zusätzliche Gewichte beschweren und so leichter in den Boden treiben. Als Bohrgeräte kommen neben Flach-, Z- und Kreuzmeißeln auch spezielle Stauch- oder Ventilbohrer zum Einsatz. Heute wird dieses Verfahren allerdings nicht mehr zur Erdölgewinnung, sondern allenfalls im Bereich der Erdwärmegewinnung oder im Brunnenbau eingesetzt.

11 Gewissermaßen eine Mischung aus beiden vorangegangenen Bohrverfahren stellt die Drehschlagbohrung dar. Hierbei wird die Leistung der Drehbohrung zusätzlich durch schlagende Bewegungen des Bohrers verstärkt. Das Prinzip entspricht dem Schlagbohrmodus einer Bohrmaschine.

12 *Rammkernbohrung* – Als eine der Schlagbohrung verwandte Technik wird hier ein Kernrohr ebenfalls durch (Ramm-)Schläge in den Boden getrieben. Dabei besteht das Bohrgerät aus einem Außenrohr mit einem Rammschuh und einem Innenrohr, dem Kernrohr. Diese Technik wird im Bergbau allerdings vornehmlich zum „Ziehen“ einer Bodenprobe eingesetzt und sei hier nur der Vollständigkeit halber erwähnt. Vorteil dieser Bohrtechnik: Man erhält einen sauberen Querschnitt durch die einzelnen Schichten des Bodens.

3 Bohranlagen und Innovationen

13 Die heutigen Onshore-Bohranlagen an Land sind, je nach zu erzielender Tiefe, entweder mobil und mit einem klappbaren Bohrturm oder Teleskopmasten ausgestattet, oder statisch wie eine Art freistehender Fachwerkturm aus Stahl. Bei mobilen Bohranlagen mit ihren umlegbaren Türmen sind die Tiefen zwar nicht annähernd so groß wie bei einer statischen Anlage, dafür sind sie im Einsatz erheblich flexibler. Zudem unterscheidet man die Anlagen auch nach den von ihnen verwendeten Systemen der Kraftübertragung.

14 Erfolgt die Drehmomentübertragung auf das Bohrgestänge und den Bohrkopf über eine viereckige Mitnehmerstange (Kelly) und einen rotierenden Tisch auf der Arbeitsbühne, so spricht man von einem Drehtischantrieb. Wird die Kraft dagegen direkt am Kopf des Bohrgestänges übertragen, liegt ein Top-Drive-Antrieb vor. Ein Bohrturm besteht darüber hinaus klassischerweise aus seinem Unterbau, einer Arbeitsbühne, der Fingerbühne, dem Kranhaken und einem Hebewerk. Funktional angepasstes Zubehör wie ein Blow Out Preventer („Weihnachtsbaum"), eine Schließanlage, diverse Spülpumpen oder Generatoren zur Energieversorgung werden je nach Bedarf aufgerüstet.

15 Bei den Offshore-Bohranlagen auf dem Wasser sind die Typenunterschiede dagegen vielfältiger. Und das, obwohl auch hier eine Abgrenzung gewissermaßen anhand des Faktors Mobilität vorgenommen wird. Zugleich sind aber die Meerestiefe und natürlich die Bohrtiefe entscheidend für die Auswahl der geeigneten Offshore-Anlage. So unterscheidet man Hubplattformen, die in Wassertiefen von bis zu 90 Metern eingesetzt werden können und fest auf dem Meeresgrund aufsitzen. Genauso verhält es sich im Prinzip mit den Bohrplattformen, den bekanntesten küstenfernen Bohranlagen. Auch sie sitzen fest auf dem Meeresgrund auf.

16 Anders konstruiert sind die Halbtaucher. Hier ruht das massive Stahlgerüst allein auf schwimmenden Pontons, schwere Anker und stabile Trossen halten die Halbtaucher an der Bohrlokation auf Position. Das Gleiche gilt auch für Bohrschiffe: Zwar können diese ihren Einsatzort in der Regel aus eigener Kraft erreichen und müssen nicht wie andere Anlagen von Schleppern versetzt werden, doch vor Ort sichern meh-

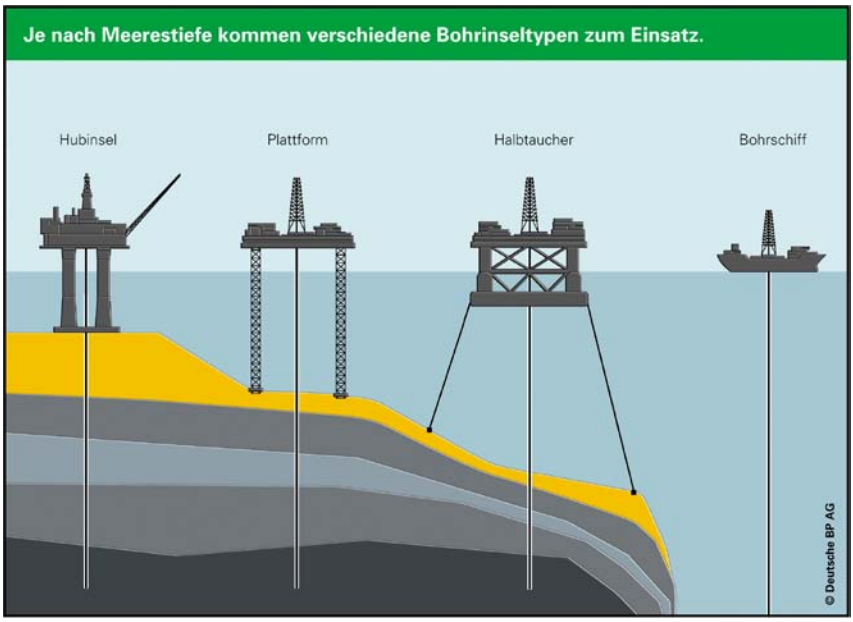


Abb. 3.1: Bohrinseltypen

rere Anker, diverse Motoren und ein aufwändiges computergestütztes Navigationssystem die genaue Position.

17 Im Zuge der steigenden Erdölnachfrage werden neben den Fördervor allem auch die Explorationstechniken immer weiter verfeinert. So werden einerseits die geologischen Bestimmungen im Vorfeld einer Bohrung dank luftgestützter Magnetmessung, ausgereifter Vibrations-Seismik und dreidimensionaler virtueller Darstellung immer genauer, aber auch die Bohrtechnik hat sich verbessert und ist in der Lage, die immer exakteren Vorgaben der Geologen zentimetergenau umzusetzen.

18 *Reservoir Modelling* – Eine dieser innovativen Techniken stellt die dreidimensionale Darstellung der zuvor gewonnenen Bodendaten dar. In computeranimierten 3-D-Modellen der Lagerstätten („Reservoir Modelling"), deren Daten sich auf spezielle Brillen projizieren lassen, können die Geologen inzwischen regelrecht „spazieren gehen". So lassen sich Ausdehnung und Reserven eines Ölfeldes ebenso gut abschätzen wie etwa die Beschaffenheit des darüber liegenden Ge-

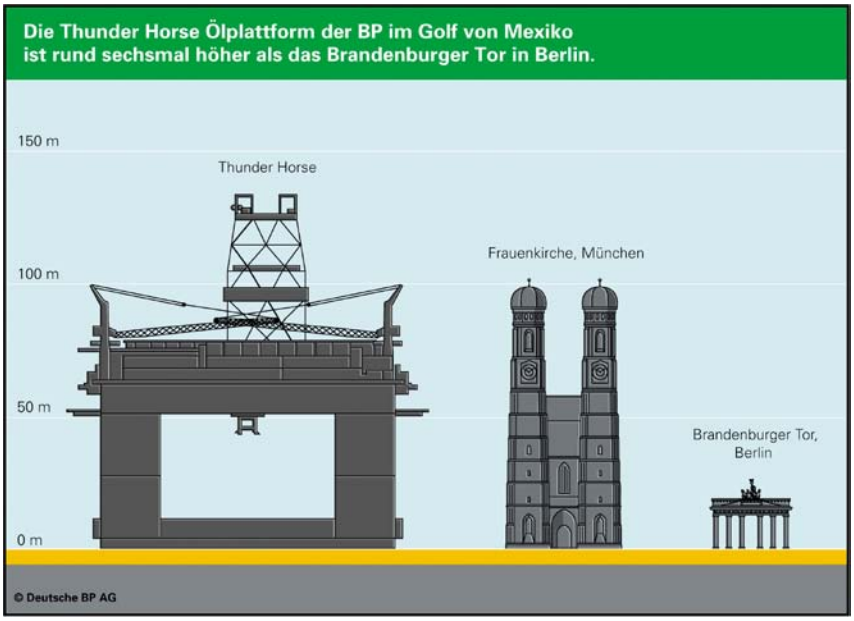


Abb. 3.2: Höhenvergleich einer Bohrinsel mit bekannten Bauwerken

steins. Auch seismische Schnitte für die einzelnen Bohrpfade lassen sich heute so schon im Vorfeld einer Bohrung erstellen.

Measurement While Drilling – Eine weitere Verbesserung im Bezug **19**
auf die Informationsgewinnung während einer niedergebrachten Bohrung ist das MWD-Verfahren. Die Abkürzung steht dabei für den englischen Ausdruck „Measurement While Drilling" – also der Vermessung des Gesteins gleich während des Bohrvorgangs. Gemeint ist damit, dass Messeinrichtungen am Bohrkopf-Informationen zur Beschaffenheit des Gesteins sammeln und per Druckimpuls über die Spülflüssigkeit an die Steuerzentrale weitergeben.

Horizontalbohrung – Was auf den ersten Blick nicht allzu kompliziert **20**
erscheint, ist als Bohrtechnik doch erst in den letzten 15 Jahren zur Serienreife entwickelt worden. Das horizontale Durchbohren von Gesteinsschichten, auch Richtbohrverfahren genannt, ist ungleich schwieriger als die vertikale Niederbringung eines Bohrlochs. Doch gerade die horizontale Bewegung durch das Gestein erschließt den Fachleuten ungeahnte Dimensionen. So lassen sich durch eine horizontale Erweiterungsbohrung nicht nur benachbarte Ölfelder er-

schließen, ohne dabei erneute Vertikalbohrungen – nicht selten in enorme Tiefen – treiben zu müssen. Auch Felder unter oberflächlich schwer zugänglichen Gebieten, menschlichen Siedlungen oder Naturreservaten lassen sich so, ohne Störung der Oberfläche, nutzbar machen. Eine solche Bohrung lässt sich unterirdisch sogar über viele Kilometer treiben. Dann spricht der Fachmann auch von einer „Extended Research-Bohrung".

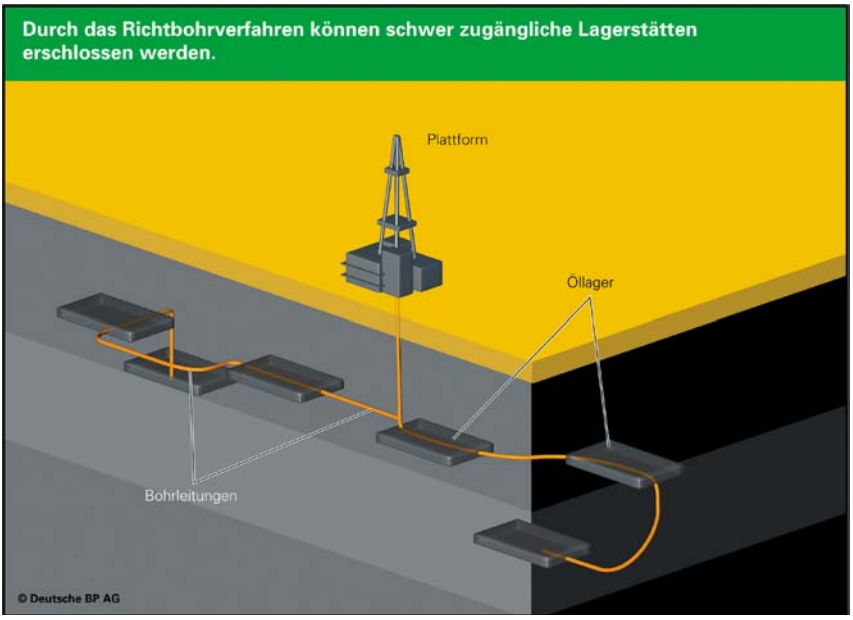


Abb. 3.3: Richtbohren

21 *Multi-Lateral-Bohrung* – Ebenfalls eine technisch nicht unerhebliche Herausforderung sind Multi-Lateral-Bohrungen. Bei dieser Methode werden am Fuße einer Vertikalbohrung mehrere kleine Bohrungen („Laterals") ausgebracht. Diese Seitenlöcher ermöglichen es, zusätzliche Zonen einer unterirdischen Lagerstätte mit nur einer Hauptbohrung zugänglich zu machen. Besonders geeignet sind die Multi-Lateral-Bohrungen auch, wenn etwa die Bohrschlitze wie bei einer Off-Shore-Plattform begrenzt sind und eine weitere Exploration ein Versetzen der Plattform erforderlich machen würde. Dennoch sind die technischen Herausforderungen enorm. Nicht nur die kleinen Durchmesser der Seitenbohrungen stellen erhebliche An-

sprüche an Statik und Stabilität des Materials, auch die Kontrolle der Bohrrichtung ist „unter Tage" erheblich schwieriger.

Multi-Frac- und Tight-Gas-Bohrung – Immer häufiger werden inzwischen Horizontalbohrungen auch mit der Frac- oder Multi-Frac-Technik kombiniert. Das Frac-Verfahren meint dabei, dass im Zuge einer Horizontalbohrung künstlich Risse (Fracs) in massiven und weniger durchlässigen Gesteinsschichten erzeugt werden, indem Wasser, Luft oder Sand unter hohem Druck in das Gestein eingeblasen wird. So sollen die Poren aufgeschlossen werden. Da Wasserspülungen aber vielfach nicht tief genug in das kleinporige Gestein eindringen, gilt das Einpressen von Luft, auch als Airdrilling bezeichnet, als eine besonders effiziente Methode. **22**

4 Aufbereitung

Erdöl, das gerade aus einem Bohrloch gefördert wurde, ist in der Regel mit Salz, Wasser, Gas oder anderen Rückständen der Bohrung verunreinigt. Dass es zum späteren Gebrauch weiterverarbeitet, also raffiniert werden muss, liegt auf der Hand. Doch bereits um das Öl transportfähig zu machen, wird es schon an seinem Förderort in einer eigenen Aufbereitungsanlage zerlegt und gereinigt. Dazu wird die geförderte Mischung zuerst einer zentralen Sammelstelle zugeleitet, um es anschließend in einem speziellen Gasabscheider, dem Separator, von den gebundenen Gasen zu trennen. Dazu wird das Öl entweder in eine spiralförmige Wirbelbewegung versetzt, bei der das Gas leichter entweicht (geneigter Separator), oder mit hoher Wucht gegen sogenannte Prallbleche gewirbelt und so in kleine Tröpfchen zerstoben (horizontaler Separator). Je nach Gasgehalt erfolgen eine oder mehrere Separationsstufen. Ist der Gasgehalt niedrig, reicht in der Regel eine einstufige Trennung. Ist dagegen sehr viel Gas im Öl gebunden, werden zwei, drei, vier oder mehr Separationsstufen durchlaufen. **23**

Nach der Gasabscheidung wird das Öl in den folgenden Schritten auch von seinen verbleibenden störenden Bestandteilen getrennt. Vor allem Salzwasser gilt es früh aus dem Gemisch abzuscheiden und auf ein Minimum zu senken. Gerade kristallines Salz führt nämlich sonst zu erheblichen Korrosionserscheinungen, sowohl beim Transport als auch bei der Raffinerie. **24**

Abb. 4.1: Gegenstromdestillationsanlage in einer Raffinerie

In der Weiterverarbeitung des Erdöls, dem Prozess der Raffinerie, gibt es drei Hauptprozessgruppen. Die Trennung oder Destillation, bei der das Öl in seine Grundprodukte zerlegt wird, die Umwandlung und die Nachbehandlung, bei der die Produkte entsprechend veredelt werden. **25**

Die Destillation – Das erste, durch Destillation separierte Rohölprodukt war Petroleum, wie es schon vor rund 150 Jahren gewonnen wurde. Ähnlich der Alkoholdestillation wird das Rohöl durch Erhitzen zum Sieden gebracht und so verdampft. Diese Dämpfe steigen dann in bis zu 50 Meter hohen Türmen (Fraktionierkolonnen) auf und scheiden sich bei atmosphärischem Druck ab. Das Prinzip dahinter ist denkbar einfach. Je schwerer die Dämpfe, umso eher verflüssigen sie sich im Turm wieder. Abhängig vom Ausgangsprodukt unterscheiden sich auch die Siedepunkte, die zur Destillation erreicht werden müssen. Während Benzine schon bei 35 bis 180 °C sieden, sieden Mitteldestillate erst zwischen 170 und 350 °C. Um diese Prozesse in der Mineralöldestillation zu beschleunigen, aber auch um eine Zersetzung der Destillate zu verhindern, werden hochsiedende Produkte vornehmlich unter Vakuum verarbeitet. So sinkt die Siedetemperatur. Leichtsiedende Produkte, aus denen vorzugsweise Kraftstoffe hergestellt werden, destilliert man dagegen bei Normaldruck oder leichtem Überdruck. **26**

Vakuumdestillation – Die kritische Grenze für die Zersetzung von Rohölprodukten liegt zwischen 350 und 400 °C. Jenseits dieser Temperaturen würde sich das eingesetzte Material entweder gänzlich in Gas oder in Koks verwandeln. Durch die Senkung des atmosphärischen Drucks, also die Erzeugung eines Vakuums, werden die Siedepunkte so weit gesenkt (bis zu 150 °C), dass auch schwersiedende Produkte verarbeitet werden können. So erhält man Schwergasöl und Vakuumdestillate, aus denen wiederum Schmier- oder Maschinenöle gewonnen werden. Die Rückstände der Vakuumdestillation finden Verwendung als Bitumen oder Komponenten für schwere Heizöle. **27**

Katalytische Reformierung – Das Reformieren gilt als entscheidendes Umwandlungsverfahren, um hochwertige Motorenbenzine herzustellen. Ziel des Verfahrens ist es, die Oktanzahl des Rohbenzins zu erhöhen und die Verbrennungsprozesse im Motor kontrolliert ablaufen zu lassen. Die wichtigsten chemischen Reaktion dabei sind: Die Dehydrierung von Naphthenen zu Aromaten, die Isomerisierung von **28**

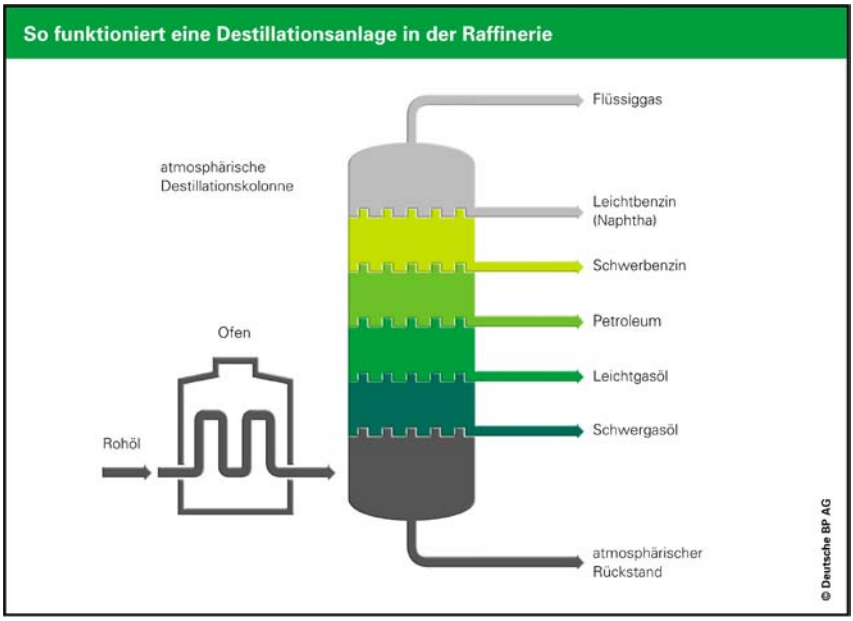


Abb. 4.2: Prinzip einer Gegenstromdestillationsanlage für Erdöl

Naphthenen und Reaktion zu Aromaten, die Dehydrocyclisierung der Paraffine und ihre anschließende Dehydrierung zu Aromaten sowie das Hydrocracken – also das Aufbrechen langkettiger Paraffine. Alle vier Reaktionen dienen der Erhöhung der Oktanzahl.

29 Zu den heute gebräuchlichen Verfahren zählen die von unterschiedlichen Lizenzgebern entwickelten Varianten der Reformierung. Man spricht etwa vom Rheniforming, ein Verfahren der Chevron Oil Company, dem Powerforming der ExxonMobil, dem Ultraforming der British Petroleum Company, dem Magnaforming der Atlantic Ritchfield Oil Company oder dem Houdriforming, ein Prozess der Houdry Process Corporation. Auch das sogenannte CCR Platforming, entwickelt von der UOP llc, zählt zu den Umwandlungsverfahren der Reformierung.

30 *Cracken* – Zu den Konversionsverfahren, den Umwandlungsverfahren (lat. convertere = umwandeln), zählt auch das Spalten einzelner chemischer Bestandteile wie etwa der Paraffine, Naphthene und der widerstandsfähigen Aromaten. Dabei unterscheidet man drei Methoden: Das thermische Cracken, das katalytische Cracken und das Hy-

drocracken. Bei der thermischen Methode macht man sich jene Eigenschaft der Kohlenwasserstoffe zunutze, die bei der Destillation noch unerwünscht ist. Jenseits der 400 bis 450 °C zerfallen die größeren Moleküle und spalten sich in kleinere auf. Ziel der Spaltung ist es, die Ausbeute an leichten Kraftstoffen zu erhöhen. Eine andere Form des thermischen Spaltens ist das „Visbreaking", mit dem die Zähflüssigkeit (Viskosität) hochviskoser Rückstände gesenkt wird.

31 Während die thermische Spaltung gerade zur Benzinerzeugung nur bedingt geeignet ist, da einerseits die Ausbeute geringer ist als etwa beim katalytischen Cracken, andererseits auch die Nebenprodukte wie Spaltgase und Heizöl in beträchtlicher Menge entstehen, stellt die Katalyse eine deutliche Verbesserung dar. Crackkatalysatoren verändern gewissermaßen die Reaktionsgeschwindigkeiten bei der Spaltung und lassen sich daher sehr viel gezielter einsetzen. Gängigste Katalysatoren heutzutage sind Zeolithe, also kristalline Aluminiumsilikate, die in Pulverform vorliegen.

32 Beiden vorangegangenen Methoden ist allerdings gemein, das während der Spaltung große Mengen Alkene (Olefine) entstehen.

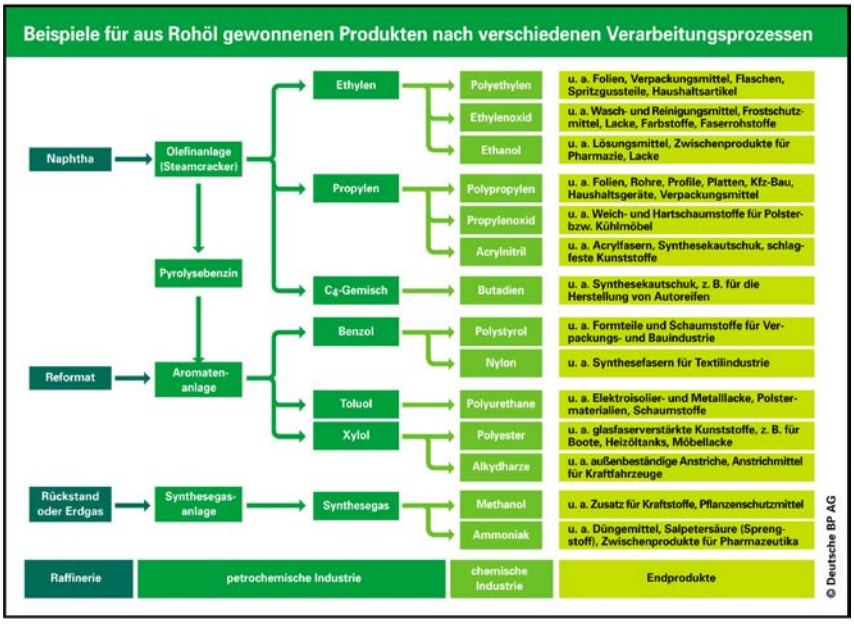


Abb. 4.3: Aus Rohöl gewonnene Produkte

Diese ungesättigten Verbindungen sind höchst instabil, was dazu führt, dass sie bereits bei Umgebungstemperatur reagieren. Beim Hydrocracken wird dem entgegengewirkt, indem die Bruchstücke gleich nach dem Spaltvorgang mit Wasserstoff gesättigt werden. Abhängig vom Katalysator lässt sich hierbei recht genau steuern, ob überwiegend Benzin oder Mitteldestillate gewonnen werden. Der Nachteil dieser Methode ist, dass sie recht kostenintensiv ist.

Rohstofftransport

Daniel Pohl und Ulrich Winkler

Nach der Förderung wird das Rohöl über weit verzweigte Transportnetze erst zur Aufbereitung und anschließend zum Weiterverkauf transportiert. Während der Rohstoff ursprünglich in Fässern, den „barrels", abgefüllt wurde und mittels Fuhrwerken, Lkw und Schiffen zur Aufbereitung transportiert wurde, haben sich die Transportwege über die Jahrzehnte zunehmend professionalisiert. Als besonders effizienter Transportweg über weite Strecken hat sich über die Jahre der Transport per Rohrleitung (Pipeline) durchgesetzt. Während der Behälter und der Transportweg bei der Pipeline eine Einheit bilden und damit eine besonders sichere und umweltschonende Weiterleitung garantieren, hat sich auch der Transport per Tankschiff entwickelt. Hauptsächlich auf den langen Überseetransporten bietet der flexible Einsatz von Tankern in unterschiedlichen Schiffsklassen den kostengünstigsten und nachhaltigsten Transport. Die wichtigsten Transportweg werden im Folgenden erläutert.

Inhaltsübersicht

		Rn.			Rn.
1	Einleitung	1–3	3	Tankertransport	9–12
2	Pipelinetransport	4–8			

1 Einleitung

Der Transport flüssiger, später auch gasförmiger Rohstoffe über Rohrleitungssysteme und Pipelines ist im Prinzip schon seit Jahrtausenden Bestandteil menschlicher Zivilisation. Wurde in den Anfängen vornehmlich Wasser über Leitungssysteme und Aquädukte zu Siedlungen und Feldern transportiert, so werden heute Erdöl und Erdgas rund um den Globus über vergleichbare Leitungssysteme ihren Bestimmungsorten zugeführt. Wenngleich sich die technischen Anforderungen an die Systeme aufgrund der heute transportierten Rohstoffe stark von ihren chinesischen, mesopotamischen, griechischen oder römischen Vorgängern unterscheiden, ist das Prinzip doch **1**

vergleichbar. Die erste, „moderne“ Rohölpipeline wurde schließlich im Jahr 1865 in Betrieb genommen und verband damals, auf rund acht Kilometern Länge, die Titusville-Bohrung von „Colonel“ Drake mit der nächstgelegenen Eisenbahnstation, von wo aus der Rohstoff in Holzfässer abgefüllt und weiterverschickt wurde.

2 Der Hauptgrund für den Bedarf eines stabilen, schnellen und weit verzweigten Pipelinenetzes liegt heute darin begründet, dass Erdöl oder Erdgas häufig in entlegenen und schwerzugänglichen Regionen abseits der Zivilisation gefördert werden, die Hauptabnehmer und Aufbereiter jedoch viele tausend Kilometer entfernt sitzen. Ob nun Offshore-Gebiete weit vor der Küste erschlossen werden oder Öl aus dem arabischen Wüstenboden sprudelt, Öl aus Alaska in Texas verbraucht wird oder Fördermengen aus Sibirien nach Westeuropa verkauft werden – der schnelle, reibungslose Transport ist ein zentrales Element der heutigen Mineralölwirtschaft.

3 Dabei erreicht heute kein anderes Massengut das Transportvolumen der beiden Hauptenergieträger Öl und Gas, was folglich auch eine faktische Einschränkung bei der Wahl der Transportmittel bedeutet. Großvolumig, schnell und langstreckentauglich lauten die wesentlichen Anforderungen. Während Rohöl noch wahlweise via Pipelines oder Tankschiffen zu transportieren ist, kommt für gasförmige Stoffe oft nur die Fernleitung in Betracht. Aber auch hier sind Gastanker, die riesige Mengen verflüssigtes Erdgas (LNG, Liquified Natural Gas) befördern, deutlich auf dem Vormarsch. Die transportierte Gas-Menge eines einzigen großen LNG-Tankers reicht mittlerweile, um den kompletten Bedarf Großbritanniens für 8 Stunden zu decken!

2 Pipelinetransport

4 Vorzüge des Pipelinetransports liegen in der besonders effizienten Nutzung von Transportgefäßen, Transportwegen und Transportgütern sowie der Unabhängigkeit gegenüber Wettereinflüssen. Bilden bei einer Pipeline Behälter und Weg im wahrsten Sinne eine Einheit, so entfällt zusätzlich der Rücktransport leerer Gefäße, Container oder Fässer. Und auch die Faktoren Sicherheit und Umweltschutz spielen zunehmend eine wichtigere Rolle und werden von Pipelines wie von keinem zweiten Transportmittel garantiert.

Der einzige Nachteil solcher fixen Transportleitungen liegt dagegen darin, dass die Streckenführung im Nachhinein nicht beliebig zu verändern ist. Wenngleich ein solcher Einwand, zumindest bezogen auf den Langstreckentransport, eigentlich nur bedingt relevant erscheint, sind doch in der Praxis auch die Abnehmer in Form von Aufbereitungsanlagen ebenfalls örtlich gebunden. Sehr viel brisanter sind da schon politische Abhängigkeiten, die sich immer dann ergeben, wenn Pipelines Territorialgebiete von Staaten mit wechselhaften Regimen kreuzen. Zudem sind Rohrleitungen über weite Strecken, über- oder unterirdisch, teilweise auch unterseeisch, höchst kostenintensiv. **5**

Trotz der im Vergleich hohen Baukosten wird Pipelines für den Transport über weite Entfernungen von den meisten Mineralölgesellschaften der Vorzug vor anderen Transportmitteln gegeben. Neben der Länge der Rohrleitungen unterscheidet sich auch ihr Durchmesser und damit ihre Transportkapazität, deren Angabe in Normkubikmetern pro Stunde (Nm^3/h) erfolgt. Um das Erdöl im System in Bewegung zu bringen, kommen Druckkreiselpumpen zum Einsatz. Je nach Durchmesser, Distanz und Zähigkeit des Mediums müssen mehr oder weniger Pumpen hintereinandergeschaltet werden. Typischerweise transportiert eine Pipeline das Öl in einer Fußgängergeschwindigkeit von drei bis fünf km/h. Zudem lassen sich trotz der gewissen Statik der Transportwege über ferngesteuerte Schieber auch unterschiedliche Segmente der Leitung ansteuern. Vergleichbar mit dem Schienennetz der Eisenbahn und seinen Weichen können Abzweigungen im Leitungssystem durch diese Sperren angesteuert werden und die Fließrichtung des Transportgutes umgelenkt werden. **6**

Schwierigkeiten bereitet dagegen die Tatsache, dass Pipelines vielfach von mehreren Gesellschaften oder mehreren Abnehmern gleichermaßen genutzt werden und zudem auch unterschiedliche Ölsorten transportiert werden. Um die Chargen, vor allem aber die Mengen voneinander abzugrenzen, kommen Trennmolche zum Einsatz. Sie füllen exakt den Querschnitt des Rohrs und trennen so die unterschiedlichen Ölsorten voneinander ab. Zudem wird heute recht aufwändige Software benötigt, um die Charge zu ihren jeweiligen Bestimmungsorten zu leiten. **7**

Trotz aller Vorteile gilt es für den Betreiber, das gesamte Leitungssystem stetig zu warten. Nicht nur die hohen Drücke des transportierten **8**

Materials, auch die mit einem Leck verbundenen finanziellen Verluste und Umweltschäden können enorm sein. Aus Gründen der Stabilität kommt vornehmlich Stahl für den Bau in Frage. Schutz vor Korrosion bieten dabei eine entsprechende Beschichtung und eine regelmäßige Kontrolle des Systems. Auch hierbei kommen Molche zum Einsatz, die die Röhren auf Korrosion, ihre Wanddicke und eventuelle vorhandene Spannungsrisse hin überprüfen. Um äußeren Beschädigungen vorzubeugen, werden einzelne Streckenabschnitte von geschultem Personal abgelaufen, aus dem Helikopter heraus begutachtet oder mittels Infrarot-Verfahren von außen genauer überprüft.

3 Tankertransport

9 Vornehmlich der überseeische, transkontinentale Transport größerer Mengen von Erdöl machte Anfang des 20. Jahrhunderts den Bau von speziellen Tankschiffen erforderlich. Weit vor den ersten Unterseepipelines bestand im Verschiffen die einzige Möglichkeit, Öl über weite Strecken zu befördern. Während anfangs noch Schiffe mit eingebauten Holzfässern – den „Barrels" – zum Einsatz kamen, liefen vor mehr als hundert Jahren die ersten Stahltanker vom Stapel. 3.000 Tonnen fasste der erste Tanker dieser Art, die „Glückauf" eines deutschen Reeders. Aus heutiger Sicht hoch riskant waren die motorgetriebenen Stahlschiffe, wie schon ihre segelnden Vorgänger des ausgehenden 19. Jahrhunderts, lange einwandig. Die Außenhaut des Schiffes war also gleichzeitig die Wandung des integrierten Tanks. Doch trotz der Sicherheitsrisiken bei etwaigen Havarien erfuhr dieses Transportprinzip lange keine Änderung.

10 Einzig die Flotten wurden größer, die Tankerzahl nahm bis in die späten 70er Jahre stetig zu und die Tragkraft der einzelnen Schiffe stieg. 12.000 bis 18.000 Tonnen – diese Größe galt lange als ideale Zuladung für den überseeischen Transport. Angesichts späterer Super-Mammut-Tanker wie der französischen „Batillus" und ihrer drei Schwesternschiffe mit Zuladungen von gigantischen 553.622 tdw je Schiff (engl.: tons dead weight = Tonnen Tragfähigkeit) eine eher geringe Tragkraft. Dass Größe dabei nicht alles ist, zeigte sich 1980, als die „Seawise Giant", vormals mit einer schon beachtlichen Tragkraft von 420.000 tdw, zum größten Tankschiff der Welt aufgerüstet wurde.

Nach einer Verlängerung des Mittelschiffs um satte 81 Meter kam der Gigant nach dem Umbau auf eine Ladekapazität von 564.739 tdw. Zu spät, denn die Zeit der Super-Mammut-Tanker war damals bereits abgelaufen, da die weltweite Tankertonnage bereits größer war als die Nachfrage. Heute dient die „Seawise Giant" – inzwischen in „Knock Nevis" umbenannt – lediglich als Rohöllager.

Wie ihr erging es fortan vielen Schiffen, die ausgemustert, umgebaut **11**
oder verschrottet wurden. Denn vermehrt erhielt der Transport via Pipeline den Vorzug gegenüber dem Verschiffen. Lediglich der Inselstaat Japan fragte aufgrund seiner besonderen geografischen Lage weiterhin Supertanker nach. Doch dieses Größenwachstum führt auch zu neuerlichen Problemen. Aufgrund ihrer großen Abmessungen können viele Supertanker nur noch wenige Häfen anlaufen, sind vielfach zu groß für Kanäle wie den Panamakanal und lassen sich schwer manövrieren.

Klassifizierung nach Tankergrößen:			
Tankerklasse:		Transportiert:	Tragfähigkeit in tdw:
GP	General Purpose	Erdölprodukte	bis 25.000 tdw
MR	Medium Range	Erdölprodukte und Rohöl	bis 60.000 tdw
LR I	Large Range I	Rohöl	bis 100.000 tdw
LR II	Large Range II	Rohöl, Kombifrachter	bis 175.000 tdw
VLCC	Very Large Crude Carrier	Reine Rohölfrachter	bis 275.000 tdw
ULCC	Ultra Large Crude Carrier	Reine Rohölfrachter	größer als 275.000 tdw

Quelle: Das Buch vom Erdöl

Klassifizierung nach Tankergrößen:		
Tankerklasse:	Transportiert:	Tragfähigkeit in tdw:
Coaster Small Tanker, Small Handysize-Tanker	Erdölprodukte	bis 20.000 tdw
Handysize-Tanker **Handymax-Tanker** *als Medium Range (MR 1)* *als Medium Range (MR 2)*	Erdölprodukte	bis 60.000 tdw bis 45.000 tdw bis 60.000 tdw
Panamax-Tanker **Panmax-Tanker** *auch Large Range 1 (LR 1)*	Rohöl und Erdölprodukte	bis 80.000 tdw
Aframax-Tanker *auch Large Range 2 (LR 2")*	vornehmlich Rohöl, auch reinere Erdölprodukte	bis 120.000 tdw
Suezmax-Tanker	Rohöl	bis 200.000 tdw
Very Large Crude Carrier	Reine Rohölfrachter	bis 320.000 tdw
Ultra Large Crude Carrier	Reine Rohölfrachter	größer als 320.000 tdw

Quelle: Hansa Hamburg Shipping

12 Die wohl wichtigste Neuerung im Zuge der modernen Tankschifffahrt stellen die Zwei-Hüllen-Tanker dar. Ihre doppelte Außenhülle, die rund zwei bis drei Meter von den Frachttanks liegt, sichert das Schiff, vor allem aber die Ladung und damit die Umwelt bei Beschädigungen der äußeren Hülle durch Grundberührungen oder Kollisionen. Gleichzeitig eignen sich die Zellen der separaten Außenhülle als Ballasttanks zum Trimmen des Schiffes mit Seewasser. Mit dieser technischen Weiterentwicklung trägt nicht zuletzt die Internationale Schifffahrts-Organisation (IMO) vorangegangenen Havarien Rechnung. Alle Tanker, die nach 1996 gebaut wurden und eine Transportfähigkeit von mehr als 5.000 Tonnen haben, müssen demnach mit einer Doppelhülle ausgestattet sein. Ab 2015 sollen dann nur noch doppelwandige Tanker im Einsatz sein.

Natururan-Versorgung

Fritz H. Barthel

Die weltweiten Vorräte und Produktion von Uran werden seit 1965 von einem unabhängigen Expertengremium in zweijährigem Turnus erfasst und von der Nuclear Energy Agency der OECD und der International Atomic Energy Agency publiziert. Die Vorräte werden nach der Nachweissicherheit und den Kosten ihrer bergmännischen Gewinnung unterteilt. Infolge des in 2006 auf ca. 120 US$/kg U gestiegenen Preises gelten die früher als unwirtschaftlich angesehenen Vorräte, die bis 130 US$/kg U gewinnbar sind, jetzt als Reserven (derzeit technisch und wirtschaftlich gewinnbare Mengen). Mit weltweit ca. 3,3 Millionen t U würden diese Reserven bei unverändertem Jahresbedarf für die existierenden Kernkraftwerke etwa 50 Jahre ausreichen. Weiterhin sind Vorräte mit geringerer Nachweissicherheit vorhanden, die den Bedarf darüber hinaus sicherstellen können. Etwa 50% der Reserven entfallen auf die drei Länder Australien, Kasachstan und Kanada. Die jährliche Uranproduktion lag 2005 bei ca. 41.500 t Uran. Davon entfallen ca. 60% auf die Länder Kanada, Australien und Kasachstan. Drei weltweit tätige Bergbaugesellschaften produzieren 45% des jährlich abgebauten Urans. Obwohl die Produktion gestiegen ist, kann sie den Jahresbedarf von ca. 65.000 t U nicht decken, so dass die fehlenden Mengen aus „sekundären Quellen" (Lagerbestände, Mischoxid, wiederaufbereitetes Uran, abgereichertes Uran, militärische Bestände) entnommen werden müssen. Die Aussichten für die künftige Deckung des Uranbedarfs und die Rolle von „sekundären Quellen" werden vorgestellt.

Inhaltsübersicht

		Rn.
1	Uran – allgemein	1–4
2	Historischer Abriss	5–14
3	Uranlagerstätten	15–21
4	Uranvorräte	22–43
4.1	Zeitliche Entwicklung der Vorräte	36–38
4.2	Nicht konventionelle Vorräte	39–43
5	Welturanproduktion 1945 bis 2005	44–69
5.1	Entwicklung der Welturanproduktion	46–56
5.2	Überblick über die Veränderungen der letzten Jahre (2001 bis 2005)	57–69
6	Ausblick	70–104
6.1	Uranbedarf und seine Deckung	77–88
6.2	Lagerbestände	89–92
6.3	Kernwaffenuran	93–94
6.4	Abgereichertes Uran	95–96
6.5	Mischoxid (MOX)	97–99
6.6	Uranpreise	100–104
7	Ergänzende Literatur	

1 Uran – allgemein

1 Das Metall Uran hat unter den in der Natur vorkommenden Elementen die höchste Ordnungszahl, nämlich 92 und ein Atomgewicht von 238. Es hat eine Dichte von 19,04 g/cm^3 (schwerer als Blei mit 11,34 g/cm^3) und einen Schmelzpunkt von 1132 °C. In der Natur tritt Uran nur in Sauerstoffverbindungen auf, entweder vierwertig (meist oxidisch) oder sechswertig (häufig in Verbindungen mit anderen Elementen).

2 In der Erdkruste beträgt die durchschnittliche Konzentration (Clark-Zahl) 3 g Uran pro Tonne Gestein. Durch Anreicherungsprozesse entstehen Lagerstätten, wobei der Gehalt der Bauwürdigkeit (wirtschaftliche Konzentration) bei über 1000 g/t liegen sollte. In Lagerstätten, bei denen das Uran als Nebenprodukt anderer Rohstoffe (z.B. Gold, Kupfer) gewonnen wird oder in Sonderfällen sind auch geringere Konzentrationen von wenigen bis einigen 100 g/t noch rentabel.

3 Das hohe Atomgewicht ist mit eine Ursache für die Radioaktivität des Urans. Über eine lange Zerfallsreihe und radioaktive Zwischenprodukte steht am Ende inaktives Blei (Atomgewicht 206, Ordungszahl 82).

4 Das in der Natur vorkommende Uran (U_{nat}) setzt sich aus 99,2739% U 238, 0,7205% U 235 und 0,0056% U 234 zusammen. Für den Einsatz in Leichtwasserreaktoren muss der Anteil von U 235 auf 3 bis über 4% (d.h. 4 bis 6-fach) künstlich angereichert werden, denn nur dieses ist spaltbar. Natururanreaktoren (z.B. CANDU-Typ) werden mit nichtangereichertem Uran betrieben. Zur Anreicherung muss das Uran als Gas (UF_6) vorliegen, die dann mittels Gasdiffusion oder in Zentrifugen erfolgen kann. Andere Verfahren sind entweder aufgegeben worden oder befinden sich im Erprobungsstadium.

2 Historischer Abriss

5 Uran hat als Rohstoff eine relativ kurze Geschichte. Sie begann in der Mitte des 20. Jahrhunderts, als sich der Einsatz von Kernreaktoren durchsetzte. Im öffentlichen Bewusstsein hatte sich seit 1945 die Anwendung des Urans als Atombombensprengstoff mit dessen tragischen Folgen verankert.

Die eigentliche Geschichte des Urans datiert auf das Jahr 1789, als der Berliner Apotheker Klaproth aus der Pechblende von Johanngeorgenstadt/Erzgebirge ein neues Element nachwies, das er nach dem kürzlich vorher durch Herschel entdeckten Planeten Uranus als „Uranit", später als „Uranium", bezeichnete. Das Uranerz Pechblende war den sächsischen Bergleuten seit dem 16. Jahrhundert bekannt. Es verdankt seinen Namen sowohl dem pechähnlichen Aussehen als auch der Tatsache, dass sein Auftreten in den Erzgängen das Ende der Silbervererzung anzeigte. **6**

Die Herstellung von Uran in metallischer Form gelang Péligot 1841, auf den auch die Dichtebestimmung und Identifizierung als Element mit dem höchsten Atomgewicht zurückgeht. **7**

Im 19. Jahrhundert fanden Uranverbindungen in der chemisch-pharmazeutischen Industrie als Farbstoff für Gläser und Porzellan und in der Photographie Verwendung. Auf die toxische Wirkung wurde bereits in den 30er Jahren des 19. Jahrhunderts hingewiesen, seine Heilwirkung blieb umstritten. 1887 wurde in Deutschland die Verwendung von Uranfarben bei Verpackungen von Nahrungsmitteln verboten. Der Einsatz von Uran zur Glas- und Porzellanfärbung hielt bis Anfang des 20. Jahrhunderts an, die benötigten Mengen waren vergleichsweise gering. Ende des 19. Jahrhunderts wurde Uran in Legierungen zur Herstellung von Panzerplatten und Geschützrohren eingesetzt; die militärische Verwendung begann also schon ein halbes Jahrhundert vor dem Einsatz in Bomben. **8**

Ein neuer Verwendungszweck eröffnete sich 1896 mit der Entdeckung der *Radioaktivität* durch Becquerel. 1898 entdeckte Maria Curie-Sklodowska, dass natürliche Uranerze eine stärkere Strahlung aussandten als metallisches Uran. Auch aus der Tatsache, dass nach der Abtrennung des Urans die Rückstände radioaktiv sind, wurden die Zerfallsprodukte erkannt, was zur Entdeckung des *Radiums* führte. Der Einsatz von Radiumverbindungen für medizinische Bestrahlungen leitete eine neue Phase des Uranbergbaus ein. Wegen der geringen Gehalte mussten ca. 10 t Uranerz oder Rückstände aufbereitet werden, um 1 g Ra zu gewinnen. Anfang des 20. Jahrhunderts war 1 g Ra ca. 200.000 US$ wert und damit teurer als Gold. **9**

Die verstärkte Suche nach neuen Lagerstätten führte u. a. 1913 zur Entdeckung von Shinkolobwe/Kongo und Großem Bärensee/Ka- **10**

nada im Jahre 1933. Die Vanadiumerze des Colorado-Plateaus/USA gewannen wegen ihrer Uranführung eine neue Bedeutung. Schon in dieser Zeit wurden grundlegende Erkenntnisse über die Bildungsbedingungen von Uranlagerstätten gewonnen. Das bald entstehende größere Radiumangebot führte zu einem Preisverfall in den 30er Jahren des 20. Jahrhunderts.

11 Mit der Entdeckung der *Kernspaltung* durch Hahn, Meitner und Strassmann 1938 rückte das Uran am Beginn des 2. Weltkrieges in das Zentrum der Rüstungspolitik. Unter größter Geheimhaltung begann ein Wettrüsten der Weltmächte, z.B.das Manhattan-Projekt in den USA. Mit dem Abwurf von Atombomben auf Hiroshima und Nagasaki im August 1945 endete der 2. Weltkrieg auch in Asien.

12 Der Boom der Uranexploration und die Errichtung neuer Bergbauprojekte waren in den westlichen Demokratien jedoch nicht zu verbergen, während die Sowjetunion und der Ostblock bis zur Auflösung Einzelheiten geheim hielten. Gerüchte über dortige Lagerstätten und deren Produktion konnten kein vollständiges Bild vermitteln.

13 Die Produktion des fast ausschließlich für *militärische Zwecke* abgebauten Urans stieg in allen Teilen der Welt von einigen 1000 t pro Jahr nach 1945, nach jetzt vorliegenden Informationen, auf ein vorläufiges Maximum von fast 48.000 t im Jahr 1959 an.

14 In dieser Zeit bestand auch vor dem Hintergrund der sich entwickelnden *zivilen Nutzung* der Kernkraft ein großes Interesse an der weltweiten Erfassung der Uranvorräte. Auf dieser Basis formierte sich Mitte der 60er Jahre unter dem Dach der OECD-Kernenergieagentur (NEA) und der Internationalen Atomenergie Organisation (IAEA) eine von den jeweiligen Regierungen nominierte Kommission unabhängiger Experten (Uran-Gruppe), zunächst nur der westlichen Länder, die die weltweiten Entwicklungen der Uransituation beobachtet und seit 1965 im Abstand von jeweils 2 Jahren das sog. „Rote Buch“ (Uranium Resources, Production and Demand) publiziert. Dieser Gruppe gehören seit Anfang der 90er Jahre Experten aus aller Welt an. Seit dieser Zeit lüftete sich auch das Geheimnis um Lagerstätten, Vorräte und Gewinnung in der Sowjetunion und den Ländern des Ostblocks. Der regelmäßige Erfahrungsaustausch der Experten wurde weltweit und durch gegenseitige Besuche von Lagerstätten vertieft.

3 Uranlagerstätten

Die derzeit in sog. *Uranprovinzen* auftretenden wirtschaftlich interessanten Lagerstätten können grob fünf Typen zugeordnet werden. Die Vorräte der hinreichend gesicherten Reserven (**R**easonably **A**ssured **R**esources = RAR), gewinnbar bis 130 US$/kg U, betragen weltweit rund 3,3 Millionen t U (Uranium 2005, Resources, Production and Demand). Nach Schätzungen entfallen auf die einzelnen Typen etwa folgende Mengen: **15**

- Lagerstätten in Sandsteinen verschiedenen Alters: 1.000.000 t U 28,4%
- Diskordanzgebundene, gangförmige Lagerstätten: 550.000 t U 20,8%
- Lagerstätten in Brekzienkomplexen: 520.000 t U 19,7%
- Gang- und metasomatische Lagerstätten: 440.000 t U 11,4%
- Lagerstätten in Konglomeraten: 230.000 t U 6,1%
- Andere (u. a. Granite, Vulkanite): 560.000 t U 13,6%

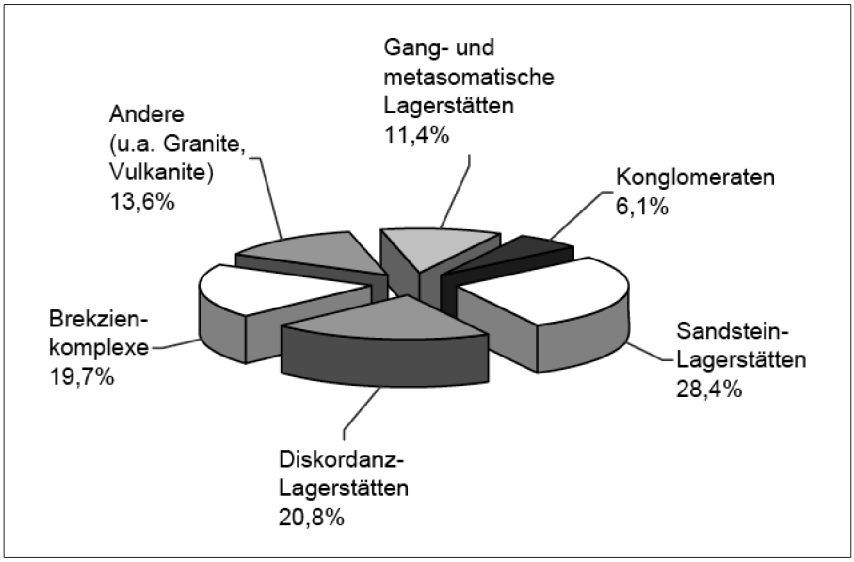


Abb. 3.1: Verteilung der Uranvorräte (gewinnbar bis 130 US$/kg U) auf die Lagerstättentypen

16 Von größtem *wirtschaftlichen Interesse* sind wegen der hohen Gehalte (oft mehrere Prozent Uran) die *diskordanzgebundenen Lagerstätten*. Sie werden im Athabasca-Becken der Provinz Saskatchewan/Kanada und im East-Alligator-River-Gebiet im Northern Territory/Australien abgebaut. Besonders reiche Lagerstätten (Urangehalte > 10%) treten im Athabasca-Becken auf, deren Reicherze im Tagebau und Tiefbau gewonnen werden. Die außerordentlich hohen Gehalte erfordern wegen der starken Strahlung besondere Abbauverfahren, bis hin zum mannlosen Bergbau (remote mining). Die australischen Lagerstätten haben Durchschnittsgehalte von unter 1% und lassen sich durch Tage- und Tiefbau gewinnen.

17 Der *mengenmäßig* größte Anteil, die bis 130 $/kg U gewonnen werden können, entfallen auf Lagerstätten, die in *Sandsteinerzen* auftreten. Große Lagerstätten dieser Art treten in Kasachstan, in den USA, Usbekistan und im Niger auf. Manche dieser Lagerstätten eignen sich zur Gewinnung durch *In-situ-Laugung* (ISL). Dabei wird das Erz nicht bergmännisch gefördert. Alkalische oder saure Lösungen werden durch Bohrlöcher in die vererzten Zonen eingebracht, wodurch das Uran gelöst und die Lösung über Förderbohrungen zu Tage gepumpt wird. Diese Methode eignet sich bei Sandsteinen, die nach unten und oben durch wasserundurchlässige Horizonte abgedichtet sind. Die Gewinnung ist relativ kostengünstig, da kein großer Eingriff in die Landschaft erforderlich ist (u.a. Vermeidung von Abraum). Deshalb können Gehalte unter 0,1% U noch gewonnen werden. Für die bergmännische Gewinnung im Tage- oder Tiefbau sollten die Erzgehalte i. a. über 0,1% U liegen. In den USA dominieren kostengünstige ISL-Lagerstätten derzeit die Produktion.

18 In der nächsten Gruppe sind die klassischen *Ganglagerstätten*, in denen Uran häufig mit Buntmetallen vergesellschaftet ist, und die *metasomatischen* Lagerstätten zusammengefasst, deren Entstehung ebenfalls auf hydrothermalen Vorgängen beruht.

19 Die Ganglagerstätten sind weit verbreitet und haben in einigen Ländern wirtschaftliche Bedeutung. Früher waren in Europa die jetzt erschöpften Ganglagerstätten des sächsischen und böhmischen Erzgebirges sowie die im französischen Zentralmassiv wirtschaftlich wichtig. Derzeit ist eine große Lagerstätte in Rußland in Betrieb. Für die

Bauwürdigkeit sollten die Gehalte über 0,2% U liegen. Metasomatische Lagerstätten werden in der Ukraine und in Brasilien abgebaut.

20 Für die Lagerstätten in *Brekzienkomplexen* gibt es derzeit ein wirtschaftliches Beispiel, die Kupfer-Gold-Uran-Lagerstätte Olympic Dam in Südaustralien. Uran (durchschnittlicher Gehalt 0,08% U) wird neben dem Kupfer und Gold als Beiprodukt gewonnen. Olympic Dam ist trotz der relativ geringen Urangehalte wegen seiner riesigen Vorräte und Einmaligkeit von herausragender Bedeutung.

21 Die Uranlagerstätten in *Konglomeraten* kommen in der Republik Südafrika und in Kanada vor. In Südafrika ist Uran (300 bis 400 g/t) ein Beiprodukt der Goldgewinnung. In Kanada ist der Abbau der goldfreien Konglomeraterze 1996 aus wirtschaftlichen Gründen eingestellt worden. Größere Konglomeratvorkommen gibt es in Brasilien (Quadrilatero Ferrifero) allerdings mit derzeit nicht bauwürdigen Gehalten.

4 Uranvorräte

22 Grundsätzlich unterscheidet man zwischen konventionellen und nichtkonventionellen Vorräten. Zu den konventionellen Vorräten zählen Lagerstätten mit Uran als Hauptrohstoff. In einigen Fällen können dazu auch Lagerstätten zählen, in denen Uran wichtiges Nebenprodukt ist (u. a. Konglomerate mit Gold in Südafrika, Kupfer-Gold-Lagerstätte Olympic Dam in Südaustralien). Nichtkonventionelle Vorräte sind u. a. Granite und Schiefer mit erhöhten Urangehalten (s.u.).

23 Die Uranlagerstätten und ihre Vorräte sind ungleichmäßig auf der Welt verteilt. Ihre Verbreitung hängt von der geologischen Beschaffenheit und vom Stand der Untersuchungen ab. Den besten Überblick über die Verteilung der Uranvorräte vermitteln die im Abstand von zwei Jahren aktualisierten Untersuchungen der Nuclear Energy Agency (NEA) der OECD und der Internationalen Atomenergie Organisation (IAEA) unter dem Titel „*Uranium Resources, Production and Demand*“, bekannt als „Rotes Buch“ (letzte Ausgabe 2005). Diese Zusammenstellungen werden von einem unabhängigen Gremium verfasst und basieren auf offiziellen Abfragen der jeweiligen Länder. In unregelmäßigen Abständen veröffentlicht auch die World Nuclear

Association London (WNA, früher Uranium Institute) Vorratserfassungen, die auf Firmenangaben beruhen. In jüngster Zeit beruft sich WNA auf die o. g. Zusammenstellung der NEA/IAEA.

24 Die NEA/IAEA benutzt bei ihren Einteilungen der Vorräte eine Klassifizierung nach

- reasonably assured resources (RAR), entsprechend sicheren und wahrscheinlichen Vorräten,
- inferred resources (IR) (früher: estimated additional resources, cat. I – EAR I), entsprechend möglichen Vorräten,
- prognosticated resources (PR) (früher: estimated additional resources, cat. II – EAR II), entsprechend prognostischen Vorräten,
- speculative resources (SR).

Die Vorräte reasonably assured resources und inferred resources werden zusammen als identified resources (früher known resources) zusammengefasst, die prognosticated und speculative resources als undiscovered resources.

25 Die verschiedenen Vorratskategorien werden nach *Gewinnungskosten* unterteilt. Die Kostenklassen sind den Entwicklungen des Marktes angeglichen worden. In Anwendung sind z. Z.:

- für RAR und IR: Gewinnungskosten bis 40 $/kg U, bis 80 $/kg U und bis 130 $/kg U,
- für PR: Gewinnungskosten bis 80 $/kg U und bis 130 $/kg U,
- für SR: Gewinnungskosten bis 130 $/kg U und ohne Kostenangabe.

Die Kostenklasse gewinnbar bis 40 $/kg U wurde von der NEA/IAEA erstmalig ab 1993 abgefragt. Von rund 50 Ländern, die regelmäßig Vorratsangaben in allen genannten Kategorien angeben, teilten 2005 34 Länder Vorräte in der niedrigsten Kostenklasse mit. Eine Übersicht der Vorräte in den verschiedenen Kategorien und Kostenklassen vermittelt die Tabelle 4.1.

Tab. 4.1: Uranvorräte der Welt nach Vorratskategorien und Gewinnungskosten (Stand 1. 1. 2005)

Vorratskategorie	gewinnbar bis 40 $/kg U	gewinnbar bis 80 $/kg U	gewinnbar bis 130 $/kg U
RAR	1.947.400 t U	2.643.300 t U	3.296.700 t U
IR	799.000 t U	1.161.000 t U	1.446.100 t U
RAR + IR	2.746.400 t U	3.804.300 t U	4.742.800 t U
PR	keine Angaben	1.700.100 t U	2.518.800 t U
SR	keine Angaben	keine Angaben	4.557.000 t U
Gesamt	> 3.000.000 t U	> 5.500.000 t U	ca. 12.000.000 t U

Quelle: NEA/IAEA Uranium 2005, Resources, Production and Demand.

Die World Nuclear Association London (WNA) verwendete in der im Juni 2006 erschienen Vorratszusammenstellung Zahlen der NEA/IAEA. Die bekannten gewinnbaren Vorräte (known recoverable resources) werden mit 4.743.000 t Uran angegeben. Das entspricht den Vorräten RAR + IR, gewinnbar bis 130 $/kg U, der NEA/IAEA. Zum Vergleich sind in der Tabelle 4.2 die Vorratsangaben der WNA von 1998 (damals noch Uranium Institute) wiedergegeben. Damals waren Gewinnungskosten bis 80 $/kg U angegeben worden. **26**

Tab. 4.2: Uranvorräte der Welt in Klassen und nach Gewinnungskosten (Uranium Institute/WNA London 1998)

Vorratskategorie	Gewinnungskosten in $/kg U		
	< 40	< 60	< 80
Reserves Class I	1.324.000	1.534.000	1.755.000
proven	818.000	945.000	1.081.000
probable	506.000	589.000	674.000
Reserves Class II	561.000	1.499.000	1.649.000
measured	129.000	166.000	202.000
indicated	361.000	1.067.000	1.106.000
inferred	71.000	266.000	341.000
Summe I+II	**1.885.000**	**3.033.000**	**3.404.000**

27 Eine Zusammenstellung der Vorräte nach der Ausgabe 2005 des Roten Buches, unterteilt in die Kategorien reasonably assured resources (RAR) und inferred resources (IR) und deren Gewinnungskosten für die zehn wichtigsten Länder vermittelt die Tabelle 4.3.

Tab. 4.3: Die gewinnbaren Uranvorräte für die 10 wichtigsten Länder in 1000 t U (Stand 1.1.2005) Reihenfolge: RAR < 130 $/kg U, Prozentanteile jeweils für die Gewinnungskosten bis 130 $/kg U.

Kategorie / **Kostenklasse** / **Länder**	**Reasonably assured resources**				**Inferred resources**			
	Gewinnungskosten in $/kg U							
	< 40	**< 80**	**< 130**	**%**	**< 40**	**< 80**	**< 130**	**%**
Australien	701	714	747	22,7	343*	360	396	27,4
Kasachstan	279	378	514	16,6	129	228	302	20,9
Kanada	287	345	345	10,5	85	99	99	6,8
USA	53*	102	342	10,4	n. b.	n. b.	n. b.	
Rep. Südafrika	89	177	255	7,7	55	72	85	5,9
Namibia	62	151	183	5,6	61	86	100	6,9
Niger	173	180	180	5,5	0	45	45	3,1
Brasilien	140	158	158	4,8	0	74	121	8,4
Russ. Föderation	58	132	132	4,0	22	41	41	2,8
Usbekistan	60	60	77	2,3	31	31	39	2,7
Übrige Länder	69	246	364	11,0	73	125	218	15,1
Welt	**1971**	**2643**	**3297**		**799**	**1161**	**1446**	

* geschätzt
Quelle: NEA/IAEA: Uranium 2005, Resources, Production and Demand, Paris 2006

28 Die Vorräte der Kategorien RAR und IR werden gemeinsam betrachtet, da die IR (weniger genau bekannt als RAR) gut erfasst sind und für weitere Planungen herangezogen werden. Die NEA/IAEA fasst die RAR und IR als bekannte Vorräte (identified bzw. known resources) für Betrachtungen der Verfügbarkeit zusammen. Die bekannten Vorräte, gewinnbar bis 40 $/kg U betragen weltweit rund 2,75 Millionen t U, gewinnbar bis 80 $/kg U rund 3,80 Millionen t U.

Da der Uranpreis (s.u.) im Juli 2006 auf 120 $/kg U (45 bis 46 $/lb U308) gestiegen war, sind die bis 130 $/kg U gewinnbaren bekannten Vorräte interessant geworden. Sie betrugen Anfang 2005 mehr als 4,74 Millionen t U (nicht alle Länder haben Daten mitgeteilt). Preise von über 100 $/kg U waren vor wenigen Jahren als nicht realistisch angesehen worden. Der Handelspreis lag 2000/01 für mittel- bis langfristige Lieferverträge erst bei 30 bis 35 $/kg U und bei Spotlieferungen um 25 $/kg U. **29**

In Erhebungen in den 80er Jahren wurden auch Vorräte mit Gewinnungskosten > 130 $/kg U ermittelt, weil man in Erwartung eines hohen Uranbedarfs Interesse an einer möglichst vollständigen Erfassung des gesamten Uranpotenzials hatte. Die Ermittlung ist unvollständig, da nur weniger als 10 Länder Zahlen mitgeteilt haben. Für die RAR > 130 $/kg U wurden ca. 420.000 t U und für die EAR I ca. 500.000 t U erfasst. Weltweit können mindestens je 1 Millionen t U für die beiden Kategorien angesetzt werden. Unter heutigen Gesichtspunkten und der gegebenen Marktsituation erscheint es vernünftig, künftig auch Vorräte mit Gewinnungskosten über 130 $/kg U in Betracht zu ziehen. **30**

Fasst man alle bekannten Vorräte (RAR + IR ohne Kostenbegrenzung) zusammen, so kann weltweit mit mehr als 6 Millionen t U gerechnet werden. **31**

Außer den bekannten Vorräten, RAR und IR, werden von der NEA/IAEA Vorräte in den Kategorien prognosticated resources (früher estimated additional resources category II, EAR II) und speculative resources (SR) erfasst. Da sie mit einem geringeren Grad des Nachweises ermittelt (prognostische Ressourcen) bzw. grob geschätzt (spekulative Ressourcen) werden, bezeichnet man sie auch als nicht entdeckte Vorräte (undiscovered resources). Wegen geringeren wirtschaftlichen Interesses an den nichtentdeckten Vorräten ist die Erfassung unvollständig. **32**

Nach Erhebungen von 2005 betragen die **prognostischen Vorräte**, gewinnbar bis 80 $/kg U ca. 1,7 Millionen t U und gewinnbar bis 130 $/kg U ca. 2,5 Millionent U an. Für prognostische Vorräte mit Gewinnungskosten > 130 $/kg U wurden ca. 670.000 t U ermittelt (unvollständige Erfassung). Für alle prognostischen Vorräte können ca. 3 Millionen. t U angenommen werden. **33**

34 Bei Gewinnungskosten bis 130 $/kg U wurden 2005 **spekulative Vorräte** von über 4,5 Millionen t U erfaßt. Angesichts der definitionsgemäßen Unsicherheiten bei den spekulativen Vorratszahlen ist eine Angabe von Gewinnungskosten eine grobe Schätzung. Auch die Zahl von ca. 12 Millionen t U für alle spekulativen Vorräte sollte nicht als obere Grenze angesehen werden.

35 Unter den gegebenen Voraussetzungen ergibt sich für alle konventionellen Uranvorräte mit abnehmendem Grad des wirtschaftlichen Interesses das in Tabelle 4.4 dargestellt globale Bild.

Tab. 4.4: Uranvorräte nach abnehmendem wirtschaftlichen Interesse

Vorratskategorie	Gewinnungskosten	in 1.000 t U
Reasonably assured resources	< 40 $/kg U:	1.947
(RAR)	< 80 $/kg U:	2.643
	< 130 $/kg U:	3.297
alle **RAR** geschätzt		ca. 5.000
Inferred resources (IR)	< 40 $/kg U:	799
	< 80 $/kg U:	1.161
	< 130 $/kg U:	1.446
alle IR geschätzt		ca. 2.500
Prognosticated resources	< 80 $/kg U:	1.700
(PR)	< 130 $/kg U:	2.519
alle **PR** geschätzt		ca. 3.000
Speculative resources	< 130 $/kg U:	4.5570
	Ohne Angabe von Gewinnungskosten	ca 3.000
alle spekulativen Vorräte:		ca. 15.000
alle konventionellen Uranvorräte gerundet:		ca. 25.000

4.1 Zeitliche Entwicklung der Vorräte

36 Die Summe aller konventionellen Ressourcen hat seit 1991 (erstmalige Erfassung der früheren Staatshandelsländer) zugenommen. Es ist zu berücksichtigen, dass die prognostischen und spekulativen Vorräte nicht überall vollständig erfasst worden sind.

1991 wurden alle konventionellen Ressourcen mit ca. 17 Millionen t U angegeben. Sie stiegen 1995 auf ca. 19 Millionen t U an und bewegen sich seither zwischen 20 und 25 Millionen t U. Die Zunahme ist auf den genauer werdenden Kenntnisstand, bes. über die früheren Staatshandelsländer, zurückzuführen. **37**

Die Summe der bekannten Ressourcen (RAR+IR), die bis 130 $/kg U gewinnbar sind, betrugen 2005 ca 4,74 Millionen t U. Seit 1991 haben sie um ca. 1,6 Millionen t U zugenommen. Die bis 80 $/kg U gewinnbaren bekannten Ressourcen, 2005 ca.3,8 Millionen t U, sind um ca 1,6 Millionen t U größer als 1991, trotz der zwischen 1991 und 2005 produzierten Menge von über 500.000 t U. **38**

4.2 Nichtkonventionelle Vorräte

Der Vollständigkeit halber werden die sog. nichtkonventionellen Vorräte erwähnt. Sie sind in Lagerstätten mit geringen Urangehalten vorhanden, die unter gewissen Voraussetzungen ein wirtschaftliches Interesse besitzen. In erster Linie gehören dazu die marinen Phosphatlagerstätten mit Urangehalten von 0,01 bis 0,02%. In den USA wurde daraus eine Zeit lang Uran gewonnen (einige 1.000 t U). In Belgien wurde aus importierten marokkanischen Phosphaten Uran extrahiert (insgesamt ca.700 t U). **39**

Eine weltweite Erfassung des Uranpotenzials aller Phosphatlagerstätten ist unvollständig. Die Schätzungen über den möglicherweise vorhandenen Uraninhalt belaufen sich auf ca. 15 Millionen t U. In einigen Veröffentlichungen wird von bis zu 22 Millionen t U ausgegangen, die theoretisch in Phosphatlagerstätten vorhanden wären (Uranium 2005, Resources, Production and Demand). Die Produktionskosten für Uran aus Phosphaten dürften bei 60 bis 100 $/kg U liegen. Die Gewinnung erfolgt über Phosphorsäure, aus der das Uran mit einem Ausbringen von ca. 70% extrahiert werden kann. Nach früheren Schätzungen könnten alle vorhandenen Phosphorsäureanlagen jährlich ca. 10.000 t U produzieren, falls Extraktionsanlagen angeschlossen und die wirtschaftlichen Voraussetzungen gegeben wären. **40**

In der Vergangenheit wurde auch erwogen, Uran aus Schwarzschiefern und Graniten zu gewinnen, wenn diese erhöhte Urangehalte aufwiesen. Unter den heutigen wirtschaftlichen Bedingungen haben sol- **41**

che Vorkommen keine Bedeutung. Eine Ausnahme ist die Lagerstätte Rössing, Namibia, wo ein Granit mit Gehalten um 0,03 bis 0,04% U im Tagebau abgebaut wird. Diese Lagerstätte wurde in den frühen 70er Jahren in Betrieb genommen und produziert seit 1976 ununterbrochen.

42 Bei den Überlegungen, Uran eventuell aus armen Großlagerstätten zu gewinnen, spielen außer wirtschaftlichen Gründen (hohe Kosten) auch ökologische Fakten eine große Rolle. Der mit einem Großabbau verbundene Eingriff in die Landschaft wäre in den meisten Fällen kaum vertretbar.

43 Als Quelle für einen nahezu unerschöpflichen Uranvorrat kann das Meerwasser in Erwägung gezogen werden (ca. 4,5 Milliarden t U bei ca. 3 mg U pro t Meerwasser). Die äußerst geringe Konzentration ist der Grund dafür, dass die Urangewinnung nur im experimentellen Stadium untersucht wurde. Japanische und französische Untersuchungen im Gewinnungsbereich von einigen Gramm gehen von Gewinnungskosten zwischen 100 bis 300 $/kg U aus. Die Gewinnung wirtschaftlich interessanter Mengen und deren Kostenrahmen ist noch ungewiss.

5 Welturanproduktion 1945 bis 2005

44 1998 dürfte die weltweit kumulierte Produktion seit 1945 die Marke von 2 Millionen t Uran überschritten haben. Für die Entwicklung der Weltproduktion sind zwei Merkmale kennzeichnend: Nach 1945 zog die Förderung von einigen 1.000 t U jährlich bis Ende der 50er Jahre auf jährlich ca. 48.000 t U an, bedingt im wesentlichen durch den militärischen Bedarf. Bis Mitte der 60er Jahre sank die Förderung auf jährlich ca. 31.000 t U ab, da der westliche militärische Bedarf gedeckt war und die zivile Nutzung nur geringe Mengen absorbierte. In den Staatshandelsländern war die Entwicklung gegensätzlich. Infolge des militärischen Bedarfs der Sowjetunion nahm dort die Uranförderung ständig zu. Sie stieg von jährlich ca 15.000 t U Mitte der 60er Jahre auf ein Maximum von ca 26.000 t U in Jahr 1978 an und betrug jährlich über 20.000 t U bis 1989. Dadurch stieg die weltweite Produktion auf jährlich knapp 70.000 t U Anfang der 80er Jahre an. Da besonders in der westlichen Welt die Produktion den Bedarf übertraf,

entstanden Lagerbestände, die auch aus Versorgungsgesichtspunkten in einigen staatlichen Lägern, bei Produzenten und Händlern angelegt worden waren.

45 Die Entwicklungen der Situation auf dem Sektor des Natururans wurden von einer Expertengruppe für die Nuclear Energy Agency erstellt. Beginnend mit der ersten Erfassung der Uranvorräte durch ein unabhängiges Gremium der OECD und IAEA im Jahre 1965 wird die 40-jährige Geschichte der alle zwei Jahre aktualisierten Publikation „Uranium Resources, Production and Demand" (RED BOOK) untersucht. Die Untersuchung ist im Herbst 2006 durch die Nuclear Energy Agency als „Forty Years of Uranium Resources, Production and Demand – A Red Book Retrospective" herausgegeben worden. Eine kurze Zusammenfassung erschien in den NEA News vom Juni 2006.

5.1 Entwicklung der Welturanproduktion

46 Nach 1945 begann eine intensive Suche nach neuen Uranlagerstätten, um den Rüstungsbedarf in Ost und West zu befriedigen. Trotz zahlreicher, meist kleiner neuer Produktionsbetriebe dauerte es ab 1945 ca. 10 Jahre bis weltweit kumuliert 100.000 t U erreicht wurden (1956). Dann ging es allerdings rasch. Mit Schritten von 2 bis 3 Jahren wurden weitere 100.000 t U hinzugewonnen. 1966 waren kumuliert 500.000 t U erreicht, 12 Jahre später (1978) die millionste Tonne erzeugt. Nach weiteren 8 Jahren (1986) war man bei 1,5 Millionen t U angelangt.

47 Als Folge des politischen Wandels sank seit Ende der 80er Jahre die weltweite Produktion ab, da der militärische Neubedarf unbedeutend wurde. Erhebliche Lagerbestände belasteten den Markt und die zivile Nutzung hatte sich nicht entsprechend früherer Erwartungen entwickelt. Die Produktion sank und erreichte Ende der 90er Jahre um 35.000 t U/Jahr. Erst ab 2000 setzte ein langsamer Anstieg der Produktion ein, als Folge schrumpfender Lagerbestände, weniger verfügbaren Materials aus sekundären Quellen und langsamen Erholens der Kernenergie.

48 Seit 1945 waren auf der Welt über 30 Länder an der Uranproduktion mit sehr unterschiedlichen Anteilen beteiligt (max. knapp 40.000 t U,

minimal 30 t U). In einer Zeitspanne von 60 Jahren sind weltweit fast 2,3 Millionen t U erzeugt worden. Die Produktion der einzelnen Länder von 1945 bis 2005 ist aus der Tabelle 5.1 ersichtlich.

49 Kanada hat mit fast 400.000 t U den größten Anteil (17,4% der Weltförderung) gefolgt von der UdSSR mit fast 380.000 t U (16,5%). Diese Produktion wurde von den Ländern der UdSSR zwischen 1945 und 1991 erbracht Ab 1992 wird die Produktion der Russischen Föderation, Ukraine; Kasachstan und Usbekistan getrennt aufgeführt.

50 Die dritte Stelle nehmen die USA ein (knapp 360 000 t U, 15,7%). Lange Zeit waren die USA führend in der Uranerzeugung (militärischer Bedarf, hoher ziviler Verbrauch), ab Anfang der 80er Jahre sank die Förderung stark. Nach nur knapp 800 t U im Jahr 2003 ist sie auf 1150 t U in 2005 gestiegen. Die drei o. g. Länder haben ca. 50% der Weltförderung zwischen 1945 und 2005 erbracht.

51 Deutschlands Stellung an vierter Position mit mehr als 219.000 t U (9,6%) geht auf die Produktion der früheren DDR (ca. 213.000 t U, in die Sowjetunion geliefert) zurück. Mit Südafrika (knapp 160 000 t U, 7,0%) vereinigen diese fünf Länder etwa zwei Drittel der Weltproduktion.

52 Australien (131 000 t U, 5,7%) und die Tschechische Rep., einschl. CSSR (109 000 t U, 4,8%) haben bisher mehr als 100.000 t U gefördert. Diese sieben Länder förderten zwischen 1945 und 2005 mehr als drei Viertel der Weltproduktion.

53 Die Uranerzeugung ist regional ungleichmäßig verteilt. Mit ca. einem Drittel ist Nordamerika am stärksten vertreten, gefolgt von Europa mit ca. einem Viertel. Die Anteile von Asien und Afrika liegen zwischen 10 und 20%, Australien bei ca. 5%.

54 Bei den Anteilen der Wirtschaftsräume an der Welturanerzeugung entfallen auf die OECD von 1961 (Gründung der OECD) bis 2005 etwa 38% der Weltproduktion. Die Wirtschaftsräume WOCA (World Outside Centrally Planned Economy Area = westliche Welt) und NON-WOCA oder CPE (Centrally Planned Economy Area) bestanden bis zur Auflösung der Sowjetunion und des Ostblockes. WOCA hatte einen Anteil von ca. 42% (teilweise Überschneidung mit OECD) und CPE von ca. 32% an der Welterzeugung zwischen 1945 und 2005.

Die Uranerzeugung in den USA und in der UdSSR diente dem zivilen und militärischen Bedarf. Die gesamte Produktion der Länder des ehemaligen Ostblocks ging in die UdSSR zur Weiterverarbeitung. Die dortigen Kernkraftwerke und der Brennstoff wurden aus der UdSSR bezogen. **55**

Kanada hat, neben eigenem zivilem Bedarf, besonders als Exportland eine große Rolle. Wichtiger Exporteur ist auch die Rep. Südafrika, deren Eigenbedarf gering ist. Australien, Niger und Namibia produzieren ausschließlich für den Export. **56**

5.2 Überblick über die Veränderungen der letzten Jahre (2001 bis 2005)

Die Uranproduktion der Jahre 2001 bis 2005 betrug insgesamt ca. 90.500 t U (Tabelle 5.2). Sie schwankte in den einzelnen Jahren zwischen ca. 35.500 t U (2003) und knapp 41.500 t U (2005). Kanada war der größte Produzent mit ca. 30%, gefolgt von Australien mit ca. 21%. Zusammen haben beide über 50% der Weltförderung abgedeckt. Kasachstan, Niger, Russland und Namibia folgen absteigend mit ca. 8,5% bis 6,6%. **57**

Die Jahresförderung hat sich nach dem Maximum von ca.70.000 t U im Jahr 1980 und einem Tief von 31.500 t U (1994) auf auf ca. 41.400 t U in 2005 erholt. Nachdem sich abzeichnete, dass die Lagerbestände zurückgingen, die erwarteten Mengen aus sekundären Quellen (u.a.Abrüstung, Recycling, MOX, Anreicherung von abgereichertem Uran) nicht erreicht wurden und Neubestellungen von Kernkraftwerken realisiert wurden, zog die Produktion seit Beginn der 2000er Jahre wieder an. **58**

Die erwartete Wiederbelebung der Kernenergie ist regional unterschiedlich. Auch die Tendenzen in der Produktion fallen unterschiedlich aus. **59**

Tab. 5.1: Reihenfolge der Länder mit kumulierter Uranproduktion zwischen 1945 und 2005 (gerundet)

	Land	**t U**	**%**	**kum.**
1.	Kanada	397 000	17,4	17,4
2.	UdSSR (1945-1991)	377 600	16,5	33,9
3.	USA	359 000	15,7	49,6
4.	Deutschland einschl. DDR	219 400	9,6	59,2
5.	Rep. Südafrika	159 200	7,0	66,2
6.	Australien	131 800	5,7	71,9
7.	Tschech. Rep./CSSR	109 500	4,8	76,7
8.	Niger	97 800	4,3	81,0
9.	Namibia	84 800	3,7	84,7
10.	Frankreich	76 000	3,3	88,0
11.	Russische Föderation (1992-2005)	38 700	1,7	89,7
12.	Kasachstan (1992-2005)	32 500	1,4	91,1
13.	VR China (geschätzt)	29 000	1,3	92,4
14.	Usbekistan (1992-2005)	28 100	1,2	93,6
15.	Kongo, Dem. Rep. (geschätzt)	25 600	1,1	94,7
16.	Gabun	25 400	1,1	95,8
17.	Ungarn	21 100	0,9	96,7
18.	Rumänien	18 000	0,8	97,5
19.	Bulgarien	16 700	0,7	98,2
20.	Ukraine (1992-2005, geschätzt)	11 000	0,5	98,7
21.	Indien (geschätzt)	8 400	0,4	99,1
22.	Spanien	6 200	0,3	99,4
23.	Portugal	3 700	0,2	99,6
24.	Argentinien	2 600	0,1	99,7
25.	Brasilien	2 300	0,1	99,8
26.	Pakistan (geschätzt)	1 000	<0,1	
27.	Madagaskar	800	<0,1	
28.	Belgien	700	<0,1	
29.	Polen	600	<0,1	
30.	Mongolei	500	<0,1	
31.	Jugoslawien (Slowenien)	400	<0,1	
32.	Schweden	<500	<0,1	
33.	Japan	<100	<0,1	
34.	Mexiko	<50	<0,1	
35.	Finnland	<50	<0,1	
	Welt	**2 288 100**	**100**	

Offizielle Angaben für Kirgisistan und Tadschikistan liegen nicht vor. Es wird geschätzt, dass diese Länder zusammen über 1.000 t U produziert haben.

Tab. 5.2: Die Uranproduktion im Fünfjahreszeitraum 2000 bis 2005 Reihenfolge der 10 wichtigsten Länder (in t U)

Land	2001	2002	2003	2004	2005 z.T. vorläufig	2001-2005
1. Kanada	12 522	11 607	10 455	11 597	11 628	57 809
2. Australien	7 720	6 854	7 573	8 982	9 519	40 648
3. Kasachstan	2 114	2 826	3 327	3 714	4 175	16 156
4. Niger	2 919	3 080	3 157	3 245	3 400	15 801
5. Russland	3 090	2 850	3 073	3 280	3 275	15 568
6. Namibia	2 239	2 333	2 037	3 039	3 000	12 648
7. Usbekistan	1 945	1 859	1 603	2 087	2 300	9 794
8. USA	1 015	902	769	960	1 150	4 796
9. Rep. Südafrika	878	828	763	747	848	4 064
10. Ukraine	750	800	800	800	800	3 950
Welt	**37 020**	**36 050**	**35 492**	**40 463**	**41 450**	**190 475**

60 Der ehemals größte Produzent, die USA, verzeichnete einen Rückgang von ca. 16.000 t U/a (1981) auf derzeit ca. 1.000 t U/a (bei anhaltend günstigen Preisen steigende Tendenz). Vergleichbar ist der Rückgang in der Republik Südafrika, deren Produktion von über 6.000 t U/a zu Beginn der 80er Jahre auf gegenwärtig unter 1.000 t U/a gesunken ist. Wegen der Koppelproduktion an Gold ist die Urangewinnung stark an den Goldpreis gebunden. Kanada ist seit vielen Jahren mit jährlich über 10.000 t U an die erste Stelle der Förderländer getreten. Bemerkenswert ist die Verdoppelung der Förderung seit Mitte der 90er Jahre in Australien auf fast 10.000 t U in 2005.

61 Der größte Uranproduzent in Westeuropa, Frankreich (über 3.000 t U/a in den 80er Jahren), hat die Förderung 2001 eingestellt. Hier fallen, ebenso wie in Deutschland**,** Spanien**,** Portugal und Ungarn**,** nur noch geringe Mengen aus Wässern der Sanierung früherer Anlagen an.

62 Nennenswerte Förderung in Europa gibt es in der Ukraine (jährlich um 800 t U, Steigerung geplant) und in der Tschechischen Republik (um 400 t U jährlich, Beendigung vor 2010 angekündigt). Rumänien plant die Produktion von ca. 90 jato für den Eigenbedarf bis auf weiteres aufrecht zu erhalten.

63 Die Uranförderung in Sachsen und Thüringen gehörte bis 1989 weltweit zur Spitze. Die DDR war mit der Sowjet-Deutschen AG Wismut der viertgrößte Produzent der Welt (max. um 7.000 t U/a Mitte der 60er Jahre, von 1946 bis1989: 213.400 t U). Das Uran wurde quantitativ in die Sowjetunion exportiert und diente dort der Kernwaffenherstellung und zur Fertigung von Brennelementen. Mit der Wiedervereinigung Deutschlands wurde die Uranproduktion aus wirtschaftlichen Gründen 1990 eingestellt. Jetzt noch anfallende Mengen stammen aus Sanierungsmaßnahmen von Gruben, Aufbereitungsanlagen und Schlammteichen.

64 In der Tabelle 5.3 sind die Produktionsanteile der acht wichtigsten Gesellschaften gemäß ihren Beteiligungen an Betrieben für die Jahre 2004 und 2005 gegenübergestellt. Von 2004 auf 2005 sind Änderungen aufgetreten, da die australische Western Mining Corp (WMC) im August 2005 von der ebenfalls australischen Broken Hill Prop. (BHP) übernommen wurde.

65 Geblieben ist die Tatsache, dass die drei größten Gesellschaften, die kanadische CAMECO, die britische RTZ und die französische COGEMA/AREVA fast 50% der Weltproduktion stellen.

66 Deutlich gesteigert hat die kasachische KazAtomProm die Anteile gegenüber der Zeit vor 2004. Die Anteile von BHP können in Zukunft höher liegen, wenn die angekündigte Produktionsausweitung der Lagerstätte Olympic Dam in Südaustralien vollzogen wird. CAMECO hat durch seine hohen Anteile an den Reicherzlagerstätten in Saskatchewan seine erste Position unter den Produzenten gehalten. RTZ konnte durch Produktionssteigerungen in Ranger/ Northern Territory/Australien und Namibia die zweite Position einnehmen.

67 COGEMA kann bei der für 2007 geplanten Produktionsaufnahme der Reicherzlagerstätte Cigar Lake in den nächsten Jahren seine vorderste Stellung behalten. Unter den acht wichtigsten Produzenten befindet sich auch die russische Bergbaugesellschaft Priargunski, die zu dem Staatskonzern TVEL gehört sowie die usbekische Staatsgesellschaft Navoi.

Tab.5.3: Die Uranproduktion 2004 und 2005 nach Anteilseignern

Gesellschaft	Produktionsstätten	Produktionsanteile in %	
		2004	2005
CAMECO	Kanada, USA, Australien	21,4	19,9
RTZ	Australien, Namibia	14,7	13,4
COGEMA (AREVA)	Kanada, Niger, Kasachstan	13,2	12,4
KazAtomProm	Kasachstan	8,7	10,0
Western Mining Corp.(WMC)	Australien	9,2	–
WMC/ Broken Hill Prop.(BHP)	Australien	–	8,9
Priargunski (TVEL)	Russland	7,7	8,2
Navoi	Usbekistan	5,2	5,5
Welt (gerundet)		**40.500 t**	**41.500 t**

68 Die deutschen Urangesellschaften, früher sehr aktiv an der Uranexploration und -produktion beteiligt, spielen jetzt keine Rolle mehr. Die Urangesellschaft mbH ist über ihre Muttergesellschaft COGEMA/AREVA mittelbar beteiligt, im Übrigen aber Uranhändler. Der vordem dritt- bis viertgrößte Uranproduzent, Uranerzbergbau GmbH, wurde 1998 an die kanadische CAMECO verkauft. Ihre Produktionsanteile gingen in dieser Gesellschaft auf, die 1999 COGEMA/AREVA in einigen Produktionsstätten als Anteilseigner beteiligte.

69 Die Uranversorgung Deutschlands wird ohne direkte Beteiligung an Produktionsbetrieben über Handelsgesellschaften und durch die EVU abgewickelt.

6 Ausblick

70 Die Uranproduktion der nächsten Jahre wird weiterhin von wenigen Ländern bestimmt werden. Kanada wird seine führende Stellung behalten; die zur Neige gehenden Reicherzlagerstätten werden durch neue, noch reichere ersetzt, deren Erze in bestehenden Aufbereitungsanlagen verarbeitet werden können. Aufgrund vorhandener Re-

serven könnte die kanadische Förderung bis 2010 auf über 17.000 jato U gesteigert werden und nach bis 2025 reichenden Schätzungen auf dieser Höhe gehalten werden.

71 Australien plant angesicht des Vorratszuwachses in Olympic Dam und Betriebnahme neuer Lagerstätten die Produktion bis 2010 auf eventuell ca. 19.000 jato U auszuweiten und könnte dann Kanada von der ersten Stelle verdrängen. Ab 2015 kann es aufgrund von Lagerstättenerschöpfung zu Reduzierungen der Produktion kommen. Die Entwicklung von Olympic Dam (Kupfer-Gold-Urangrube) hängt von Markteinflüssen und Entscheidungen des neuen Eigners BHP ab.

72 Kasachstan und Rußland planen die Erhöhung der Produktion auf 5.000 bzw. 4.500 jato. Angesichts hoher Vorräte könnte Kasachstan seine Förderung auf 15.000 jato ausweiten, jedoch sind solche Pläne auch vom ausländischen Investitionswillen abhängig. Niger, Namibia und Usbekistan können ihre bisherigen Jahresförderungen aufrechterhalten bzw. erhöhen, wenn der Markt weiterhin positiv verläuft. Marktbedingt könnte die Produktion in den USA deutlich gesteigert werden, da entsprechende Lagerstätten vorhanden sind. Die Vorräte würden sogar eine Steigerung bis auf ca. 6.000 jato ermöglichen.

73 Die Situation der südafrikanischen Uranproduktion hängt mit der Golderzeugung zu sammen, da Uran an diese Lagerstätten gebunden ist. Eine deutliche Zunahme erscheint möglich.

74 In Europa wird, wie oben angemerkt, mit Ausnahme der Ukraine und eventuell Rumäniens, der Uranbergbau zum Erliegen kommen. Die ukrainische Förderung könnte sogar verdoppelt werden, um den Eigenbedarf zu decken.

75 Spanien hat die Förderung Ende 2002 eingestellt, Frankreich und Portugal 2001, Ungarn 1997, Bulgarien 1994 und Deutschland 1991. In diesen Ländern fallen geringe Mengen aus der Grubenwasserklärung an. Tschechien kann noch auf niedrigem Niveau bis 2008 produzieren.

76 Außer den o.g. Ländern können folgende Entwicklungen eintreten: China plant die Produktion von ca. 700 U jato (Schätzungen) wegen des wachsenden Eigenbedarfs moderat zu steigern. Indien verfolgt, ähnlich wie China, Pläne zur Ausweitung der Kernenergie und plant,

die Förderung eventuellauf ca. 500 jato zu verdoppeln (Eigenbedarf). Brasilien, derzeit ca. 300 jato U, könnte bei steigendem Eigenbedarf die Produktion erhöhen. Eingestellt wurde die Förderung in Gabun und in Argentinien.

6.1 Uranbedarf und seine Deckung

77 Die künftig aus der Bergbauproduktion verfügbaren Uranmengen werden nach vorliegenden Planungen kurzfristig nicht ausreichen, um den Bedarf abzudecken. Derzeit deckt die Jahresproduktion nur ca. 60% des jährlichen Bedarfs ab.

78 In der folgenden Betrachtung werden die Möglichkeiten der Deckung des künftigen Bedarfs kurz umrissen. Alle betrachteten Szenarien über den Bedarf unterliegen einer fortlaufenden Revision, die sich an der Planung künftiger Energiebedarfsprognosen und der schwer absehbaren Rolle der Kernenergie orientieren.

79 Einen Betrachtungszeitraum bis 2050 beinhaltet die Studie der IAEA „Analysis of Uranium Supply to 2050" mit drei Szenarien des kumulativen Uranbedarfs unter verschiedenen wirtschaftlichen Annahmen. Im „low demand case" wird eine moderate Entwicklung der Wirtschaft und Beendigung der Kernenergieanwendung bis 2100 angenommen. Dafür wird ein kumulativer Uranbedarf zwischen 2000 und 2050 von 3,39 Millionen t U errechnet. Im „middle demand case" wird eine moderate Wirtschaftsentwicklung und ein moderates Wachstum der Kernenergie postuliert, mit einem kumulativen Bedarf von 5,39 Millionen t U. Beim „high demand case" werden ein hohes Wirtschaftswachstum und eine günstige Entwicklung der Kernenergie unterstellt, wobei der kumulative Uranbedarf zu ca. 7,68 Millionen t U errechnet wurde.

80 Die 1998 vom Uranium Institute (jetzt World Nuclear Association) veröffentlichte Untersuchung (The Global Nuclear Fuel Market, Supply and Demand 1998–2020) ging von einem höheren Bedarf aus, wobei drei Szenarien vorgestellt werden. Unter Berücksichtigung von unterschiedlichen Lastfaktoren, Standzeiten, tails-assays, Abbrand u. a., werden die Szenarien „low", „reference" und „high" untersucht.

81 Im Zeitraum von 2000 bis 2015 wird der Bedarf in den drei Szenarien von ca. 62.000 t U/a, bzw. 64.600 t U/a und 65.200 t U/a für 2000 auf

ca. 57.300 t U/a, bzw. 73.800 t U/a und ca. 84.000 t U/a (2015) angenommen. Im „reference"-Szenario beträgt der kumulative Bedarf bis 2015 ca. 1.105.000 t U, liegt also zwischen den Szenarien low und high der NEA/IAEA. Das „low"-Szenario ist mit einem kumulativen Bedarf bis 2015 von ca. 995.000 t U dem der NEA/IAEA (940.000 t U) vergleichbar. Das „high"-Szenario errechnet kumulativ ca. 1.210.000 t U bis 2015, um ca. 61.000 t U mehr als „high" bei der NEA/IAEA. Bis 2020 geht das „reference"-Szenario von einem kumulativen Bedarf von ca. 1.470.000 t U aus, „low" liegt bei ca. 1.268.000 t U, „high" bei ca. 1.640.000 t U.

82 World Nuclear Association (WNA) betrachtet im Juni 2006 in der Untersuchung „Supply of Uranium" die künftigen Verhältnisse statisch, bezieht sich bei den Vorratszahlen auf die von der NEA/IAEA 2006 publizierten Vorräte von 4,7 Millionen t U (gewinnbar bis US$ 130/kg U) und errechnet bei gleichbleibendem Verbrauch von 68.000 t U pro Jahr eine Reichweite von ca. 70 Jahren. Das wäre nach WNA eine längere Zeitspanne als für die meisten mineralischen Rohstoffe. Angesichts der relativ geringen Explorationsaufwendungen zwischen 1985 und 2005 meint WNA, dass bei künftig kräftig steigender Exploration die Verdoppelung der bauwürdigen Vorräte möglich sein könnte. Zusätzlich würde eine Verdoppelung der Preise dazu führen, dass derzeit unwirtschaftliche Lagerstätten rentabel würden. Eine deutliche Vergrößerung der Vorräte wäre die Folge. Es wäre nach WNA nicht utopisch, die von NEA/IAEA ermittelten konventionellen Vorräte von ca. 15 Millionen t U als Vorratsbasis anzusehen. Bei konstantem Verbrauch würden diese über 220 Jahre reichen.

83 Die günstige Entwicklung der Uranpreise seit 2004 hat dazu geführt, dass mehr neue Produktionsstätten gebaut und die Kapazitätserweiterung bestehender Anlagen vollzogen wird. Auch damit wird zusätzlich noch sekundäres Material (u. a. aus Lagerbeständen, der Wiederanreicherung, aus der militärischen Abrüstung) benötigt, um den nach NEA/IAEA berechneten steigenden Bedarf bis 2025 (80.000 bis 100.000 t U) zu decken. Insofern ist diese Betrachtung realistischer, als die o. g. statische der WNA. Je nach Szeanrio werden die bis US$ 80/kg U gewinnbaren Vorräte in den vorhandenen und im Bau befindlichen Anlagen bis 2025 lediglich 64 bis 79% des Bedarfs abdecken können. Da auch damit zu rechnen ist, dass ab 2015 abneh-

mende Mengen an Sekundäruran zu erwarten sind, müssen rechtzeitig zusätzlich neue Produktionsanlagen gebaut werden.

84 Wie oben dargestellt werden die Zukunftsaussichten unterschiedlich beurteilt. 2005 hat nach NEA/IAEA (2005) die Produktion etwa 83% der theoretischen Kapazität betragen. Angesichts der günstigen Uranpreise wird eine höhere Auslastung in den kommenden Jahren erwartet. Der Zubau weiterer Anlagen auf eine Kapazität von über 68.000 jato U bis 2010 zeichnet sich ab. Auch damit wird der dann jährliche Bedarf von ca. 70.000 t U (niedrige Schätzung) bis ca. 74.000 t U (hohe Schätzung) nicht aus der Produktion gedeckt werden können.

85 Die weitere Zukunft erscheint ungewiß. Sie ist von der weiteren Entwicklung der Kernenergie abhängig. NEA/IAEA (2005) rechnen mit einer Bedarfszunahme bis 2025 auf ca. 82.000 bis ca. 100.000 t U. Da bis dahin mehrere Lagerstätten erschöpft sein werden, müssen neue Betriebe zur Deckung des langfristigen Bedarfs geschaffen werden. Von der Vorratsseite her dürfte es keine gravierenden Probleme geben; allerdings müssen durch weitere Explorationmaßnahmen genügend wirtschaftlich gewinnbare Lagerstätten erschlossen werden.

86 In die Betrachtung der Bedarfsdeckung müssen, wie oben bereits angeführt, auch die sog. sekundären Quellen einbezogen werden. Diese beinhalten Uran aus Lagerbeständen der Erzeuger und Verbraucher, der Abrüstung von Kernwaffen (hochangereichertes Uran, HEU), U-Pu-Mischoxid (MOX), Uran aus der Wiederaufbereitung (REPU), sowie Uran aus der Anreicherung von abgereichertem Uran (tails).

87 Anfang der 2000er Jahre hatte man noch angenommen, dass das Defizit der Bergbauproduktion modellartig wie folgt abgedeckt werden kann:

- Hochangereichertes Uran aus der Kernwaffenabrüstung von ca. 249.500 t U wird bis 2023 verbraucht.
- Kommerzielle Lagerbestände von ca. 168.500 t U werden je nach Bedarfsfall zwischen 2006 und 2014 abgebaut.
- Russisches Inventar, angenommen mit 47.000 t U, steht bis 2014 zur Verfügung.
- MOX und REPU: MOX steht mit 3.600 t U/a bis 2050 zur Verfügung, REPU nimmt bis 2050 einen Anteil von 2.500 t U/a ein.

- Abgereichertes Uran, aus denen ca. 43.000 t U hergestellt werden können, kommt bis 2011 zum Einsatz.

Die Menge des sekundären Urans beträgt ohne MOX und REPU ca. 735.000 t U.

88 Nach Untersuchungen des Jahres 2005 hat sich die Situation allerdings verändert. Die Verhältnisse werden im Folgenden kurz dargestellt, wobei aus wirtschaftlicher Sicht große Unsicherheiten bei der Verfügbarkeit bestehen. Aus verschiedenen Gründen, die im Wesentlichen von Marktfaktoren, aber auch politischen Überlegungen bestimmt werden, ist in den Analysen des Roten Buches 2005 eine größere Zurückhaltung bei der Betrachtung der sekundären Uranquellen zu verzeichnen.

6.2 Lagerbestände

89 Im „Roten Buch" 2005 der NEA/IAEA werden über 34.000 t Natururan (in sieben Ländern) und über 15.000 t angereichertes Uran (in fünf Ländern) als Lagerbestand mitgeteilt. Viele Länder haben entweder keine Lagerbestände oder sind nicht bereit, diese zu veröffentlichen. Es ist deshalb unsicher, ob die früher berichteten Lagerbestände von ca. 170.000 t U noch vorhanden sind. Wahrscheinlich wurde ein größerer Teil infolge der gestiegenen Preise bereits verkauft.

90 Es ist zu berücksichtigen, dass die EVU gewisse „strategische" Reserven für einen ein- bis zweijährigen Bedarf von ca. 60.000 bis 70.000 t U halten. Bei den Uranproduzenten werden Läger unterhalten, um kurzfristig eintretende Produktionsunterbrechungen ausgleichen zu können. Die Mengen sind nicht genau bekannt.

91 Die Lagerbestände bei Anreicherungsgesellschaften, Konversionsfirmen und Brennelementfertigern werden mit ca. 10.000 t U angenommen.

92 Die Bestände in Russland wurden vor fünf Jahren auf ca. 55.000 bis ca. 90.000 t U geschätzt, um Lieferverpflichtungen zu erfüllen. Über die derzeitigen Mengen ist nichts Genaues bekannt.

6.3 Kernwaffenuran

93 Das Abkommen der USA mit Russland sieht die zivile Verwendung von 500 t „high enriched uranium“ (HEU) aus russischen Beständen vor. Bis Anfang 2006 waren davon 262 t HEU auf 7670 t „reactor grade“ niedrig angereichertes Uran (low enriched uranium = LEU) abgereichert worden und sind in den USA für die kommerzielle Nutzung verfügbar.

94 In den USA sollen 174 t HEU auf kommerzielle Anreicherungsgrade abgereichert werden. Bis Ende 2005 sind davon ca. 73 t HEU zu ca. 895 t LEU abgereichert und der zivilen Nutzung zugeführt worden.

6.4 Abgereichertes Uran

95 Beim Anreicherungsprozess des Natururans (0,711% ^{235}U) auf die für Leichtwasserreaktoren erforderlichen Gehalte von 3 bis 4% ^{235}U fällt abgereichertes Uran mit einem Restgehalt von ca. 0,3% ^{235}U an (tails assay). Weltweit wird diese Menge 2005 auf ca 1,5 Millionen t U geschätzt, die jährlich um ca 57.000 t wächst. Bei der Wiederanreicherung (reenrichment) würden ca. 565.000 t U (nat.) anfallen

96 Eine Wiederanreicherung ist wirtschaftlich in Anreicherungsanlagen durchführbar, deren Kapazitäten nicht ausgelastet sind. Solche Anreicherungsanlagen werden u. a. in Russland (niedrige Energiekosten) zur Wiederanreicherung genutzt. Einige 1.000 t wiederangereichertes Uran aus Russland stand der EURATOM ab 1999 zur Verfügung, deckte aber nur wenige Prozent der jährlich benötigten Mengen ab.

6.5 Mischoxid (MOX)

97 Das beim Betrieb der Kernreaktoren entstehende Plutonium kann abgetrennt und zusammen mit Uran (Mischoxid, MOX) zu neuen Brennelementen verarbeitet werden. Derzeit wird MOX in Belgien, Großbritannien, Frankreich und Japan hergestellt und kommt in Reaktoren dieser Länder sowie in Deutschland und in der Schweiz zum Einsatz. Die bisher eingestzten MOX-Mengen entsprechen knapp 10.000 t U (nat.).

98 Zwischen den USA und Russland wurde vereinbart, überschüssiges Plutonium für zivilen Verbrauch in MOX verfügbar zu machen.

99 Bei Herstellung von Mischoxid (MOX) aus Plutonium und Uran kann auch abgereichertes Uran eingesetzt werden. Das gilt auch für die Verwendung von Uran aus der Wiederaufarbeitung („reprocessed uranium", REPU) abgebrannter Brennelemente.

6.6 Uranpreise

100 Im Uranhandel werden unterschiedliche Preisabschlüsse für mittel- bis langfristige Lieferungen und kurzfristige Lieferungen (Spotmarkt) getätigt.Nach einer kontinuierlichen Abwärtsentwicklung für beide ist seit 2 bis 3 Jahren nunmehr ein Aufwärtstrend eingetreten.

101 Die Preise für mittelfristige und langfristige Lieferverträge werden von einigen offiziellen Stellen in Abständen mitgeteilt, so von Australien, USA und der Euratom. Die Preise für den Spotmarkt sind regelmäßig und in kurzen Abständen von Händlern zu erhalten, z.B. NUKEM, Trade Tech und UxConsulting.

102 Überproduktion und sekundäre Mengen waren u. a. mit verantwortlich für die niedrigen Uranpreise bis 2001. Eine Kombination vieler Faktoren hat seither dazu geführt, dass die Preise angezogen und Mitte 2006 bei den Spotmarktpreisen den Bereich von US$ 120/kg U erreicht haben.

103 Da die Preise, bes. für den Spotmarkt, sich in relativ kurzen Zeitabständen verändern, wäre hier eine detaillierte Betrachtung wenig sinnvoll. Es wird auf die einschlägigen Analysen und Berichte der entsprechenden Organisationen verwiesen, die den jeweiligen Stand aktuell vermitteln.

104 Meistens gleichen sich die Preise für mittel- und langfristige Lieferverträge mit einer gewissen Zeitverzögerung den Spotmarktpreisen an. Derzeit ist unsicher, wie sich die Preise weiter entwickeln werden. Viele Marktbeobachter sind der Ansicht, dass kurz- bis mittelfristig mit einem weiteren Anstieg zu rechnen ist. Damit würde sich auch bei Uran der allgemeine Trend der Preissteigerung für Energierohstoffe fortsetzen.

7 Ergänzende Literatur

Barthel, F. in: Bender (Hrsg.): Methoden zur Bewertung von Lagerstätten des Urans und Thoriums, Angewandte Geowissenschaften Bd. I, Kap.9 Wirtschaftsgeologie, S.540–551, F. Enke Verlag Stuttgart 1981.

Barthel, F.; Dahlkamp, F. J.; Fuchs, H.; Gatzweiler, R. in: Bender (Hrsg.): Kap.3. Kernenergierohstoffe, Angewandte Geowissenschaften, Bd. IV, Kap.3, S.268–298, F. Enke Verlag Stuttgart 1986.

Barthel, F.; Glattes, G.; Krische, E.-U.; Strecker, F. in: Michaelis & Salander (Hrsg.): Die Versorgung mit Natururan, Handbuch Kernenergie, Kap.5.2, S.469–495, VWEW-Verlag Frankfurt am Main, 1995.

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe: Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2002: Rohstoffwirtschaftliche Länderstudien XXVIII. Kap.5 Kernbrennstoffe, S.227-261.

Dahlkamp, F. J.: Uranium Ore Deposits, 460 S., Springer Verlag, Berlin, Heidelberg 1993.

Euratom Supply Agency, Annual Report, jährliche Berichte, Luxembourg, Office for Publication.

International Atomic Energy Agency: Analysis of Uranium Supply to 2050. Vienna, 2001, 103 S.

International Atomic Energy Agency: Recent developments in uranium resources and supply. IAEA – TECDOC-823, Vienna 1995, 266 S.

International Atomic Energy Agency: Uranium in situ leaching. IAEA-TECDOC-720, Vienna 1993, 245 S.

International Atomic Energy Agency: World Distribution of Uranium Deposits, Guidebook, IAEA, Vienna 1996, 225 S.

Nuclear Energy Agency/OECD (2006): Forty Years of Uranium Resources, Production and Demand in Perspective. "The Red Book Retrospective", NEA/OECD, Paris 2006, 276 S.

NUKEM, Market Report, monatliche Berichte, NUKEM Inc. Danbury, Conn., USA.

OECD Nuclear Energy Agency: Environmental Activities in Uranium Mining and Milling, OECD Paris 1999, 173 S.

OECD Nuclear Energy Agency: Uranium 2005, Resources, Production and Demand, NEA-OECD Paris 2000, 340 S. (frühere Ausgaben: 2003, 2001, 1999, 1997, ... 1965).

Price; R., Barthel, F., Blaise, J.-R., McMurray J.: Forty years of uranium resources, production and demand in perspective, NEA News, 24, 1, June 2006, 4-6.

Underhill, D.H., Tauchid, M.: Critical Review of World Uranium Deposits and Resources for the 21st Century, 31st International Geological Congress, Rio de Janeiro, Symp. I-2 Geology of Uranium Deposits, Rio de Janeiro, 2000, 11 S.

UNDP (Hrsg.) World Energy Assessment, Energy and the challenge of sustainability. Kap. 5, Energy Resources – Reserves and resources of fissile materials, S.150 – 152, UNDP 2000, Washington, 508 Seiten

Uranium Institute: The Global Nuclear Fuel Market – Supply and Demand 1998–2020, The Uranium Institute London 1998, 176 S.

World Energy Council: Survey of Energy Resources 1998, – Uranium and Nuclear Energy, S.137–166, WEC London 1998, 337 S.

World Nuclear Association (2006): Supply of Uranium, June 2006, www.world-nuclear.org/info

Transmutation langlebiger radioaktiver Abfallprodukte

Bruno Thomauske und John Kettler

Seit der Entdeckung der Kernspaltung von Uran durch Otto Hahn, Lise Meitner und Fritz Straßmann im Jahre 1938 hat die friedliche Nutzung der Kernenergie rasante Fortschritte erzielt. Die damit verbundene sichere Handhabung und Endlagerung der radioaktiven Abfälle stellt aber immer noch eine wichtige Herausforderung dar. Durch die Reaktorkatastrophe in Fukushima Daiichi und den damit verbundenen Ausstieg aus der Kernenergie ist die Diskussion um die gesicherte Endlagerung erneut aufgeflammt.

Inhaltsübersicht

		Rn.
1	Einleitung	1
2	Transmutation – Reduzierung der langlebigen radioaktiven Abfälle	2–6
3	Abfallvolumina und Radiotoxizität	7–8
4	Abtrennung von langlebigen Radionukliden (Partitioning)	9–13
5	Entsorgung für hochradioaktive Abfälle	14–30
6	Europäische Entwicklung für industrielle Transmutationsbrennstoffe	31–33
7	Beschleunigergetriebene unterkritische Systeme	34–42
8	Alternative Transmutationskonzepte	43–44
9	Literatur	

1 Einleitung

In der politischen Diskussion in der Bundesrepublik Deutschland ist die Entsorgung der langlebigen hochradioaktiven Abfälle von hohem gesellschaftlichem Interesse. Während die Entsorgung vernachlässigbar wärmeentwickelnder Abfälle, also schwach- und mittelradioaktive Abfälle, mit dem Endlager KONRAD als gelöst angesehen werden kann, existiert für die Endlagerung hochradioaktiver wärmeentwickelnder Abfälle noch kein genehmigtes Endlager. In Abbildung 1.1 **1**

sind die Aktivitäten der hochradioaktiven wärmeentwickelnden Abfälle, der zugehörige Anteil der Spaltprodukte und der Wiederaufarbeitungsabfälle sowie zum Vergleich die für KONRAD genehmigte Gesamtaktivität einander gegenübergestellt. Zusätzlich wurde die zeitabhängige Aktivität des Urans für die zugrunde gelegte Schwermetallmasse von 10.000 Mg dargestellt.

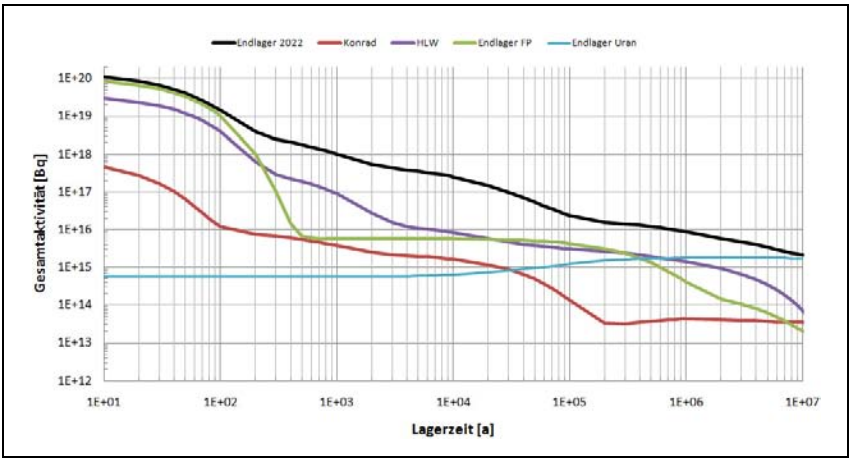


Abb. 1.1: Vergleich der im Planfeststellungsbeschluss-KONRAD [1] festgelegten Aktivitäten mit den Aktivitäten der aus KKW stammenden endzulagernden Abfällen (10.000 Mg_{SM}) [2]. Die Abkürzungen HLW und FP stehen für „High-Level-Waste" (Hochradioaktive Abfälle) bzw. „Fission-Products" (Spaltprodukte). Zum Vergleich ist der Verlauf der Aktivität von Uran entsprechend der Menge von 10.000 Mg_{SM} dargestellt.

2 Transmutation – Reduzierung der langlebigen radioaktiven Abfälle

2 In der Kerntechnik steht der Begriff Transmutation für die Umwandlung eines Isotops bzw. Elements in ein anderes. Dieser Prozess findet in der Regel in Kernreaktoren, Fusionsreaktoren und Teilchenbeschleunigern statt, da diese die für die Kernumwandlung benötigte Energie bereitstellen können. Durch die Transmutation könnte sich die langfristige Radiotoxizität von abgebrannten Brennelementen um bis zu einen Faktor 100 reduzieren lassen [3]. Gleichwohl muss die Sicherheit eines Endlagers für derartige Abfälle auch weiterhin über

den Zeitraum von 1 Million Jahre nachgewiesen werden. Die Auswirkungen wären jedoch im Versagensfall bzw. unter Berücksichtigung des Irrtumsvorbehalts um diesen Faktor 100 geringer. Allerdings müssen die hochradioaktiven Abfälle vorher von den übrigen Elementen im ausgedienten Brennstoff chemisch getrennt werden (Partitioning). In hochradioaktiven Abfällen stellen insbesondere die Minoren Actiniden (MA) wie Americium, Curium und Neptunium mit ihren langen Halbwertszeiten ein Problem dar. Mittels der Transmutation können diese Minoren Actiniden in kurzlebige bzw. stabile Kerne umgewandelt werden, wodurch die Menge des langlebigen hochradioaktiven Abfalls erheblich reduziert wird.

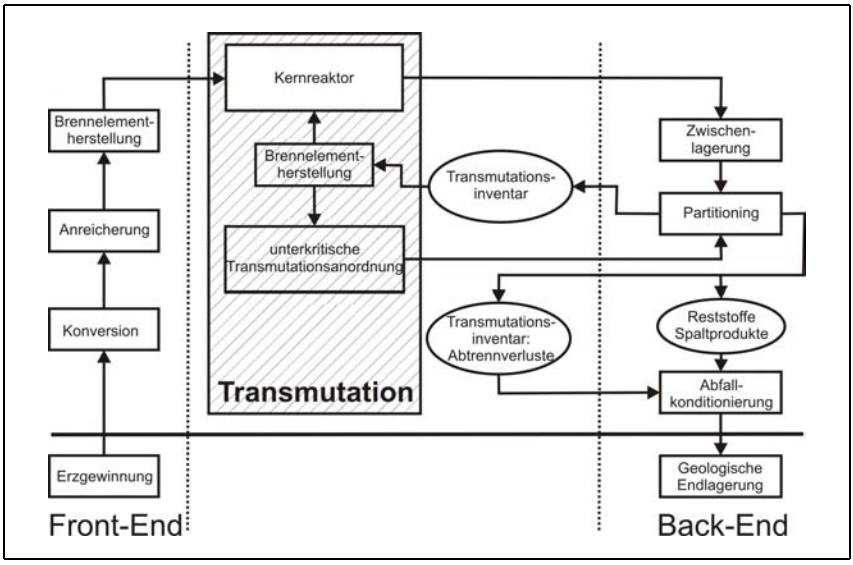


Abb. 2.1: P&T-Kreislauf zur Reduzierung der langlebigen radioaktiven Abfälle [4]

Die Umwandlung bzw. Transmutation erfordert allerdings sehr hohe **3**
Neutronenflüsse. Hierfür ist eine unterkritische beschleunigergetriebene Anlage (Accelerator-Driven-System ADS) mit einer großen Protonenstrahlleistung geeignet. Die Brütertechnologien, also schnelle kritische Systeme, sind als Entsorgungsweg in Deutschland aus Akzeptanzgründen auszuschließen. Auch unter Proliferationsgesichtspunkten bieten die ADS-Konzepte hier Vorteile. Allen ADS-Konzepten liegt der sogenannte Spallationsprozess (engl. to spall = abplatzen) zu Grunde (siehe Abb. 2.2 [5]). Diese Kernreaktion setzt

energie- und targetmaterialabhängig im Mittel 20 bis 30 schnelle Neutronen pro Reaktion frei. Beschleunigergetriebene Systeme werden als unterkritisch bezeichnet, weil in ihnen keine selbsterhaltende Kettenreaktion abläuft. Mit dem Abschalten des Beschleunigers wird auch die Kettenreaktion unterbrochen.

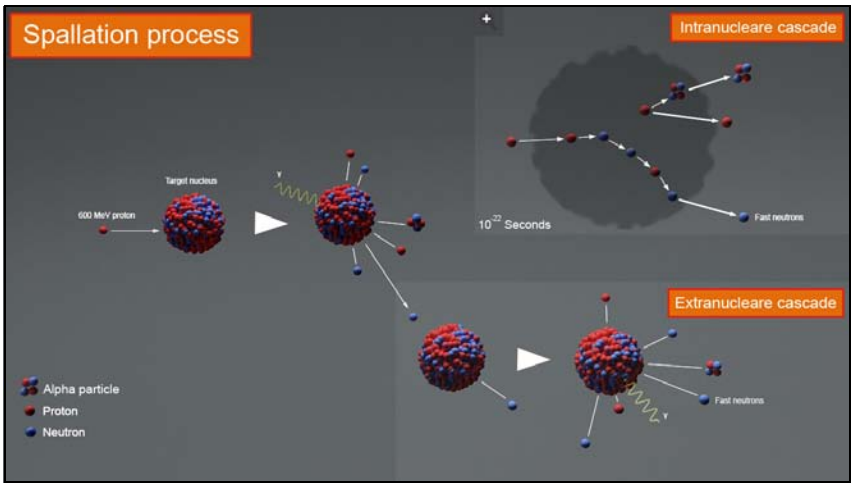


Abb. 2.2: Schematische Darstellung des Spallationsprozesses [5]

4 Für die Transmutation der hochradioaktiven Abfälle werden diese in Form von Brennelementen um das Spallationstarget angeordnet. Ähnlich wie in einem kommerziellen Kernreaktor werden Brennstäbe mit variablem Brennstoffgehalt eingesetzt, um den Neutronenfluss und damit den Abbrand der Abfälle optimal zu gestalten. Bei dem Abbrand bzw. Zerfall des Brennstoffs entsteht eine große Menge Wärme, die abgeführt werden muss.

5 Es existieren bereits verschiedene ADS-Konzepte, die sich im Wesentlichen durch das eingesetzte Kühlmittel unterscheiden. Die Schwermetall- (Blei/ Blei-Wismut) und Gaskühlung (Helium) sind bislang am weitesten erforscht. Das MYRRHA-Projekt (Belgien), welches eine Schwermetallkühlung vorsieht, hat die Vorentwicklungsstufe abgeschlossen und befindet sich zurzeit in der Designphase. Planungen sehen eine vollständige Inbetriebnahme für das Jahr 2023 vor [6].

Die gasgekühlten, beschleunigergetriebenen Anlagen sind weit weniger erforscht. Das Institut für Nuklearen Brennstoffkreislauf an der Universität Aachen (RWTH) wurde im Jahr 2009 vom Ministerium für Innovation, Wissenschaft und Forschung des Landes Nordrhein-Westfalen (MIWF) beauftragt, eine Konzeptstudie zu einer gasgekühlten beschleunigergetriebenen Transmutationsanlage durchzuführen. Zusammen mit Partnern aus dem Forschungszentrum Jülich, dem Frankfurter Institute for Advanced Studies und der Siemens AG wurde diese unter dem Akronym AGATE durchgeführt [5]. Das Ziel dieser Studie war es, sowohl die notwendigen Schritte für zukünftige F&E-Arbeiten zur Verwirklichung einer solchen Transmutationsanlage darzustellen, als auch die Chancen und Risiken von P&T zu benennen. Darüber hinaus wurde eine Kostenabschätzung für die AGATE-Anlage (nuklearer und nichtnuklearer Anlagenteil) durchgeführt. **6**

3 Abfallvolumina und Radiotoxizität

Seit 1984 ermittelt das Bundesamt für Strahlenschutz (BfS) in jedem Jahr den Bestand an unbehandelten radioaktiven Reststoffen und Zwischenprodukten sowie den Bestand an konditionierten radioaktiven Abfällen. Einen Überblick über die bis zum 31.12.2008 in der Bundesrepublik vorhandenen radioaktiven Abfälle sowie die Prognose für die bis zum Jahr 2080 zu erwartenden konditionierten Abfälle mit vernachlässigbarer Wärmeentwicklung gibt das Bundesamt für Strahlenschutz [7]. Aus Tab. 3.1 ist ersichtlich, dass die Abfälle mit vernachlässigbarer Wärmeentwicklung mengenmäßig den größten Teil an der Gesamtabfallmenge ausmachen. 95% des radioaktiven Abfallaufkommens bestehen aus schwach- und mittelaktiven Abfällen, enthalten jedoch nur 1% der Radioaktivität. In den restlichen 5% des Abfallvolumens (z. B. abgebrannte Kernbrennstoffe, Strukturmaterialien, verglaste radioaktive Abfälle) sind ca. 99% der Radioaktivität enthalten, welche für das Gefährdungspotential dieser hochradioaktiven Abfälle verantwortlich sind. Das Gefährdungspotential eines radioaktiven Stoffs basiert auf seiner Radiotoxizität. Die Radiotoxizität ist ein Maß für die Gesundheitsschädlichkeit eines Radionuklids. Sie hängt von der Strahlenart, der Strahlenenergie, der Resorption des Nuklids im Organismus und seiner Verweildauer im Körper ab. **7**

Tab. 3.1: Übersicht über die Volumina radioaktiver Reststoffe in Deutschland für das Jahr 2008, Angaben in m^3. Daten vom Bundesamt für Strahlenschutz [7].

Reststoffart	**vernachlässigbar wärmeentwickelnd**	**wärmeentwickelnd**
Unbehandelte Reststoffe (verwertbare Reststoffe und Rohabfälle) Bestand Ende 2008	20.138	64
Zwischenprodukte Bestand Ende 2008		
Anfall in 2008	7.380	1.252
Konditionierte Abfälle		
Bestand Ende 2008	93.929	598
Anfall in 2008	2.978	0
Prognose des Anfalls für 2009	5.320	0
Prognose des Anfalls für 2040	**ca. 277.000**	**ca. 29.000**

8 Bis heute sind durch die zivile Nutzung der Kernenergie weltweit ca. 250.000 t abgebrannter Kernbrennstoff angefallen. Aus den weltweit 435 Kernkraftwerken kommen pro Jahr ca. 10.500 t dazu. Bei der Nutzung der Kernenergie entstehen neben Spaltprodukten auch Transuranelemente (TRU) durch Neutroneneinfang aus dem eingesetzten Uran. Zu diesen zählen Plutonium und die Minoren Actiniden.

4 Abtrennung von langlebigen Radionukliden (Partitioning)

9 Die Abtrennung von nahezu 99,9% Uran und Plutonium ist heute in einer modernen Wiederaufarbeitungsanlage (WAA) wie der UP3-Anlage in La Hague/Frankreich Stand der Technik [8]. Sowohl Uran als auch Plutonium verlassen die WAA i. d. R. in Form von Nitratsalzlösungen, aus denen sie durch Fällung und anschließende Kalzinierung in die für die MOX[1]-Brennelementherstellung benötigten Oxide umgewandelt werden können.

1 Mischoxid

10 Den Minoren Actiniden Neptunium, Americium und Curium hat man bisher keine große Beachtung geschenkt. Diese gelangen zusammen mit den meisten Spaltprodukten in den flüssigen, hochaktiven Abfall (HLLW, High Level Liquid Waste), der zurzeit für die Zwischen- und Endlagerung zuerst konzentriert und schließlich in Glas eingeschmolzen wird.

11 Eine detaillierte Beschreibung der verschiedenen Partitioningprozesse findet sich in den Übersichtsartikeln von Mathur et al. [9], Nash et al. [10] sowie im OECD/NEA 1999 Bericht [8], in denen detaillierte Informationen sowie weiterführende Literatur zu den entsprechenden Prozessen wiedergegeben sind.

12 Die Arbeiten zum Partitioning sind insbesondere in der EU so weit fortgeschritten, dass man an eine Industrialisierung der Abtrennprozesse denkt. Federführende Nation ist hierbei Frankreich mit einem ambitionierten F&E-Programm zu Partitioning & Transmutation. Nach jahrzehntelanger Forschung auf diesem Gebiet stellt die Abtrennung der Minoren Actiniden (Americium und Curium) aus dem PUREX-Raffinat nach wie vor eine besondere Herausforderung dar. Die Machbarkeit ist mit Hilfe von Mehrzyklenprozessen (z. B. DIAMEX, SANEX, Am/Cm-Abtrennung) im Labormaßstab bereits mit realer Brennstofflösung demonstriert worden.

13 Die nächste Herausforderung besteht in der Optimierung der entwickelten Prozesse im Hinblick auf die Übertragbarkeit hin zur industriellen Prozessreife. Dies gelingt jedoch nur in einem großen internationalen Projekt und ist daher Gegenstand eines EU-Nachfolgeprojekts ACSEPT (2008-2012) [11]. Die Jülicher Partitioning-Arbeiten zur Grundlagenforschung und Prozessentwicklung haben maßgeblich zum Erreichen des derzeitigen Entwicklungsstandes beigetragen. Hervorzuheben sind die Arbeiten in Kooperation mit den CEA-Laboratorien bei Marcoule in Frankreich und dem Institut für Transurane (ITU) in Karlsruhe.

5 Entsorgungsstrategien für hochradioaktive Abfälle

14 Im Hinblick auf die Einwirkungen radioaktiver Abfälle auf das Wirtsgestein eines Endlagers wird zwischen wärmeentwickelnden Abfällen einerseits und vernachlässigbar wärmeentwickelnden Abfällen andererseits unterschieden.

15 Vernachlässigbar wärmeentwickelnde Abfälle mit kurzer Halbwertszeit werden in der Regel an der Oberfläche oder oberflächennah endgelagert. Derartige Deponien wurden beispielsweise bereits in Frankreich, Spanien, England, den USA oder Schweden eingerichtet.

16 Daneben sind für eine langfristige Rückhaltung der Schadstoffe zusätzliche Deponien in tiefengeologischen Formationen erforderlich. Hierzu zählen beispielsweise die WIPP-Site in den USA für langlebige transuranhaltige Abfälle aus der militärischen Nutzung aber auch das 2002 genehmigte und in Errichtung befindliche Endlager KONRAD in Deutschland. Insofern kann die Entsorgung vernachlässigbar wärmeentwickelnder Abfälle auch mit langer Halbwertszeit als grundsätzlich technisch machbar und gelöst betrachtet werden.

17 Eine Herausforderung stellt hingegen immer noch die Endlagerung hochradioaktiver, wärmeentwickelnder Abfälle dar. Die Gründe dafür sind zum einen der Wärmeeintrag dieser Abfälle ins Gebirge. Zum anderen erfordern die Schadstoffe aufgrund der Radiotoxizität eine langfristige Rückhaltung, die eine Ausbreitung in die Biosphäre verhindert.

18 Für die Endlagerung dieser Schadstoffe werden verschiedene Wirtsgesteine auf ihre Eignung hin untersucht [12]. In Frankreich oder Belgien wird beispielsweise die Endlagerung im Ton geprüft, während in Schweden und Finnland aus geologischen Gründen Granit bevorzugt wird.

19 In der Bundesrepublik Deutschland wird bereits seit den 60er Jahren des letzten Jahrhunderts vorrangig die Endlagerung in Salz favorisiert. Begründet wurde dies mit der guten Wärmeleitfähigkeit von Salz im Vergleich zu anderen Gesteinen sowie dem raschen Umschließen der Abfälle insbesondere bei höheren Temperaturen. Nunmehr ist vorgesehen, die Endlagersuche in Deutschland neu zu starten.

Die Endlagerung hochradioaktiver Abfälle wird grundsätzlich als technisch machbar, wenn auch bis heute als nicht abschließend gelöst, eingeschätzt. Am weitesten fortgeschritten bei der Realisierung eines Endlagers für hochradioaktive, wärmeentwickelnde Abfälle sind Finnland, Frankreich und Schweden. In diesen Ländern wird beabsichtigt, in den nächsten 20 Jahren derartige Endlager in Betrieb zu nehmen. Damit wäre die Machbarkeit funktionsfähiger Endlager nachgewiesen. **20**

Ein wesentlicher Kritikpunkt an der friedlichen Nutzung der Kernenergie verbleibt gleichwohl. Es sind die langen Zeiträume, über die die Abfälle von der Biosphäre zurückgehalten werden müssen. In der Bundesrepublik besteht die Anforderung, die Schadstoffe aus hochradioaktiven, wärmeentwickelnden Abfällen über eine Million Jahre von der Biosphäre fernzuhalten [13]. **21**

International wird seit Jahren mit erheblichem Nachdruck hinsichtlich der Machbarkeit der Umwandlung langlebiger Schadstoffe gearbeitet. Eine Reihe von Ländern, die auch langfristig an der Kernenergie festhalten wollen, präferieren den Einsatz Schneller Brüter zur Spaltung der langlebigen Radionuklide. Demgegenüber müssen Länder mit einer ausstiegsorientierten Politik eine andere technische Lösung suchen. Hier konzentrieren sich die Forschungsarbeiten auf beschleunigergetriebene unterkritische Transmutationsanlagen. Diese Technologie hat ausschließlich die Spaltung der langlebigen Radionuklide zur Reduzierung der potentiellen Auswirkungen der Endlagerung der Abfälle aus der Kernenergienutzung in ferner Zukunft zum Ziel. **22**

Die Entsorgung von abgebrannten Brennelementen kann grundsätzlich durch: **23**

- die direkte Endlagerung abgebrannter Brennelemente (Once Through Cycle, OTC),
- einen geschlossenen Brennstoffkreislauf mit Wiederaufarbeitung von Brennelementen und Endlagerung der Abfälle,
- einen mit P&T erweiterten Brennstoffkreislauf (Advanced Fuel Cycle, AFC).

In Deutschland ist seit Mitte 2005 die direkte Endlagerung ausgedienter Brennelemente der einzig zulässige Entsorgungsweg. Dieser **24**

wird auch in Spanien, Kanada, Schweden, Finnland und den USA favorisiert. In Abbildung 5.1 ist der Aktivitätsverlauf der bei der Nutzung der Kernenergie in Deutschland entstehenden radioaktiven Elemente dargestellt.

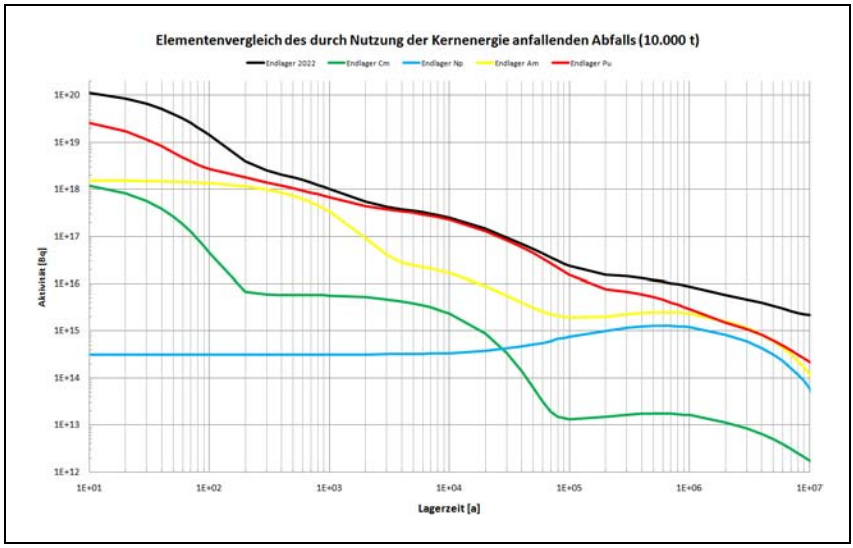


Abb. 5.1: Aktivitätsverlauf der bei der Nutzung der Kernenergie entstehenden radioaktiven Elemente, bezogen auf eine Gesamtmasse von 10.000 t. Im Detail sind die Verläufe für Curium (Cm), Neptunium (Np), Americium (Am) und Plutonium (Pu), inklusive deren Tochterkerne, dargestellt [5].

25 Beim klassischen Weg der Wiederaufbereitung (WAA) werden die im abgebrannten Kernbrennstoff noch enthaltenen Wertstoffe Uran und Plutonium von den Abfällen (Spaltprodukte und TRU) durch einen chemischen Prozess abgetrennt, zu neuen Mischoxid-Brennelementen verarbeitet (MOX-BE Fabrikation) und wieder im Kernkraftwerk zur Energieerzeugung eingesetzt. Die Spaltprodukte und die Transuranelemente sollen als endlagerfähige, verglaste Gebinde konditioniert und anschließend in ein geeignetes Endlager verbracht werden.

26 In modernen Anlagen zur Wiederaufbereitung betragen die Abtrennraten für Uran und Plutonium ca. 99,9%. In Abbildung 5.2 ist das Gefährdungspotential eines DWR-Brennstoffs nach der Abtrennung

von 99,5 Gew.-% Plutonium und Uran dargestellt. Das Gefährdungspotential nach WAA verringert sich zwar im Vergleich zur direkten Endlagerung um 2 Größenordnungen, jedoch ist immer noch ein geologischer Einschluss des restlichen Abfalls erforderlich. Bei P&T wird ein deutlich niedrigeres Gefährdungspotential erreicht, sofern das Plutonium und die langlebigen Spaltprodukte vollständig transmutiert werden können.

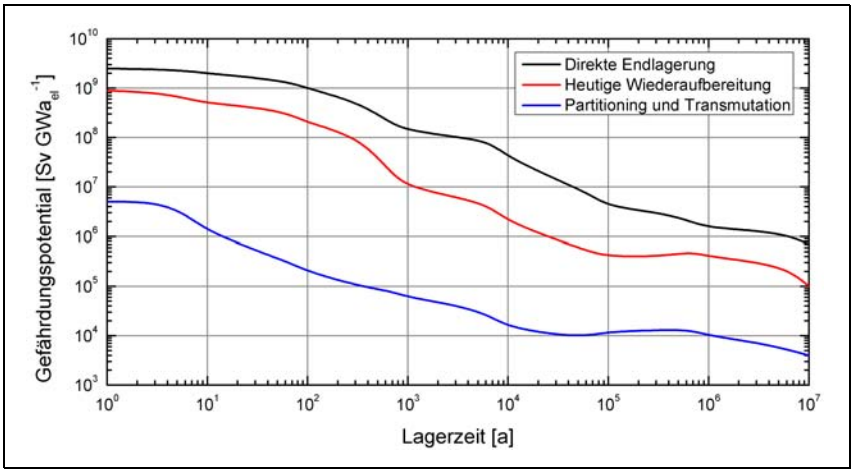


Abb. 5.2: Darstellung des Radiotoxizitätsverlaufs in Form des Gefährdungspotentials. Bei P&T wurde der optimistische Fall angenommen, dass Plutonium und Spaltprodukte zu 99,9% abgetrennt und vollständig transmutiert wurden [3].

Das Konzept eines um Partitioning & Transmutation erweiterten Brennstoffkreislaufs hat zum Ziel, dass aus dem Brennstoffkreislauf nur geringe Mengen an radiotoxischem Inventar mit hohen Halbwertszeiten in ein Endlager verbracht werden. Damit wird das Referenzniveau (Uranerz) nicht mehr in geologischen sondern bereits bei einem historischen Zeitraum von ca. 1000 Jahren unterschritten. Dieses Ziel wird durch eine zusätzliche Abtrennung der Minoren Actiniden und deren anschließender Vernichtung durch Transmutation erreicht. **27**

Unterkritische beschleunigergetriebene Anlagen haben den Vorteil, dass das Betriebsrisiko aufgrund der Unterkritikalität begrenzt, das Proliferationsrisiko durch Verwendung anderer Kernbrennstoffe stark **28**

vermindert und die langfristige Radiotoxizität nach Transmutation entscheidend reduziert werden kann. Insofern ist zu prüfen, ob sich die Berücksichtigung der Transmutation zum Schutz zukünftiger Generationen nicht gesellschaftspolitisch aufdrängt.

29 Die Lösung der Entsorgungsfrage ist in der Bundesrepublik Deutschland gegenwärtig festgefahren. Die Forderung nach einem Neubeginn des Auswahlverfahrens führt zu einer Verschiebung des Problems, ohne substantiell zu seiner Reduzierung beizutragen. Gerade im Hinblick auf die langfristigen potentiellen Auswirkungen eines Endlagers für hochradioaktive, wärmeentwickelnde Abfälle hat sich der internationale Stand in den vergangenen 10 Jahren erheblich weiterentwickelt. In einer ganzen Reihe von Ländern wird Forschung betrieben, um langlebige Schadstoffe abzutrennen und durch Neutronenbeschuss in kurzlebige umzuwandeln.

30 In Deutschland wird die Lösung der Entsorgungsfrage bis zum Jahr 2035 angestrebt. Jedoch wäre selbst bei konzentrierter Fortführung der Arbeiten dieses Ziel in Gorleben praktisch nicht mehr erreichbar. Bei Untersuchung anderer Wirtsgesteine wird man die Lösung der Endlagerfindung um mindestens weitere drei Jahrzehnte verschieben müssen. Für die Entscheidungsfindung ist vor allem die Frage, welche Abfälle letztlich in ein Endlager verbracht werden, entscheidend. Insofern ist vordringlich zu klären, ob vor einer Endlagerung eine Behandlung der Abfälle mittels Partitioning und Transmutation (P&T) erfolgen soll. Wird dies als Zielstellung festgelegt, muss der Transmutationsforschung ein entsprechender Stellenwert eingeräumt werden.

6 Europäische Entwicklung für industrielle Transmutationsbrennstoffe (EFIT)

31 Für die Transmutation in beschleunigergetriebenen Anlagen favorisiert man Brennstoffe mit einem hohen Gehalt an Pu und Minoren Actiniden [14]. Um die Netto-Abbrandraten von Transuranen zu erhöhen und die Neubildung von Transuranen zu reduzieren, werden bevorzugt keramische Trägermaterialien mit hoher thermischer Leit-

fähigkeit favorisiert, die frei von ^{238}U sind und zudem nur kleine Wirkungsquerschnitte für Reaktionen mit Neutronen besitzen. Allerdings verschlechtern sich die chemischen und physikalischen Eigenschaften der Brennstoffe im Vergleich zu den uranhaltigen. So nehmen die Schmelzpunkte, die thermische Leitfähigkeit und die chemische Stabilität systematisch in der Reihenfolge von Thorium zu Americium ab. Diese negativen Eigenschaften können durch geeignete Wahl einer inerten Matrix kompensiert werden, wobei es nur eine geringe Auswahl an geeigneten Materialien gibt.

32 In den verschiedenen EU-Projekten des 4. und 5. Rahmenprogramms wie z. B. in FUTURE [15] und CONFIRM [16] sind eine Vielzahl von Mischkristall- und/oder Kompositbrennstoffen (CERCER und CERMET) auf ihre Tauglichkeit zum Einsatz in ADS-Anlagen bewertet worden. Im abgeschlossenen EUROTRANS (EUROpean Research Programme for the TRANSmutation of High Level Nuclear Waste in an Accelerator Driven System) Vorhaben des 6. Rahmenprogramms der EU [17] wurde vorzugsweise ein Kompositbrennstoff (Pu, Am)O_{2-x}–^{92}Mo (93% Anreicherung) für den Einsatz in einer geplanten zukünftigen europäischen ADS-Demonstrationsanlage (EFIT, European Facility for Industrial Transmutation) favorisiert. Dieser CERMET-Brennstoff erfüllt viele Kriterien, insbesondere sind die gute Fabrikation, die einfache Wiederaufarbeitung sowie exzellente Sicherheitsreserven während des Einsatzes im Reaktor zu erwähnen [18].

33 Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die Herstellung der hier kurz vorgestellten innovativen Brennstoffe im industriellen Maßstab bislang nicht möglich ist. Aufgrund der Anwesenheit von Minoren Actiniden und Spaltprodukten ist immer ein hoher Strahlungspegel gegenwärtig, der einen Fabrikationsprozess und eine anschließende Qualitätskontrolle erfordert, die nur fernbedienbar hinter schwerer Abschirmung in alphadichten Heißzellen möglich ist. Bis zur Lizenzierung eines solchen Brennstoffs sind noch umfangreiche Untersuchungen nötig, die intensive Bestrahlungstests sowie anschließende Nachbestrahlungsuntersuchungen erfordern. Legt man die etwa 30 Jahre Entwicklungsarbeit für den in heutigen Leichtwasserreaktoren eingesetzten Oxidbrennstoff zugrunde, wird eine ähnliche Zeitspanne für die Entwicklung eines GEN-IV- bzw. ADS-Brennstoffs notwendig sein. Es sollte auch darauf hingewiesen wer-

den, dass in heutigen Reaktoren vornehmlich oxidische Brennstoffe eingesetzt werden. Für die zukünftigen Reaktorkonzepte sind kürzlich auch Nitride, Carbide und auch rein metallische Brennstoffe vorgeschlagen worden [19].

7 Beschleunigergetriebene unterkritische Systeme

34 Im Bereich der Transmutationsforschung gibt es weltweit mehrere ADS-Konzepte. Hervorzuheben ist hierbei das EUROTRANS-Programm [17]. Das Ziel von EUROTRANS war es, ein Konzept für die Behandlung größerer Mengen an Plutonium, Uran und Minoren Actiniden zu entwickeln (P&T) sowie Einrichtungen (Testanlagen) zur Herstellung geeigneter Brennstoffe für die zukünftigen Transmutationsanlagen (industrieller Einsatz) aufzubauen.

35 Innerhalb des Programms wurden die beiden Konzepte XT-ADS (eXperimental-ADS) und EFIT (Europea Facility for Industrial Transmutation) ausgearbeitet. Beide Konzepte sehen Spallationstargets aus flüssigem Metall vor. Während XT-ADS für MOX-Brennstoffe ausgelegt wurde, welche in unterschiedlichen Beladungszonen untergebracht werden sollen, sieht das EFIT-Konzept die Verwendung von Uran-freien Brennstoffen mit Plutonium und Minoren Actiniden vor. Beide Varianten sehen einen leistungsstarken, supraleitenden Protonenlinearbeschleuniger vor. Als Kühlmittel wurde für XT-ADS ein flüssiges Blei-Wismut-Eutektikum und für EFIT flüssiges Blei gewählt. Als Alternative zum bleigekühlten EFIT-Konzept wurde auch eine heliumgekühlte Variante, He-EFIT, vorgeschlagen und untersucht. Dabei handelt es sich um eine Anlage mit einer Leistung von 400 MW_{th} zur Umwandlung bzw. Verbrennung von Minoren Actiniden. Das Target besteht hier aus festem Wolfram. Bei diesem Konzept wurde eine genaue Betrachtung der Transmutationsraten für die projektierte Lebensdauer des Systems durchgeführt (2790 Betriebstage bei 400 MW_{th}). Es zeigt sich, dass die beiden Transurane Neptunium und Americium netto abgebaut werden, letzteres sogar in einem beträchtlichen Umfang von etwa 1,4 t, während Uran, Plutonium und Curium aufgebaut werden. Die Gesamtmasse an Minoren Actiniden reduziert sich dabei um 1111 kg.

Im belgischen Forschungszentrum SCK•CEN in Mol wird an einem weiteren ADS-Konzept (MYRRHA – Multi-purpose hYbrid Research Reactor for High-tech Applications) gearbeitet. Zu den Zielen von MYRRHA zählt es, die technische Machbarkeit einer flüssigmetallgekühlten ADS-Anlage zu demonstrieren und auch die Sicherheitsparameter von unterkritischen Reaktorsystemen zu erforschen [6]. **36**

Bei dem bereits oben erwähnten AGATE-Konzept handelt es sich ebenfalls um einen unkritischen Reaktor, der seine Kritikalität erst durch die Neutronen vom Spallationstarget erhält. In Abbildung 7.1 ist der Anlagenkomplex dargestellt. **37**

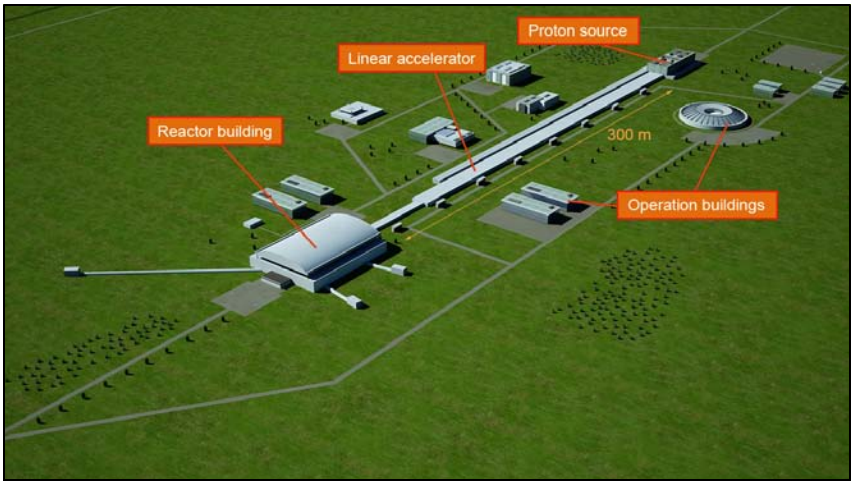


Abb. 7.1: Virtuelle Darstellung des AGATE-Anlagenkomplexes. In den Gebäuden, die vom Reaktorgebäude wegführen, werden Experimente für die Grundlagenforschung durchgeführt [5].

In der Pilotphase des AGATE-Konzeptes soll konventioneller MOX-Brennstoff eingesetzt werden. Hierbei liegt jedoch die Anreicherung des Plutoniums bei maximal 20 wt%. Der für das ADS benötigte Protonenstrahl wird durch einen Linearbeschleuniger mit einer maximalen Strahlleistung von 6 MW bereitgestellt. Als „Back-Up“ für den Linearbeschleuniger ist ein zweistufiger Zyklotron mit 6 mA und 1 GeV eingeplant. Die Stromstärke des Protonenstrahls aus dem Linearbeschleuniger verfügt dann im Unterschied zum Zyklotron über 15 mA und eine Energie von 0,8 GeV. Der von oben eintreffende Protonenstrahl trifft auf das Spallationstarget und erzeugt dort die zur **38**

Umwandlung der Transurane benötigten Neutronen. Um dieses Target herum sind die hexagonalen Brennelemente angeordnet, wodurch ein hexagonaler Kern entsteht. Im Rahmen der AGATE-Studie wurde weiterhin die Nutzung der entstehenden Abwärme zur Erzeugung von Elektrizität betrachtet.

39 Für die Kostenabschätzung des Sekundärkreislaufes der Anlage wurden die grundlegenden Komponenten bzw. Gewerke und deren Liefer- und Leistungsumfänge sowie -grenzen berücksichtigt. Die Investmentkosten betragen etwa 526 Mio. EURO.

40 Hinsichtlich der Aufteilung der Gewerke können folgende Angaben gemacht werden:

- Hardware-Lieferungen: 195 Mio. EURO
- Ingenieurarbeiten: 214 Mio. EURO
- Baustellenarbeiten: 117 Mio. EURO

In der Kalkulation ist ein entsprechender Aufschlag für Risiken, Gemeinkosten, Versicherungen, Gewinn etc. auf Basis des Jahres 2010 berücksichtigt.

41 Die Kostenabschätzung für den Primärkreislauf basiert auf den Angaben in „Concept Paper of European Sustainable Nuclear Industrial Initiative, Programm ESNII-3: GFR. ALLEGRO". Bei ALLEGRO handelt es sich um ein Projekt mit einer vergleichbaren Technologie, Leistung (70 bis 100 MW_{th}) und Verwendung (Prozesswärme etc.). Auf das Projekt AGATE übertragen kann man dementsprechend für die Entwicklung, Planung und Errichtung des Primärkreises einen Investmentaufwand von 500 bis 600 Mio. EURO abschätzen. Hinzu kommen noch Brennelemententwicklungs- und Testkosten sowie die Kosten für Design, Planung und Errichtung der Beschleunigeranlage (ca. 300 Mio. EURO).

42 Die Gesamtkosten für den Primär- und Sekundärkreislauf (inkl. Errichtung und Training) belaufen sich auf 1.300 bis 1.400 Mio. EURO im Referenzjahr 2010.

8 Alternative Transmutationskonzepte

43 Unterkritische Reaktorkonzepte zur Transmutation von Minoren Actiniden sind relativ junge Entwicklungen, die sich im Wesentlichen

aus den innovativen Ideen von Professor C. Rubbia zum Energy Amplifier bei CERN herleiten [20]. Wesentlich älter sind Konzepte für Hybrid-Reaktoren, in denen Fusionsneutronen zur Kernspaltung vorgeschlagen werden (1954) [21]. Erst später wurde auch das Potential dieser Hybridsysteme mit unterkritischer Spaltzone zur „Verbrennung" von nuklearem Abfall erkannt und erste Entwicklungsstudien zu einem Tokamak-Actiniden-Verbrenner bei Westinghouse für das Electric Power Research Institute durchgeführt [22].

Internationale Forschungs- und Entwicklungsprogramme zur Transmutation von langlebigen Transuranen mithilfe von Fusions-Hybridsystemen bzw. schnellen Reaktorsystemen sind in Russland (gas dynamic trap, spherical Tokamak, compact Tokamak), in China (Tokamak), in Südkorea (Tokamak), in Japan und in Frankreich stark vertreten. Das Zentrum der Fusions- und Hybridforschung liegt, nicht zuletzt durch militärische Ziele motiviert, in den USA. **44**

9 Literatur

[1] Bundesamt für Strahlenschutz: Planfeststellungsbeschluss für die Errichtung und den Betrieb des Bergwerkes Konrad in Salzgitter, www.endlager-konrad.de, 2002.

[2] OECD/ NEA: Nuclear Fuel Cycle Transition Scenario Studies, NEA-Report 6194, ISBN 978-92-64-99068-5, 2009.

[3] R. Odoj, P. W. Phlippen: Ist die Transmutationstechnik ein Weg, die langfristigen Entsorgungsfragen zu lösen? VDI-Bericht, Nr. 1271, 1998.

[4] S. Tittelbach: Konzept eines unterkritischen Transmutationssystems mit schnellem Neutronenspektrum und flüssigem Brennstoff. Doktorarbeit, Institut für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik Forschungszentrums Jülich, 2002.

[5] J. Kettler, M. Heuters et al.: Konzept einer gasgekühlten beschleunigergetriebenen Transmutationsanlage – AGATE; Aachen Nuclear Satey Reports; ISBN 978-3-941277-11-3, 2011

[6] H. A. Abderrahim, MYRRHA: The multipurpose hybrid research reactor for high-tech applications, Actinide and Fission

Product Partitioning and Transmutation, 11th Information Exchange Meeting, San Francisco, Nov 2010.

[7] http://www.bfs.de/de/endlager/abfaelle/abfall_prognosen.html.

[8] Actinide and Fission Product Partitioning and Transmutation - Status and Assessment Report, OECD-NEA, Paris, France, 1999.

[9] J. N. Mathur, M. S. Murali, K. L. Nash: ACTINIDE PARTITIONING, A REVIEW, Solvent Extr. Ion Exch., 19(3), 2001, 357-390.

[10] K. L. Nash, C. Madic, J. N. Mathur, J. Lacquement: The Chemistry of the Actinide and Transactinide Elements, Third Edition Springer Netherlands Chapter 24, ACTINIDE SEPARATION SCIENCE AND TECHNOLOGY, 2006.

[11] S. Bourg, C. Caravaca, C. Ekberg, C. Hill, C. Rhodes: ACSEPT, Toward the Future Demonstration of Advanced Fuel Treatments, Paper 9185, Proceedings of Global 2009, Paris, France, September 6-11, 2009.

[12] Forschungszentrum Jülich GmbH: RED-IMPACT – Impact of Partitioning, Transmutation and Waste Reduction Technologies on the Final Nuclear Waste Disposal (Synthesis Report). Jülich, 2008.

[13] Bundesumweltministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Sicherheitsanforderungen an die Endlagerung wärmeentwickelnder radioaktiver Abfälle. Berlin, 2010.

[14] R. J. M. Konings: Advanced fuel cycles for accelerator-driven systems: fuel fabrication and reprocessing, EU report 19928, 2001.

[15] S. Pillon: Status of the European future programme, Proc. of the International Workshop on P&T and ADS Development 2003, Mol, Belgium, 6–8 October 2003.

[16] J. Wallenius and M. Eriksson: Neutronics of minor actinide burning accelerator-driven systems with ceramic fuel, Nucl.Technol. 151, 2005, 314.

[17] J. Knebel et al.: "European research programme for the transmutation of high level nuclear waste in an Accelerator Driven System - Towards a demonstration device of industrial interest-EUROTRANS." , Proc. of FISA 09, Prague , Rep. of Czech, Jun. 22-24, 2009.

[18] F. Delage et al.: Advanced fuel developments for an industrial accelerator driven system prototype, Proceedings of Global 2009 Paris, France, September 6-11, 2009.

[19] R. Thetford and M. Mignanelli: The chemistry and physics of modelling nitride fuels for transmutation, J. Nucl. Mat. 320, 2003, 44.

[20] C. Rubbia et al, Conceptual Design of a fast Neutron Operated High Power Energy Amplifier, CERN/AT/95-44 (ET), 29th September 1995.

[21] B. R. Leonard, Nucl. Tech. 20:161, Dezember 1973.

[22] J. L. Kelly, R.P. Rose, The Tokamak Hybrid Reactor. Nucl. Engin. Des. 63 (1981) 395-421.

Energie im Abfall

Dr. phil. Peter von Dierkes, Dipl.-Ing. Dirk Böhme und Dipl.-Volksw. Guido Bruch

Inhaltsübersicht

		Rn.
1	Einleitung	1–17
2	Qualitäten und Quantitäten energiereicher Abfälle	18
2.1	Definition energiereicher Abfälle	18
2.1.1	Der Abfallbegriff	18–23
2.1.2	Abfallarten und Herleitung der Definition „energiereiche Abfälle“	24–31
2.2	Beschreibung der energiereichen Abfälle	32
2.2.1	Derzeitige Mengen energiereicher Abfälle und deren Entsorgungswege	32–45
2.2.2	Zukünftige Mengen energiereicher Abfälle	46–52
2.2.3	Eigenschaften energiereicher Abfälle	53–55
2.2.3.1	Wichtige beschreibende Größen für den Brennstoffabfall	56–71
2.2.3.2	Eigenschaften von Restabfall aus Haushaltungen	72–80
2.2.3.3	Eigenschaften von Sperrabfall	81
2.2.3.4	Eigenschaften von hausmüllähnlichen Restgewerbeabfällen	82
2.2.3.5	Eigenschaften von Resten der DSD- und Gewerbeabfallverwertung	83–86
2.2.3.6	Eigenschaften von Baustellenabfällen	87–88
2.2.3.7	Eigenschaften von Produktionsabfällen	89
2.2.3.8	Eigenschaften von Shredderleichtgut	90
2.2.3.9	Eigenschaften weiterer Abfälle	91–94
2.2.3.10	Deponiegas	95–96
2.2.3.11	Andere gasförmige Energieträger aus Abfall	97–98
3	Energieinhalte des Abfalls	99
3.1	Anteil des Energieträgers Abfall am Gesamtenergieverbrauch in Deutschland	99–110
3.2	Bedeutung des regenerativen Energieträgers Abfall in Deutschland	111–126
4	Zusammenfassung	127–133
5	Schlussfolgerung	134–136
6	Glossar	
7	Literatur	

Schlagwortübersicht

	Rn.
Abfall	18
Abfallarten	24
Abfallmengen	32
abfallwirtschaftliche Rangfolge	22
Altreifen	44, 92
Baustellenabfall	42, 87
Beseitigung	21
Bioabfall	37, 97
Deponiegas	95
Dichte	63
energetische Nutzung	9, 23
energetische Verwertung	20
Energieinhalt des Abfalls	99
energiereiche Abfälle	29
Energieverbrauch Deutschlands	107
hausmüllähnlicher Restgewerbeabfall	36, 82
Heizwert	56
Klimarelevanz	124
Körnung	64
Krankenhausabfall	45, 94
Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz	18
Lebensmitteabfall	41, 98
Produktionsabfall	39
Prognose Abfallmengen	46
Recyclingquoten	76
regenerative Energieträger	111, 117
regenerativer Charakter von Abfall	77
regenerativer Energieinhalt im Abfall	115
Reste aus der Verwertung	38, 86
Restabfall aus Haushaltungen	35, 72
Rinde	40, 91
Schadstoffgehalte	68, 79
Shredderleichtgut	43
Sonderabfall	45, 93
Sortieranalysen	58
Sperrabfall	35, 81
ungenutzte Energieinhalte	103
verbrennbare Abfälle	33, 127
vergärbare Abfälle	33, 131
Verwertung	21

1 Einleitung

1 Zahlreiche Verbände, wie der Verein Deutscher Ingenieure (VDI), der Verband Kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) und die Interessengemeinschaft der Betreiber Thermischer Abfallbehandlungsanlagen in Deutschland (ITAD) [1] unterstreichen, dass die Nutzung des Energiegehaltes von Abfällen verbesserungsfähig und -würdig ist. Ein Vergleich des Energiepotenzials im Abfall mit dem heutigen Beitrag anderer regenerativer Energieträger zeigt deutlich (s. Kapitel 3.2, Rn. 111), dass die Nutzung des (teilweise) erneuerbaren Energieträgers „Abfall" zum Klimaschutz beitragen kann.

2 Bereits Mitte der 70er Jahre wurde der Energieträger „Abfall" als Folge der damaligen Energiekrise entdeckt. Darauf wurde aber auf Grund neuer Erkenntnisse und Messverfahren die Umweltverträglichkeit der Abfallverbrennung in den 80er (Rauchgase) und 90er (Reststoffqualitäten) Jahren kritisch diskutiert, so dass der Gedanke,

Abfall als Energieträger zu nutzen, für fast 20 Jahre in den Hintergrund geriet.

3 Die Umweltverträglichkeit der Abfallverbrennung verbesserte sich jedoch zwischenzeitlich wegen zahlreicher technischer Innovationen bei der Rauchgasreinigung und der Verbesserung der Reststoffqualitäten erheblich, was nicht zuletzt auf den vorangegangenen kritischen Diskurs zurückgeführt werden konnte. Fachkreise und ein zunehmender Anteil der Bevölkerung schätzten die Abfallverbrennung schließlich wieder eindeutig als eine verantwortbare Technik ein. Dies wurde in einer positiven Beurteilung der modernen Abfallverbrennung seitens der Bundesärzteschaft [2] unterstrichen.

4 Inzwischen kann die Nutzung der Energieinhalte des Abfalls wieder ideologiefrei diskutiert werden. Prof. Wiemer von der Universität Kassel forderte Mitte der 90er Jahre im Sinne einer nachhaltigen[1)] Stoff- und Energiewirtschaft eine umfassende und optimale Nutzung der Energieinhalte des Abfalls (z. B. in [3]).

5 Auch aus ökonomischer Sicht erscheint die Nutzung der Energieinhalte des Abfalls geboten. Dies gilt zum einen für die Energieverbraucher (z. B. Zementwerke, Kraftwerke), die Interesse an langfristig preiswerten Energieträgern haben, zumal sich der Ölpreis zwischen März 1999 und Mai 2000 fast verdreifacht hat [4]. Vorrangig hat jedoch die Entsorgungswirtschaft durch den Wegfall des Entsorgungsweges „Deponie“ (vgl. Anforderungen der TA Siedlungsabfall (TASi) [5]) Interesse an langfristig gesicherten und preisgünstigen Verwertungsmöglichkeiten für die brennbaren Abfälle.

6 Obwohl die Diskussion über die Energiegewinnung aus Abfall vorwiegend abfallwirtschaftlich bestimmt ist, hat sie Relevanz für die Energiewirtschaft in Deutschland.

7 Der vorliegende Beitrag will diesen Gesichtspunkt stützen. Er wendet sich an die

- Energiewirtschaft unter Hinweis auf das Energiepotenzial im Abfall und
- an die Abfallwirtschaft, um diese für den volkswirtschaftlichen Wert der Energieinhalte des Abfalls zu sensibilisieren.

1 Erklärung des Begriffs „Nachhaltigkeit“ im Glossar

8 Der Abfallbegriff wird in diesem Beitrag in Kapitel 2.1.1 hergeleitet. Im Kapitel 2.1.2 werden dann über die gebräuchlichen Abfallarten die für eine energetische Nutzung in Frage kommenden Abfallarten abgeleitet. Dabei handelt es sich neben dem Hausabfall, Sperrabfall u. Ä. vor allem um Gewerbe-, Produktions-, und Baumischabfall sowie um einige Sonstige Abfälle, wie Altreifen und Shredderleichtgut. Heute wird hiervon nur ein Teil energetisch genutzt.

9 Unter **energetischer Nutzung** wird in diesem Beitrag sowohl die energetische Verwertung, als auch die thermische Behandlung zum Zwecke der Beseitigung verstanden, weil auch hier die Nutzung der Abhitze für Heizzwecke oder zur Stromerzeugung obligatorisch ist (vgl. mit § 8 der 17. BImSchV [6] sowie mit den Ausführungen in Rn. 23). Aus energiepolitischer Sicht ist eine Unterscheidung in Verwertung und Beseitigung[2)] demnach irrelevant.

10 Die derzeitige Nutzung der stofflich nicht verwertbaren energiereichen Abfälle lässt Entwicklungspotenzial vermuten. Geht man für 1998 von ca. 45 Mio. Mg verbrennbaren Abfällen aus, die in Deutschland angefallen sind, werden hiervon nur 38% oder ca. 17 Mio. Mg energetisch genutzt. Bis zum Jahr 2005 kann nach heutigem Erkenntnisstand nur eine geringfügige Intensivierung der energetischen Nutzung prognostiziert werden. Von den dann noch ca. 36 Mio. Mg verbrennbaren und stofflich nicht verwertbaren Abfällen werden voraussichtlich ca. 20 Mio. Mg oder 56% energetisch genutzt (s. Tabellen 3 und 4 in Rn. 34 u. 47).

11 Andere Nutzungsarten der Energieinhalte des Abfalls – wie die Verbrennung von Biogasen aus der Vergärung – sind jetzt und werden auch in Zukunft als unbedeutend einzuschätzen sein (siehe Kapitel 3). Eine Sonderrolle nimmt Deponiegas ein, das durch chemische Umsetzung von Abfall gebildet wird. Dessen Fassung und Beseitigung bzw. energetische Nutzung ist vorwiegend aus Gründen des Emissionsschutzes[3)] geboten.

12 Der theoretische Beitrag von Deponiegas als Energieträger ist bezogen auf 1998 mit ca. 40 TWh/a auf den ersten Blick erheblich. Allerdings kann davon ausgegangen werden, dass nur ca. 50% des anfallen-

2 Die Abgrenzung zwischen Verwertung und Beseitigung ist dem Glossar zu entnehmen.

3 Erkärung der Relevanz der Deponiegase im Glossar

den Deponiegases erfasst [7] und so überhaupt nutzbar gemacht werden kann. Damit reduziert sich der nutzbare Energieinhalt von Deponiegas auf ca. 20 TWh/a oder weniger als 15 % des Gesamtenergieinhalts des Abfalls (s. Tabelle 15 Rn. 100). Für die Zukunft werden auf Grund der deutlich abnehmenden Deponierung organischer Abfälle (getrennte Erfassung von Bioabfall und zunehmende Erfüllung der Anforderungen der TASi) seit Anfang / Mitte der 90er Jahre und der damit verbundenen geringeren Gasbildung rückläufige Mengen Deponiegas erwartet.

13 Das große, bisher ungenutzte Energiepotenzial im Abfall wirft die Frage auf, warum dieser Brennstoff bisher nur unzureichend genutzt wird.

14 Dies kann unter anderem mit der Inhomogenität und den teilweise hohen Schadstoffgehalten (Kapitel 2.2.3 und folgende) des Abfalls begründet werden. Dadurch erhöht sich der anlagentechnische Aufwand der Energieumwandlung bei der eigentlichen energetischen Nutzung oder bereits im Vorfeld durch eine umfangreiche mechanische Vorbehandlung der Abfälle. Der daraus resultierende erhöhte Kapitalbedarf kann nur bei langfristiger Liefersicherheit bei festen Verwertungs- / Beseitigungskosten refinanzierbar dargestellt werden. Derartige Sicherheiten sind heute überwiegend nicht gegeben.

15 Die Unsicherheit, insbesondere der kommunalen Entsorgungswirtschaft, ist zum einen auf die durch Vermeidung, aber mehr noch durch Verwertung bzw. Scheinverwertung[4)] stark rückläufigen Abfallmengen „zur Beseitigung“ zurückzuführen. Zum anderen herrscht bezüglich der rechtlichen Rahmenbedingungen, insbesondere zur vollständigen Umsetzung der TASi [5] im Jahre 2005 erhebliche Unsicherheit. Darüber hinaus ist nicht kalkulierbar, ob und in welchem Umfang Abfallexporte in das europäische Ausland zulässig sind und stattfinden werden.

16 Ob die von der Entsorgungswirtschaft propagierte verstärkte Herstellung von Ersatzbrennstoffen, heizwertreichen Fraktionen[5)] etc. Abhilfe bringt, ist zu prüfen, da auch hierfür Verwertungskapazitäten fehlen. Wesentliche freie Kapazitäten finden sich derzeit nur in der

4 Erklärung des Begriffs im Glossar
5 auch aus Mechanisch-Biologischen-Abfallbehandlungsanlagen – MBA

Zementindustrie. In Kraftwerken sprechen viele Gründe, z. B. die hohen und unkalkulierbaren Chlorgehalte bei fast allen Abfällen und das damit verbundene Risiko der Korrosion, gegen eine deutliche Steigerung der Verwertungskapazitäten. Darüber dürfen auch die aktuellen Planungen der Vereinigten Elektrizitätswerke Westfalen (VEW) [8] und der Vereinigten Energiewerke Aktiengesellschaft (VEAG) [9] nicht hinwegtäuschen.

17 Demnach ist zu erwarten, dass auch nach 2005 erhebliche Anteile des Energieinhaltes des Abfalls nicht genutzt werden können.

2 Qualitäten und Quantitäten energiereicher Abfälle

2.1 Definition energiereicher Abfälle

2.1.1 Der Abfallbegriff

18 Laut **Kreislaufwirtschaft- und Abfallgesetz** (KrW-/AbfG) [10] sind „Abfälle … bewegliche Sachen, … deren sich ihr Besitzer entledigt, entledigen will oder entledigen muss“ (§ 3 (1) KrW-/AbfG.). Vereinfacht gesagt, ist **Abfall** demnach all das, was für seinen Besitzer jeden Wert verloren hat, von dem man sich also entledigen will[6)].

19 Gemäß KrW-/AbfG sind Abfälle in erster Linie zu vermeiden. Abfälle die nicht vermieden werden, sind stofflich oder energetisch zu verwerten (§ 4 KrW-/AbfG), falls nicht die Beseitigung insgesamt umweltverträglicher ist als eine Verwertung. Die stoffliche und die energetische Verwertung sind gleichrangig, wobei die jeweils umweltverträglichere Verwertungsform zu wählen ist. Abfallbeseitigung bedeutet **zur Zeit** vorwiegend die Ablagerung auf Deponien oder die thermische Behandlung der Abfälle in Abfallverbrennungsanlagen (AVA)[7)]. Die nachfolgende Hierarchiepyramide (Abbildung 1) zeigt diesen Zusammenhang.

6 Genauere Angaben zu den Motiven des Gesetzgebers, aus denen auch die Definition von „Abfall“ hervorgehen, sind der Veröffentlichung von v. Köller [11] zu entnehmen.

7 Die „klassische“ Verbrennung von Restabfall aus Haushaltungen gilt wegen des geringen Heizwertes (weniger als 11 MJ/kg) und der hohen Schadstoffgehalte von Restabfall aus Haushaltungen als „Beseitigung“.

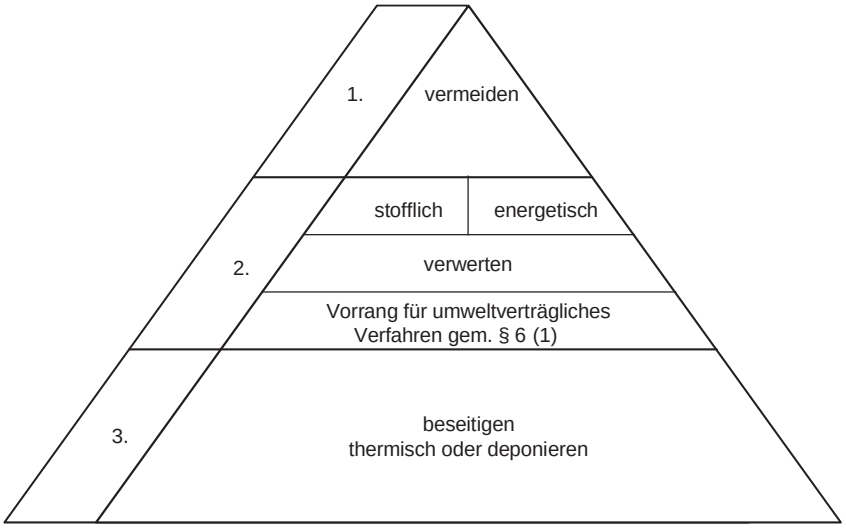


Abb. 1: Zielhierarchie des Kreislaufwirtschaftsgesetzes [11]

Die **energetische Verwertung** von Abfällen in Sinne des § 4 (4) [10] ist nach § 6 (2) möglich, falls **20**

- der Heizwert des Abfalls mindestens 11 000 kJ/kg beträgt
- der Feuerungswirkungsgrad[8)] bei der Energiegewinnung über 75 % liegt
- die entstehende Abwärme zu Heizzwecken oder zur Stromgewinnung genutzt wird, oder fossile Brennstoffe substituiert werden
- die übrigen Umweltschutzanforderungen eingehalten werden.

Der Entsorgungsweg der Abfälle zur **Beseitigung** wird in den verschiedenen technischen Anleitungen, besonders in der TASi [5] geregelt. Die TASi definiert Standards für eine umweltverträgliche **Verwertung** und Beseitigung von Siedlungsabfällen. Laut TASi dürfen, vereinfachend gesagt, nur inerte Abfälle, wie Bauschutt etc. auf Deponien abgelagert werden. Dagegen müssen Abfälle mit einem gewissen Energieinhalt bzw. biologisch aktive Abfälle so behandelt werden, dass sie dadurch nahezu inert und biologisch inaktiv werden [12]. **21**

8 Die Definition des Feuerungswirkungsgrades ist hier immer noch unklar. Der Gesetzgeber hat sich mit dem Begriff „Feuerungswirkungsgrad" nicht an technische Bezeichnungen wie „Kesselwirkungsgrad" angelehnt.

22 Die **abfallwirtschaftliche Rangfolge** (Vermeiden, Verwerten und Beseitigen), die damit verbundene Komplexität der Abfallwirtschaft und die Verknüpfungen mit der Energiewirtschaft zeigt die nachfolgende Abbildung 2 (in Anlehnung an [13]) im Überblick:

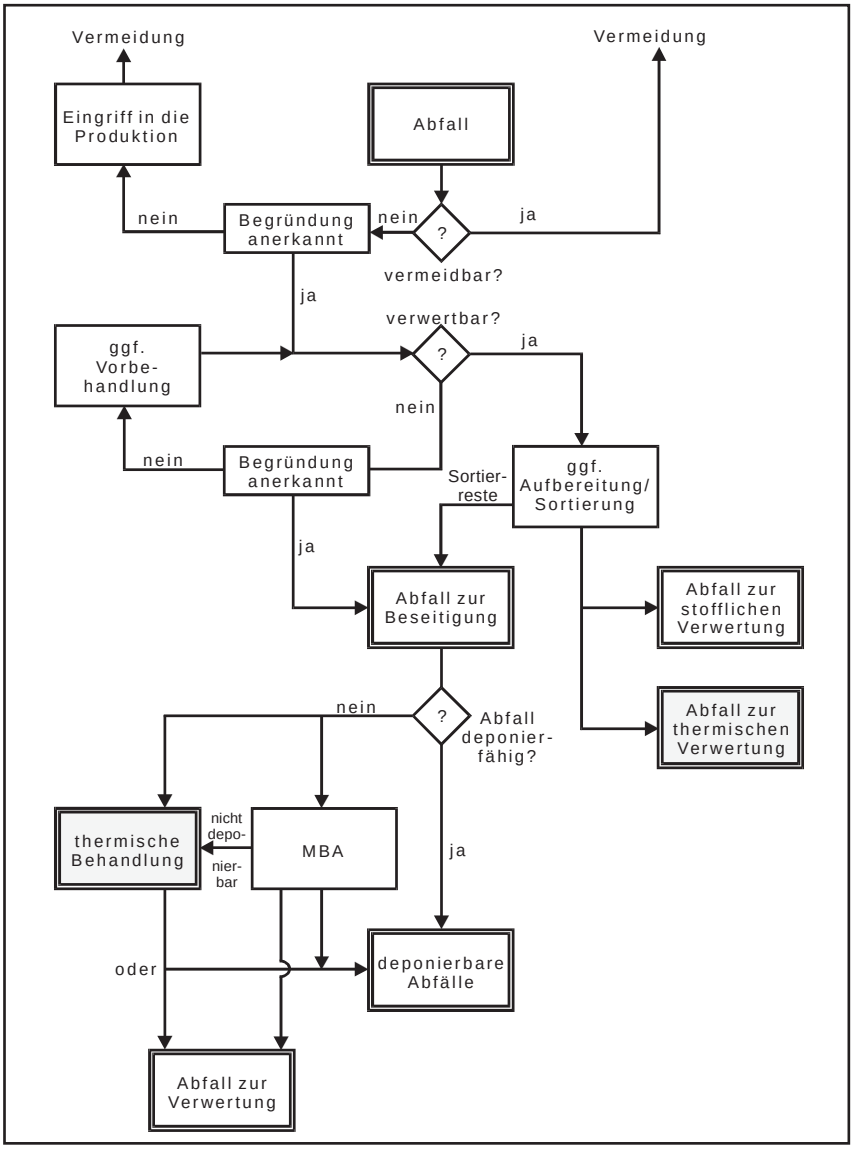


Abb. 2: Abfallwirtschaftliche Rangfolgen und Verknüpfungen mit der Energiewirtschaft (in Anlehnung an [13])

Da auch bei der thermischen Behandlung von Abfall die gesetzliche Verpflichtung zur Wärmenutzung[9] besteht [6], macht es für die Ermittlung des Energiepotenzials des Abfalls keinen Sinn zwischen Verwertung und Beseitigung zu unterscheiden. Statt „thermische Beseitigung" und „energetische Verwertung" wird daher im Folgenden der Begriff „**energetische Nutzung**" verwendet. Es sei aber darauf hingewiesen, dass die Unterscheidung Verwertung / Beseitigung aus abfallpolitischer Sicht sinnvoll sein kann, da eine Verwertung geringeren Restriktionen unterliegt und andere Zugriffsmöglichkeiten determiniert, als eine Beseitigung. Weitere, ausführliche Gedanken zur Sinnhaftigkeit der Abgrenzung Verwertung / Beseitigung können auch einem Beitrag von Bothe [14] entnommen werden. **23**

2.1.2 Abfallarten und Herleitung der Definition „energiereiche Abfälle"

Die **Abfallarten** wurden gesetzlich kategorisiert, **24**

- gemäß Anhang I KrW-/AbfG [10] zur allgemeinen Einteilung von Abfällen und, genauer
- gemäß Europäischem Abfallkatalog (EAK) [15], [16], [17], der die alten Abfallbezeichnungen und Schlüsselnummern der Länder-Arbeitsgemeinschaft Abfall (LAGA) zur Erfüllung von Vorgaben der EU Richtlinien 75/442 EWG bzw. 91/156/EWG abgelöst hat.

Da die Einteilung gemäß Anhang I KrW-/AbfG wenig praxistauglich und der EAK zu detailliert für eine Übersicht der Energiepotenziale ist, wird im Folgenden für Grobübersichten die Einteilung in Abfallarten des Statistischen Bundesamtes [18] verwendet: **25**

- Hausabfall, hausmüllähnliche Gewerbeabfälle, Sperrabfälle, Kehricht etc.

---

9 Der § 8 „Wärmenutzung" der 17. BImSchV schreibt hierzu:
In Anlagen nach § 1 (1) ist entstehende Wärme, die nicht an Dritte abgegeben wird, in Anlagen des Betreibers zu nutzen, soweit dies nach Art und Standort der Anlage technisch möglich und zumutbar sowie mit den Pflichten nach § 5 (1) Nr. 1 bis 3 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes vereinbar ist. Soweit aus der bei der Verbrennung entstehenden Wärme, die nicht an Dritte abgegeben wird oder die nicht in Anlagen des Betreibers genutzt wird, eine elektrische Klemmenleistung von mehr als 0,5 Megawatt erzeugbar ist, ist elektrische Energie zu erzeugen.

- Bergematerial aus dem Bergbau
- Produktionsabfall
- Bauschutt, Bodenaushub, Straßenaufbruch, Baustellenabfall
- Sonstiges

26 Die Verwendung der Einteilung gemäß Statistischem Bundesamt hat darüber hinaus den Vorteil, dass hier genaue, bundesweite Zahlen über Abfallmengen vorliegen. Nachteilig ist – neben der geringen Aktualität der Daten – dass eine Untergliederung der o. g. fünf Obergruppen, z. B. in energetisch nutzbar / inert nicht vorliegt.

27 Daher müssen bei Bedarf weitere Unterscheidungen vorgenommen werden. Beispielsweise haben Cord-Landwehr [19] oder Bilitewski [20] Vorschläge zu einer Einteilung in Abfallarten gemacht. Cord-Landwehr teilt die Abfälle in folgende Kategorien ein:

- Hausabfall
- Geschäftsabfall
- Sperrabfall
- hausmüllähnlicher Gewerbeabfall
- Sortierreste, Sekundärabfälle
- Straßenkehricht
- Marktabfall
- Garten- und Parkabfall
- Bioabfall
- Nassmüll
- Rechengut
- Sandfanggut
- Klärschlamm
- Krankenhausspezifische Abfälle
- Produktionsspezifische Abfälle
- Bauabfälle, mineralisch
- Baustellenabfall
- Baumischabfall

- Bauabfall
- stofflich verwertbare Wertstoffe
- Wertstoffe aus Sekundärabfällen
- Schadstoffe / Problemstoffe

Bilitewski untergliedert wegen der gesetzlich eingeführten bzw. geplanten Verordnungen ferner in Verpackungsabfälle, Altautos (incl. Altreifen, Shredderleichtgut) und E-Schrott. Daneben müssen die mengenmäßig sehr relevanten und daher beim Statistischen Bundesamt gesondert ausgewiesenen Bergematerialien aus dem Bergbau genannt werden. **28**

Wie eingangs erwähnt, soll in diesem Beitrag die Verknüpfung von Abfall- und Energiewirtschaft angeregt werden. Zur Darstellung der (ungenutzten) energetischen Potenziale im Abfall werden daher nur die stofflich nicht verwertbaren **energiereichen Abfälle** betrachtet (Tabelle 1). Abfälle werden dann als energiereich bezeichnet, wenn **29**

- ihr unterer Heizwert H_u (siehe Rn. 56ff.) nach einer Trocknung mindestens 7 MJ/kg beträgt,
- bzw. wenn sie unter Bildung von Biogas (s. Rn. 97 und 98) vergärbar sind.

Mögliche Verfahren zur energetischen Nutzung der Abfälle werden unter 6450 dieses Handbuches erläutert.

Tab. 1: Energiereiche Abfallarten[10)]

Obergruppe gemäß stat. Bundesamt	Untergruppen	
	Bezeichnung	Kommentar
Hausabfall und Ähnliches	**Restabfall aus Haushaltungen**	energiereich
	Wertstoffe (Pappe, Glas, etc.)	werden stofflich verwertet und daher nicht betrachtet
	getrennt erfasster Bioabfall	meist Verwertung nach Kompostierung Aber: Vergärungs[1)] Potenzial
	hausmüllähnliche Restgewerbeabfälle	wie Restabfall aus Haushaltungen; Aber: z. T. deutlich höhere Energieinhalte;

10 Energiereiche Abfallarten sind durch **fette** Schrift hervorgehoben.

Obergruppe gemäß stat. Bundesamt	Untergruppen	
	Bezeichnung	Kommentar
	Sperrabfall	größtenteils brennbar; hohe Holzanteile => teilweise stoffliche Verwertung
	Kehricht	wie Restabfall aus Haushaltungen; vereinzelt hohe Inertstoffanteile
	Reste aus Sortieranlagen	hohe Energieinhalte
	Krankenhausabfälle	wie Gewerbeabfall; aber: Sterilisierung erforderlich; ethische Probleme[1)]
	kommunale Klärschlämme	Nach Entwässerung / Trocknung energiereich, *ABER: Betrachtung in 6440 des Handbuches*
Bergematerial aus dem Bergbau	Bergematerial	fast ausschließlich mineralisch, nicht brennbar
Abfälle aus der Produktion	Sonderabfälle, wie **Lösemittel, Altöle**	zum Teil hohe Energieinhalte
	Chemieabfälle	zum Teil hohe Energieinhalte
	Kunststoff, Gummi und Verbunde	werden zu großen Teilen stofflich verwertet. Der Rest mit hohen Energieinhalten
	Holzabfälle, Rinden etc.	hohe Anteile an stofflicher Verwertung energiereich
	Lebensmittelabfälle	meist geringe Heizwerte und hohe Wassergehalte Aber: Vergärungspotenzial
Bauschutt etc.	Bauschutt, Bodenaushub, Straßenaufbruch	fast ausschließlich mineralisch, nicht brennbar
	Baustellenabfall	größtenteils wie Gewerbeabfall mit wesentlichen mineralischen Anteilen; teilweise stoffliche Verwertung der nicht mineralische Rest ist energiereich
Sonstige Abfälle	**Shredderleichtgut**[2)]	energiereich
	Altreifen	energiereich geringfügige stoffliche Verwertung

1 besonders bei Körperteilen etc.
2 Erläuterung des Begriffs im Glossar

Aus der Tabelle 1 (Rn. 29) wird deutlich, dass in allen Abfallgruppen gem. Statistischem Bundesamt energiereiche Untergruppen zu finden sind. Dies gilt besonders für den Hausabfall bzw. Restgewerbeabfall. Daneben sind vor allem bei den produktionsspezifischen und den sonstigen Abfällen (z. B. Shredderleichtgut oder Altreifen), sowie bei den Baustellenabfällen bedeutende Energieinhalte vorhanden. **30**

Klärschlamm wird in diesem Beitrag nicht betrachtet, da dessen energetische Nutzung unter *6440 des Handbuches* beschrieben wird. **31**

2.2 Beschreibung der energiereichen Abfälle

2.2.1 Derzeitige Mengen energiereicher Abfälle und deren Entsorgungswege

Den besten Überblick über die Gesamtabfallmengen, die in der Bundesrepublik angefallen sind, bieten die Veröffentlichungen des Statistischen Bundesamtes. Allerdings sind die Zahlen des Bundesamtes relativ alt. Die letzte Veröffentlichung Ende 1999 [18] benennt die **Abfallmengen** Deutschlands von 1993 (siehe Tabelle 2). **32**

Tab. 2: Abfallaufkommen und -verwertung nach Abfallarten in Deutschland 1993 [18] [Angaben in Mio. Mg]

	Gesamtaufkommen	davon Verwertung	davon Beseitigung
Hausabfall, hausmüllähnliche Gewerbeabfälle, Sperrabfall, Kehricht	43,5	13	30,5
Bergematerial aus dem Bergbau	67,8	9,1	58,7
Abfälle aus der Produktion	77,7	45,6	32,1
Bauschutt, Bodenaushub, Straßenaufbruch, Baustellenabfälle	143,1	15,8	127,3
Sonstige	6,4	2,0	4,5
Insgesamt	338,5	85,4	253,1

Wie bereits in Kapitel 2.1 dargestellt, eignet sich nur ein Teil der in Tabelle 2 (Rn. 32) genannten Abfallarten für eine energetische Nutzung. Tabelle 3 (Rn. 34) zeigt die Mengen energiereicher (**verbrennbar** oder **vergärbar**), stofflich nicht verwertbarer **Abfälle** und den **33**

Stand der energetischen Nutzung, d. h. der energetischen Verwertung sowie der thermischen Beseitigung 1993 und 1998.

34 Die Veränderungen der Abfallmengen (vor allem Haus-, Gewerbe-, Bau- und Produktionsabfall) zwischen 1993 und 1998 können vor allem wie folgt begründet werden:

- geringfügige Verringerung der Verpackungsstoffe durch Vermeidung von Papier, Glas und Kunststoff
- verstärkte (stoffliche) Verwertung von Fraktionen des Hausabfalls (Bioabfall und Wertstoffe gemäß bzw. ähnlich zu denen des Dualem Systems Deutschland (DSD))
- starke Vermeidung von Produktionsabfällen
- Vermeidung von Gewerbeabfällen
- verstärkte Verwertung von Gewerbeabfällen bzw. Scheinverwertung
- Abhängigkeit des Bauabfallaufkommens von der Baukonjunktur

Tab. 3: Mengen der stofflich nicht verwertbaren, energiereichen Abfälle 1993 und 1998 mit Anteil der energetischen Nutzung[11)] (Angaben in Mio. Mg) [18, 21, 24, 25, 26, 27, 28, 29]

	Mengen 1993		Mengen 1998		
	gesamt	davon: energetisch genutzt	gesamt	davon: energetisch genutzt	davon: energetisch nicht genutzt
Restabfall aus Haushaltungen u. Kehricht	23	6,7	16,2	6,5	9,7
Sperrabfall	im Restabfall aus Haushaltungen enthalten		3	1,0	2,0
hausmüllähnlicher Restgewerbeabfall	ca. 11,5	ca. 3,5	> 9,5	< 4	> 5,5
Bioabfall	4	0	7	< 0,1[1)]	6,9
Reste aus DSD-Verwertung	> 1	> 0,3	> 1,2	0,5	0,7
Reste aus Gewerbeabfallverwertung			> 1,2	0,4	0,8

11 Vergärbare Abfälle (Bioabfall und Lebensmittelabfall) in kursiv

	Mengen 1993		Mengen 1998		
	gesamt	davon: energetisch-genutzt	gesamt	davon: energetisch-genutzt	davon: energetisch nicht genutzt
Produktionsabfälle (z. B. Chemieabfälle, Kunststoff, Gummi und Verbunde)	2	1	1,6	1,2	0,4
Rinden	> 1,2	< 0,1	> 1,2	< 0,2	1,0
Lebensmittelabfälle	*schwer abschätzbar; einige Millionen Tonnen*				
Baustellenabfall	3,3	< 0,5	4,5	> 0,5	< 4
Shredderleichtgut	0,6	0	> 0,6	0,0	0,6
Altreifen	0,4	0,2	0,5	0,3	0,2
Krankenhausabfälle	6,0	1,1	6,0	> 2,0	< 4
Sonderabfälle wie Lösemittel, Altöle					
Summen verbrennbar	**49,0**	**13,4**	**45,5**	**16,6**	**28,9**
vergärbar	**> 4**	**0**	**> 7**	**< 0,1**	**unbekannt**

1 mit Hilfe der Vergärung

Gesicherte Daten liegen lediglich für den **Restabfall aus Haushaltungen** incl. Kehricht und **Sperrabfall** vor. Während die in Tabelle 3 genannten Daten für 1993 vom Statistischen Bundesamt [18] stammen, wurden die Daten für 1998 aus den Abfallbilanzen der Bundesländer entnommen (Zusammenfassung in [21]). **35**

Wesentlich unsicherer ist die Datenlage für stofflich nicht verwertbare **hausmüllähnliche Restgewerbeabfälle**. Schon die in Tabelle 3 genannten Mengen für 1993 wurden in einem Forschungsvorhaben des Umweltbundesamtes (UBA) abgeschätzt[12)] [18]. Durch die zwischen 1993 und 1998 teilweise dramatischen Rückgänge des Gewerbeabfallaufkommens zur Beseitigung sind die Mengenabschätzungen für 1998 noch unsicherer. Eindeutig ist, dass der Rückgang nicht allein auf eine verstärkte Vermeidung und Verwertung zurückgeführt wer- **36**

12 Von den in Tabelle 3 (Rn. 34) genannten 11,5 Mio. Mg wurden 7,8 Mio. Mg (1990: 15,2 Mio Mg) öffentlichen Entsorgungsanlagen als Gewerbeabfall angedient.

den kann. Eine deutlich erhöhte Vermeidung würde bedeuten, dass weniger produziert würde. Eine deutlich erhöhte stoffliche Verwertung würde einen deutlich verringerten Primärrohstoffverbrauch zur Folge haben. Für beide Aspekte gibt es keine Anhaltspunkte. Eine deutlich erhöhte energetische Nutzung wäre in den bestehenden Abfallverbrennungsanlagen (AVA) möglich. Da sich die Kapazitäten der AVA gegenüber 1993 nur geringfügig erhöht haben, hat sich hier keine nennenswerte Ausweitung der energetischen Verwertung ergeben. Als theoretische Senke für eine energetische Verwertung von Gewerbeabfällen sind deshalb vor allem die Kraft- und Zementwerke zu nennen. Diese setzen aber nur unbedeutende Mengen Gewerbeabfall ein [22], [23]. Daher muss – vor allem bei Berücksichtigung der schwer bezifferbaren Scheinverwertung – für 1998 mindestens von den in Tabelle 3 genannten 9,5 Mio. Mg Restgewerbeabfällen ausgegangen werden [21], von denen mit 4 Mio. Mg etwas mehr als 1993 energetisch genutzt wurden.

37 **Bioabfälle** [24] dürften entsprechend der Definition für energiereiche Abfälle (siehe Rn. 29) in der Tabelle 3 nicht berücksichtigt werden, da sie stofflich verwertet werden. Sie können jedoch – neben der zurzeit vorherrschenden Rotte – auch durch Vergären unter Gewinnung von Biogas zu Kompost verarbeitet werden.

38 Im Zuge der stofflichen Verwertung fallen technologisch bedingt **Verwertungsreste** (z. B. Sortierreste) an. Dabei gilt in der Regel: je höher die Recyclingquoten, desto schlechter sind die Sekundärrohstoffqualitäten. Bei schlechteren Qualitäten der Sekundärrohstoffe fallen in einem größeren Umfang Verwertungsreste an. So müssen zum einen verstärkt Fremdstoffe bzw. verschmutzte Wertstoffe aussortiert werden. Zum anderen fallen in den Verwertungsanlagen durch die schlechteren Rohstoffqualitäten mehr Reste an (z. B. mehr Spuckstoffe in den Papierfabriken). Die Mengen für 1993 wurden aus den Angaben des statistischen Bundesamtes [18] abgeleitet[13]. Wegen der verbesserten Sammelergebnisse des DSD und der zunehmenden Sortierung von Gewerbeabfall wird für 1998 eine deutlich größere Menge von Verwertungsresten erwartet. Urban [25] z. B. ging für 1997 von ca. 4,3 Mio. Mg Resten aus dem Recycling (inkl. Reste Bau-

13 Menge aus getrennt erfaßter Wertstoffmenge (1993: 11,8 Mio. Mg zur stofflichen Verwertung) und einem Verwertungsresteanteil von mindestens 10% (konservative Abschätzung)

mischabfallsortierung) aus. Davon sind mindestens 2,4 Mio. Mg Reste aus der DSD – und Gewerbeabfallsortierung.

39 Die Menge energiereicher **Produktionsabfälle** (Kunststoff, Gummi, Verbunde, Chemiereststoffe etc.) ist schwierig zu ermitteln, weil große Anteile in betriebseigenen Anlagen stofflich oder energetisch genutzt werden[14]. Auf der Grundlage von Daten zur energetischen Nutzung von Produktionsabfällen [26] aus Nordrhein-Westfalen wurde die bundesweite Menge der Produktionsabfälle geschätzt und gestützt durch Prognosen von Urban auf Plausibilität überprüft [27]. Der Anteil der energetisch genutzten Produktionsabfälle ist vor allem wegen der betriebsinternen Abfallverbrennung in der Chemie- und Mineralölindustrie traditionell hoch.

40 In den in Tabelle 3 (Rn. 34) dargestellten Mengen an Produktionsabfällen sind unbelastete Abfälle der Holz- (unbehandeltes Holz, Rinden) sowie der Lebensmittelindustrie nicht enthalten. Unbehandelte Holzabfälle werden größtenteils stofflich und der verbleibende Rest in betriebseigenen Energieerzeugungsanlagen energetisch verwertet. Allerdings ist die ernergetische Holznutzung rückläufig, da sie teurer ist, als eine Energieerzeugung auf Erdgasbasis. Hinzu kommt, dass nur ein Teil der beim Schälen der Bäume anfallenden **Rinden** in Erdenwerken stofflich und in betriebseigenen Energieerzeugungsanlagen energetisch genutzt wird, während der größere Teil flächenkompostiert wird [28].

41 Abfälle aus der Lebensmittelindustrie, kurz **Lebensmittelabfälle** genannt, werden zu Futtermitteln verarbeitet oder flächenkompostiert, wobei deren Menge auf Grund der schwierigen Datenlage nur schwer abschätzbar ist. Gerade die in der Landwirtschaft flächenkompostierten Abfälle eignen sich aber häufig für eine Gewinnung von Biogas durch Vergärung. Entscheidendes technisches Hemmnis ist der oft nur saisonale Anfall der Lebensmittelabfälle.

42 **Baustellenabfälle** sind teilweise brennbar. Urban [27] geht davon aus, dass 1993 von 13 Mio. Mg Baustellenabfällen etwa 3,3 Mio. Mg brennbar, also energetisch nutzbar waren. Bis 2005 erwartet er eine Steigerung der Menge brennbarer, stofflich nicht verwertbarer Bau-

14 Die Mengenermittlung wird außerdem durch die Tatsache erschwert, dass die Betriebe den betriebsinternen Einsatz als Vermeidung betrachten.

stellenabfälle auf über 5 Mio. Mg. Im Jahr 1998 dürften demnach mindestens die in Tabelle 3 (Rn. 34) genannten 4,5 Mio. Mg angefallen sein. Marktbeobachtungen zufolge kann der energetisch genutzte Anteil mit etwas mehr als 0,5 Mio. Mg abgeschätzt werden.

43 Laut Statistischem Bundesamt [18] fielen 1993 etwa 0,6 Mio. Mg **Shredderleichtgut**[15] (Erklärung im Glossar) an. Diese Abfallart wird aus Kostengründen deponiert. Für 1998 werden keine Veränderungen des Aufkommens an Shredderleichtgut angenommen, obwohl durch verstärkten Kunststoffeinsatz im Automobilbau eine Steigerung der Menge des Shredderleichtgutes zu vermuten ist.

44 **Altreifen** werden traditionell in der Zementindustrie und seit jüngerer Zeit in Kraftwerken energetisch genutzt. Die stoffliche Verwertung ist dagegen weniger bedeutend [29].

45 Die Angaben zum **Sonderabfall/Krankenhausabfall** wurden von Urban [27] übernommen.

2.2.2 Zukünftige Mengen energiereicher Abfälle

46 Zu den kurz- und mittelfristig erwarteten Mengen energiereicher Abfälle und die Erweiterung der thermischen Nutzungskapazitäten haben Urban/Friedel [25, 27] und Prognos [30] **Prognosen** erarbeitet, deren Daten in der Tabelle 4 (Rn. 47) aufgeschlüsselt sind.

47 Daraus und aus der Fortschreibung der Tabelle 3 (Rn. 34) wurde die in Tabelle 4 genannte Abschätzung für 2005 abgeleitet. Bei der Abschätzung für 2005 wurden folgende Annahmen getroffen:

- Das Aufkommen an Restabfall aus Haushaltungen und Kehricht reduziert sich durch verstärkte Bioabfallerfassung (1 Mio. Mg/a) und durch eine verstärkte stoffliche Verwertung durch das DSD (1,7 Mio. Mg/a) um 2,7 Mio. Mg gegenüber 1998.
- Das Aufkommen an Sperrabfall reduziert sich vor allem in den neuen Bundesländern um 0,5 Mio. Mg/a, da dort die Modernisierung der Haushalte weitgehend abgeschlossen ist.

15 Laut statistischem Bundesamt wurden 1993 mind. 40% der Altautos ins Ausland exportiert. Von diesen Altautos kann in Deutschland keine Shredderleichtfraktion anfallen.

- Das Aufkommen hausmüllähnlicher Restgewerbeabfälle reduziert sich durch Vermeidung und stoffliche Verwertung in Anlehnung an [30] um etwa 2 Mio. Mg/a.
- Bei Bioabfall wird eine Steigerung der getrennten Erfassung von 1 Mio. Mg/a angenommen (s. o. und [24]).
- Bei den Resten aus der Verwertung wird wegen der verstärkten stofflichen Verwertung von einer Steigerung um jeweils 0,3 Mio. Mg/a ausgegangen.
- Beim Produktionsabfall, den Rinden und den Altreifen wurde von unveränderten Mengen ausgegangen.
- Die Menge vergärbarer Lebensmittelabfälle wurde auf der Basis von Marktbeobachtungen konservativ abgeschätzt.
- Für die Baustellenabfälle wird in Anlehnung an Urban [25, 27] von einer Steigerung um 0,5 Mio. Mg/a gegenüber den Werten von 1998 ausgegangen.
- Bei der Menge an Shredderleichtgut wird wegen des erhöhten Kunststoffeinsatzes im Automobilbau von einer Steigerung gegenüber 1998 von 0,2 Mio. Mg/a ausgegangen.
- Bei der Menge der Sonderabfälle wird in Anlehnung an Urban [25, 27] von einer Reduzierung gegenüber 1998 um 0,6 Mio. Mg/a ausgegangen.

Tab. 4: Prognosen der Mengen stofflich nicht verwertbarer, energiereicher Abfälle 2005 / 2010 mit Anteil der energetischen Nutzung[16)] (Angaben in Mio. Mg) [25, 27, 30, 31]

energiereiche Abfälle	fremde Prognosen		Abschätzung 2005		
	Prognos 2010	Urban 2005	Gesamtmenge Abfall	davon: energetisch genutzt	davon: energetisch nicht genutzt
Restabfall aus Haushaltungen u. Kehricht	12,4	21,8	13,5	8,5	5,0
Sperrabfall			2,5	1,8	0,7
hausmüllähnlicher Restgewerbeabfall	7,6		> 7,5[1)]	4,5	> 3
Bioabfall->Biogas	*k. A.*	*5,8*	*< 8*	*< 0,5*	*7,5*

16 Vergärbare Abfälle (Bioabfall und Lebensmittelabfall) in kursiv

energiereiche Abfälle	fremde Prognosen		Abschätzung 2005		
	Prognos 2010	Urban 2005	Gesamtmenge Abfall	davon: energetisch genutzt	davon: energetisch nicht genutzt
Reste aus DSD-Verwertung	k. A.	5,4[2)]	> 1,5	< 1	> 0,5
Reste aus Gewerbeabfallverwertung	1,1		> 1,5	0,8	0,7
Produktionsabfälle (z. B. Chemieabfälle, Kunststoff, Gummi und Verbunde)	k. A.	s. Restabfall aus Haushaltungen	1,6	> 1,2	< 0,4
Rinden	k. A.	k. A.	> 1,2	0,2	> 1,0
Lebensmittelabfälle -> Biogas	*k. A.*	*k. A.*	*> 2,5*	*< 0,5*	*> 2,0*
Baustellenabfall	k. A.	5,25	5	< 1,5	> 3,5
Shredderleichtgut	k. A.	k. A.	0,8	< 0,2	> 0,6
Altreifen	k. A.	k. A.	0,5	0,4	< 0,1
Krankenhausabfälle	k. A.	5,4	5,4	> 2,5	< 2,9
Sonderabfälle wie Lösemittel, Altöle					
Summe[3)] verbrennbar	**21,1**	**32,5**	**35,6**	**20,1**	**15,5**
davon: energetisch genutzt	16,3[4)]	15,4[4]	–	s. o.	–
vergärbar	**–**	**5,8**	**10,5**	**< 1**	**> 9,5**

k. A: keine Angaben.

1 incl. energetisch verwertete Abfälle
2 incl. Reste aus der Baumischabfallsortierung
3 ohne Sonderabfälle / Krankenhausabfälle
4 nur Beseitigung in AVA

48 Aus der Tabelle 4 (Rn. 47) wird deutlich, dass auch 2005 und 2010 große Anteile des Abfalls ohne Nutzung ihres Energieinhaltes deponiert werden.

49 Die teilweise deutlichen Unterschiede in den Prognosen können vor allem mit den unterschiedlich detailliert betrachteten Abfallarten er-

klärt werden. So fehlen bei Prognos [30] Angaben zum energetisch nutzbaren Aufkommen an Baumischabfällen ebenso wie Angaben zu Resten aus der DSD-Verwertung. Außerdem werden bei Prognos und Urban [25, 27] nur die Abfälle zur Beseitigung und nicht die zur energetischen Verwertung betrachtet, so dass diese bei den Mengenprognosen fehlen. Daher sind vor dem Hintergrund einer allgemein erwarteten Steigerung der energetischen Verwertung z. B. in Kraft- und Zementwerken diese Prognosen nur eingeschränkt zur Darstellung der energetischen Potenziale im Abfall geeignet.

50 Die eigene Abschätzung für 2005 ist im Hinblick auf die Zielsetzung „Ermittlung der energetischen Potenziale im Abfall" detaillierter. So werden auch untypische brennbare Abfälle, wie Rinden, Altreifen und Shredderleichtgut sowie vergärbare Abfälle, wie Bioabfall und Abfälle der Lebensmittelindustrie und die Abfälle zur energetischen Verwertung berücksichtigt. Daher ergeben sich sowohl bei den Mengen, als auch bei der Bezifferung der thermischen Nutzung bei der eigenen Abschätzung höhere Werte.

51 In der Tabelle 4 (Rn. 47) wurde der Einfluss der MBA auf die energetisch nutzbare Abfallmenge als vernachlässigbar eingeschätzt. Nach Urban [31] kann davon ausgegangen werden, dass 2005 MBA-Anlagen mit einer Gesamtkapazität von ca. 2 Mio. Mg/a arbeiten. Da in diesen Anlagen neben der Abtrennung der stofflich und energetisch verwertbaren Fraktionen maximal 20 % Rotteverluste zu verzeichnen sind, reduziert sich das energetisch nutzbare Abfallaufkommen durch die MBA um maximal 0,4 Mio. Mg/a. Da durch die Rotte vorwiegend Wasser und heizwertarme Komponenten aus dem Abfall entfernt werden, ist die Reduzierung des Energieinhaltes des Abfalls durch die MBA sogar noch geringer.

52 Die nachfolgende Abbildung 3 zeigt die Veränderung der in den Tabellen 3 und 4 dargestellten Abfallmengen und -zusammensetzungen im Überblick. In Abbildung 3 (Rn. 53) entspricht die Reihenfolge der in der Legende genannten Abfallarten der Reihenfolge in den Säulen.

2.2.3 Eigenschaften energiereicher Abfälle

53 Für die energetische Nutzung, d. h. die Umwandlung von Brennstoff in elektrischen Strom, Prozesswärme und/oder Heizwärme sind zunächst die Brennstoffeigenschaften, insbesondere der Heizwert sowie

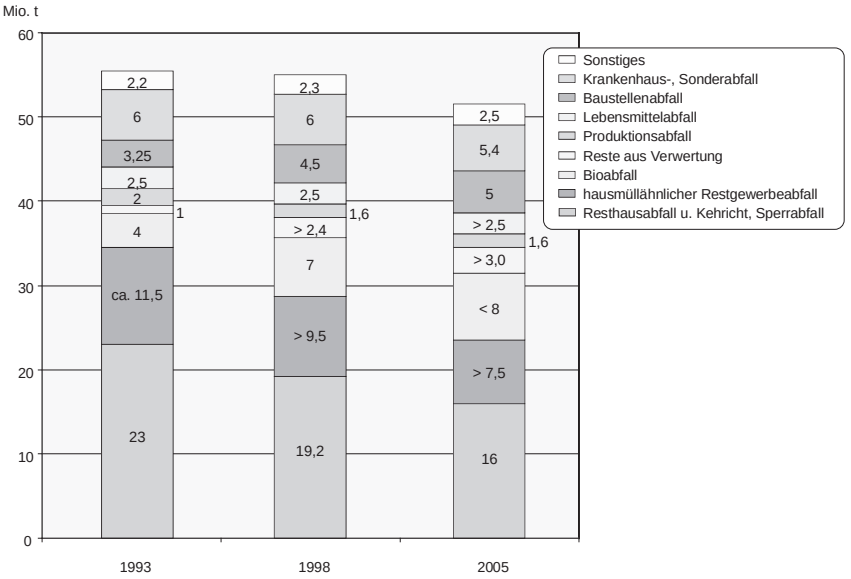


Abb. 3: Zusammenfassende Darstellung der energiereichen Abfallmengen und -zusammensetzung von 1993 bis 2005

der Asche- und Wassergehalt von Interesse. Anwendungsorientiert ist die Kenntnis weiterer Eigenschaften, wie Dichte, Korngröße, Schadstoffgehalte etc. wichtig.

54 Brennstoffe sind Energierohstoffe, die mit Einsatz von Energieumwandlungstechnologien für die Energieversorgung eingesetzt werden (Definition nach VDI [32]). Man unterscheidet zwischen konventionellen Brennstoffen, wie Öl, Gas, Kohle und „nuklearen Brennstoffen", die im Kontext der Verbrennung als chemischer Prozess betrachtet keine Brennstoffe sind. Die konventionellen Brennstoffe wiederum werden in fossile („Biomassen älterer Erdperioden" nach [33]) und regenerative[17)] Energieträger [34] unterschieden.

55 Der Energieträger Abfall wird häufig als Sekundärbrennstoff[18)] – im Gegensatz zu den Primärbrennstoffen wie Kohle oder Erdgas – bezeichnet. Daneben ist die Bezeichnung Ersatzbrennstoffe (EBS) gebräuchlich, weil Abfall Regelbrennstoffe ersetzen kann.

17 siehe auch das Glossar; z. B. Wind- und Wasserkraft, Geothermie, Solarstrahlung, Biomasse und Müll

18 genauere Erklärung und weitere Synonyme für Ersatzbrennstoff: siehe Glossar

2.2.3.1 Wichtige beschreibende Größen für den Brennstoffabfall

56 Der **Heizwert** ist – neben der Menge – die zentrale Größe zur Bestimmung des Energiepotenzials im Abfall. Man unterscheidet zwischen dem oberen und dem unteren Heizwert [35]. Beim oberen Heizwert H_o oder „Brennwert" wird die Kondensationswärme des bei der Verbrennung gebildeten Wassers berücksichtigt, beim unteren Heizwert H_u nicht. Der untere Heizwert ist in der Anwendung gebräuchlicher, weil bei technischen Verbrennungen die Rauchgase in der Regel nicht bis auf Werte unterhalb der Kondensationstemperatur des Wassers abgekühlt werden und die Kondensationswärme des Wassers deshalb nicht genutzt werden kann. Daher beschreibt der untere Heizwert den praktisch nutzbaren Energiegehalt eines Energieträgers in der Regel besser als der Brennwert.

57 Der Heizwert von Abfall kann auf verschiedene Weise berechnet werden. Falls der Abfall in AVA energetisch genutzt wird, kann der Heizwert über die Dampfproduktion abgeschätzt werden. Dabei ist der Kesselwirkungsgrad zu berücksichtigen.

58 Weiterhin kann der Heizwert bei Kenntnis der Abfallzusammensetzung (z. B. durch **Sortieranalysen** [36] und [37]) berechnet werden, wobei Annahmen zu den Einzelheizwerten getroffen werden. Tabelle 5 zeigt dies beispielhaft.

Tab. 5: Berechnung des Heizwertes von Restabfall aus Haushaltungen aus Sortieranalysen

Fraktionen des Restabfalls aus Haushaltungen		Restabfall Berlin [38]		Restabfall [39]	
Art	Heizwert [40] [kJ/kg]	Anteil [%]	anteil. Heizwert [kJ/kg]	Anteil [%]	anteil. Heizwert [kJ/kg]
Organik	5.200	37,7	1.960	38,0	1.976
Papier, Pappe	13.000	8,8	1.144	17,3	2.249
Kunststoff	30.000	5,0	1.500	5,2	1.560
Glas, Metall	– 300	13,0	–39	13,5	–41
Verbunde	22.500	2,9	653	1,5	338
Textilien	13.250	3,7	490	1,8	239
Rest	6.000	28,9	1.734	22,7	1.362
Summe	**–**	**100**	**7.442**	**100**	**7.683**

59 Der Heizwert des Berliner Hausmülls wurde durch ARGUS auch kalorimetrisch bestimmt. Der gemessene Wert mit ca. 7,4 MJ/kg stimmt gut mit dem errechneten Wert von 7,44 MJ/kg überein.

60 Daneben ist eine Berechnung des Heizwertes einer Abfallart über deren Inhaltsstoffe möglich, und zwar zum einen auf Grund der Elementaranalyse und zum anderen gestützt auf den Anteil brennbarer sowie nichtbrennbarer Substanzen (Aschen) und Wasser.

61 Bei der Berechnung nach Elementaranalyse ergibt sich gemäß Verbandsformel folgender Zusammenhang [41]:

$$H_{u(roh)} = 340*C + 105*S + 121*(H-O/8) - 24{,}41*W \qquad \text{(Formel 1)}$$

mit $H_{u(roh)}$: unterer Heizwert, wasserfeucht; in kJ/kg

C, S, H, O : Gehalte an Kohlenstoff, Schwefel, Wasserstoff und Sauerstoff in Gew.% der Trockenmasse

W : Wassergehalt in Gew.% der Feuchtmasse

62 Bei der auf den Anteil brennbarer sowie nichtbrennbarer Substanzen (Aschen) und Wasser gestützten Berechnung folgt nach Urban:

$$H_{u(roh)} = 209{,}3 * GV - 24{,}41 * W \qquad \text{(Formel 2)}$$

mit $H_{u(roh)}$: unterer Heizwert, wasserfeucht; in kJ/kg

GV : Glühverlust in Gew.% der Trockenmasse

W : Wassergehalt in Gew.% der Feuchtmasse

Dieser Zusammenhang wird auch im nachfolgenden Brennstoffdreieck (Abb. 4, Rn. 34) dargestellt, in dem ein typischer Restabfall aus Haushaltungen eingezeichnet wurde.

63 Die **Dichte** des Abfalls ist zur Bemessung von Transport- und Speichervolumina wichtig. Sie schwankt in der Regel zwischen 100 und 450 kg/m^3. Tabelle 6 zeigt die Schüttdichten diverser Abfälle im Bunker:

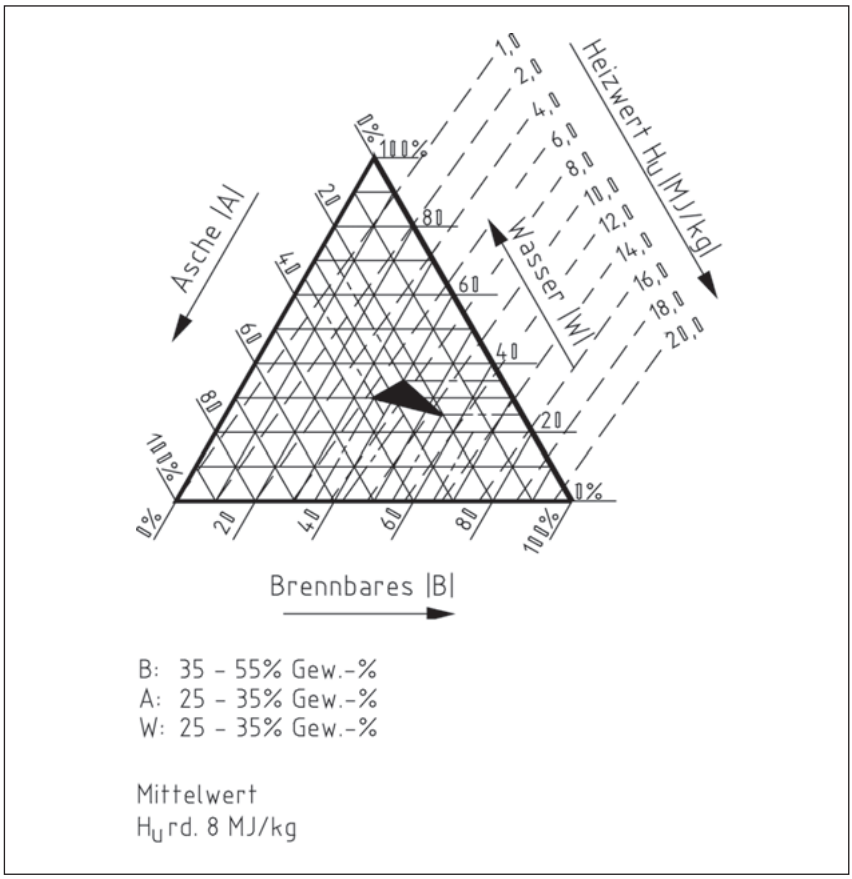


Abb. 4: Brennstoffdreieck nach Urban [42]

Tab. 6: Schüttdichten im Bunker nach Tabasaran [43]

Schüttgut	Schüttgewicht [kg/m³]
Gewerbeabfall	ca. 140
Restabfall aus Haushaltungen	ca. 250–400
Mischpapier	ca. 90
Folien	ca. 30
Kunststoffbehälter	ca. 40

In Abhängigkeit der **Körnung** kann ein Heizwert eingestellt werden. **64**
Heizwertarme Bestandteile des Abfalls sind in der Regel feiner (Sand,

Asche, biogene Anteile), heizwertreiche gröber (Pappen, Kunststoff, Textilien etc.) gekörnt. Diese Tatsache wird z. B. in einigen MBA durch Absiebung einer energetisch nutzbaren Grobfraktion verfahrenstechnisch angewendet.

65 Die Berliner Stadtreinigungsbetriebe (BSR) haben diesen Zusammenhang ausführlich untersucht. Tabelle 7 (Rn. 66) zeigt die Ergebnisse von Versuchen aus der Siebung von Berliner Hausabfall der Jahre 1993 bis 1997. Insgesamt ist zunächst festzustellen, dass der Heizwert sowohl des Siebüberlaufs als auch des Siebdurchgangs mit der Zeit rückläufig ist. Dies kann vor allem mit der verstärkten getrennten Erfassung der eher heizwertreichen Verpackungen erklärt werden. Weiterhin erkennt man folgenden Zusammenhang: je gröber der Siebschnitt ist, desto höher ist der Heizwert sowohl im Siebdurchgang, als auch im -überlauf.

66 Die Heizwerte im Durchgang und Überlauf steigen beide an, da folgender Zusammenhang gilt:

H_u 120 > H_u 120/80 > H_u 80

mit: H_u 120 Heizwert der Fraktion > 120 mm
H_u 120/80 Heizwert der Fraktion 80–120 mm
H_u 80 Heizwert der Fraktion < 80 mm

Wird ein Siebschnitt von 80 mm gewählt, setzt sich der Heizwert des Siebüberlaufs aus dem hohen Beitrag größer 120 mm und dem mittleren Beitrag 80–120 mm zusammen. Im Siebdurchgang dagegen ist nur die heizwertarme Fraktion < 80 mm enthalten. Wird dagegen ein Siebschnitt von 120 mm gewählt, setzt sich der Überlauf nur auf der heizwertreichen Fraktion > 120 mm zusammen, wobei der Heizwert des Überlaufes >120 mm größer ist, als der >80 mm. Für den Siebdurchgang wird der Heizwert bei einem Siebschnitt von 120 mm ebenfalls angehoben, da neben dem heizwertarmen Material < 80 mm auch die Fraktion zwischen 80 und 120 mm mit mittlerem Heizwert enthalten ist.

67 Weiterhin sei auf die Tabellen 8 (Rn. 69) und 9 (Rn. 71) verwiesen, in denen außerdem An- und Abreicherungen von Schadstoffen im Siebüberlauf dargestellt sind.

Tab. 7: Heizwerte von Siebdurchgang und -überlauf aus Berliner Restabfall aus Haushaltungen von 1993 bis 1997

	Siebschnitt 120 mm		Siebschnitt 80 mm	
	Durchgang	Überlauf	Durchgang	Überlauf
Energas 1993	6,8 MJ/kg	14,0 MJ/kg	5,8 MJ/kg	13,4 MJ/kg
ARGUS 1995/96	6,2 MJ/kg	12,6 MJ/kg	5,2 MJ/kg	12,0 MJ/kg
ARGUS 1997	5,5 MJ/kg	11,5 MJ/kg	5,0 MJ/kg	11,0 MJ/kg

68 Die **Schadstoffgehalte** wiederum bestimmen die Art der energetischen Nutzung. Bei hohen und/oder stark schwankenden Schadstoffgehalten dürfen Abfälle nur in Abfallverbrennungsanlagen mit moderner Rauchgasreinigung eingesetzt werden. Zuverlässig geringe Schadstoffgehalte ermöglichen eine Nutzung von Abfällen in Anlagen der Industrie. Diese unterliegen deutlich geringeren Anforderungen hinsichtlich der Beanspruchung der Anlagen und der Rauchgasreinigung.

69 Die beiden nachfolgenden Tabellen 8 und 9 (Rn. 71) zeigen deutlich, dass eine Absiebung der Grobfraktion neben der Anhebung des Heizwertes auch ein Ansteigen der Schadstoffgehalte zur Folge haben kann. Zur Absenkung der Schadstoffgehalte aus den heizwertreichen Komponenten des Restabfalls aus Haushaltungen sind demgegenüber noch andere verfahrenstechnische Operationen erforderlich.

70 Aus der Tabelle 8 (Rn. 69) wird deutlich, dass die besonders relevanten Schadstoffe Chlor (zu 80%), Schwefel und Cadmium in der Brennstofffraktion angereichert werden. Die Anreicherung von Schadstoffen in der Brennstofffraktion ist aber für eine energetische Verwertung ungünstig.

71 Die theoretischen Überlegungen von Friedel und Urban wurden durch Versuche von INTECUS [44] (s. Tabelle 9) bestätigt, bei denen aus Bautzener Restabfall aus Haushaltungen durch eine Siebung eine heizwertreiche Fraktion abgetrennt wurde. Sie weist erhöhte Chlor- und Bleigehalte auf.

Tab. 8: Berechnete Schadstoffgehalte im Siebdurchgang und -überlauf [31]

Schadstoff	Schadstoffgehalte im Siebdurchgang		Schadstoffgehalte im Siebüberlauf (Brennstoffraktion)	
	Absolut [mg/kg]	Relativ [%]	Absolut [mg/kg]	Relativ [%]
Schwefel	646	38	828	62
Chlor	1.902	20	6.016	80
Fluor	14	52	10	48
PCB	0,37	42	0,40	58
Blei	583	61	296	39
Cadmium	5,2	45	5,0	55
Chrom	46	85	7	15
Kupfer	78	23	198	77
Nickel	0,4	8	3,6	92
Quecksilber	4,2	70	1,4	30
Zink	1.120	59	611	41

Tab. 9: Heizwert und Schadstoffgehalte vor und nach der Siebung von Bautzener Restabfall [44]

	Unaufbereiteter Restabfall	heizwertreiche Fraktion
Gehalte ausgewählter Schadstoffe (Angaben in [mg/kg TS])		
Cl	9.000	15.000
Cd	15	15
Hg	0,8	0,1
Pb	50	450
Weitere Angaben		
Heizwert H_u	9,5 MJ/kg	16 MJ/kg

2.2.3.2 Eigenschaften von Restabfall aus Haushaltungen

72 **Restabfall aus Haushaltungen** ist ein heterogener Energieträger mit beträchtlich schwankenden Schadstoffgehalten. Zusammensetzung und Schadstoffgehalte des Restabfalls aus Haushaltungen haben sich im Laufe der Zeit verändert. Einflussgrößen sind vor allem das Konsumverhalten und der Lebensstandard der Bevölkerung, der Umfang

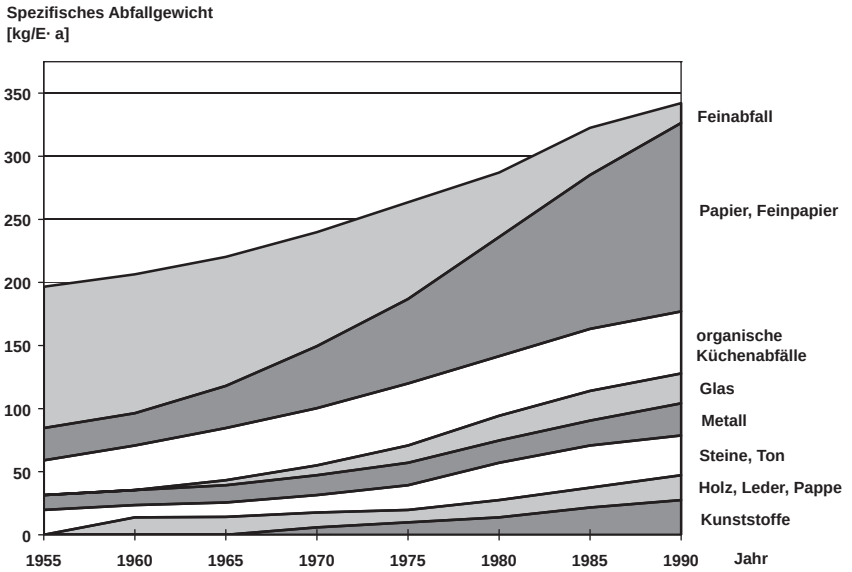


Abb. 5: Entwicklung der Hausabfallzusammensetzung zwischen 1955 und 1990 [45]

des stofflichen Recyclings und die zunehmende Produktverantwortung der Industrie[19)].

Die nachfolgende Abbildung 5 [45] zeigt beispielhaft die Veränderung der Hausabfallzusammensetzung vor einer Verwertung zwischen 1955 und 1990. Es wird deutlich, dass von 1955 bis 1990 **73**

- zum einen der Ascheanteil / Feinabfall stark rückläufig ist und
- zum anderen der Anteil an Verpackungen (Papier, Glas, Kunststoff) sehr stark gestiegen ist. Die Verpackungen werden mittlerweile zu großen Teilen über das DSD getrennt erfasst und stofflich verwertet.

Wird der Restabfall aus Haushaltungen – d. h. der Hausabfall, der nach einer getrennten Erfassung der stofflich verwertbaren Bestandteile übrig bleibt – betrachtet, ergeben sich die in Abbildung 6 (Rn. 75) dargestellten Veränderungen. Darin wird deutlich, dass der **74**

19 d. h. gezielte Reduzierung von Schadstoffgehalten in den Produkten und damit in den Abfällen

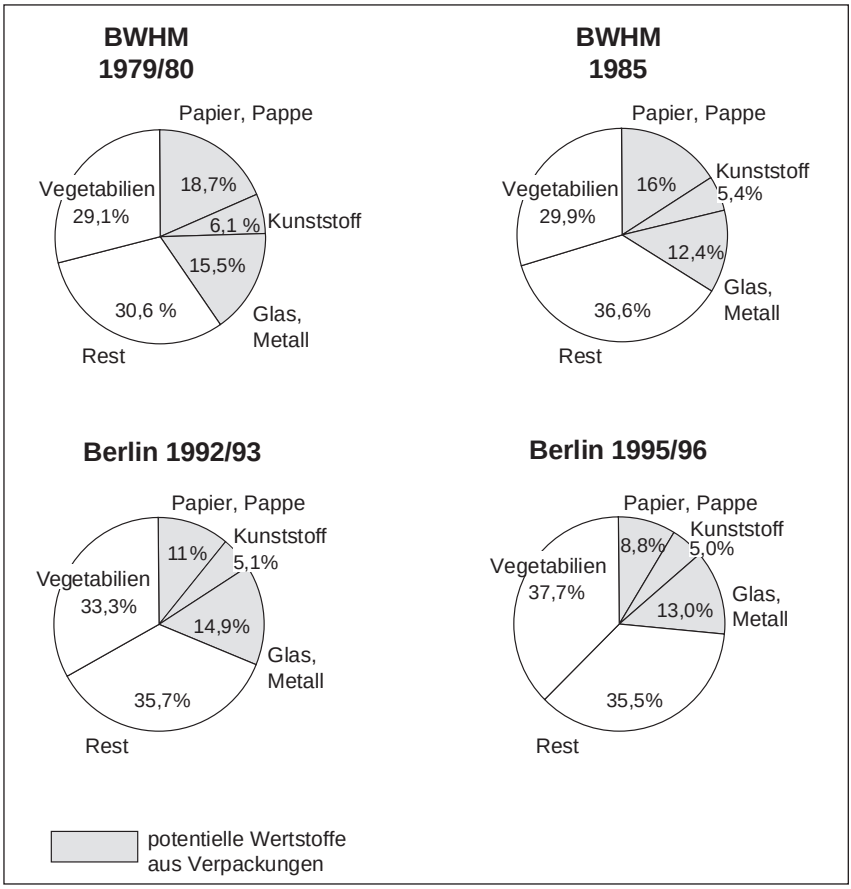
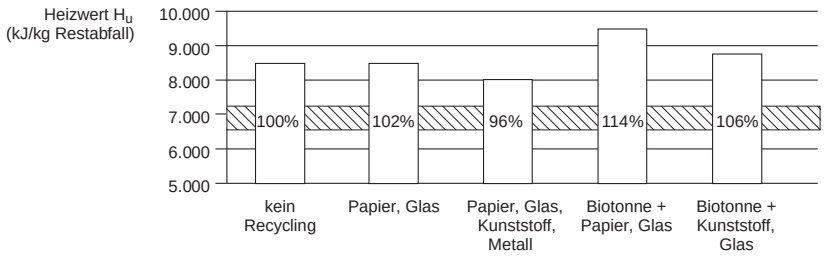


Abb. 6: Veränderungen der Zusammensetzung des Restabfalls aus Haushaltungen zwischen 1979 und 1996 [38, 46, 47]

Anteil von Verpackungsmaterial im Restabfall aus Haushaltungen rückläufig ist. Die Angaben für 1979/80 und 1985 wurden den bundesweiten Hausabfallanalysen (BWHM) [46] entnommen. Bei der Interpretation der Hausabfallanalysen Berlins von 1992/93 [47] und 1995/96 [38] muss beachtet werden, dass hier Bioabfälle nicht getrennt erfasst wurden.

75 Die verstärkte Verwertung hat also Einfluss auf die Zusammensetzung und damit den Heizwert des Abfalls. Allerdings ist nach Christmann [48], wie die nachfolgende Abbildung 7 (Rn. 77) zeigt, die Wirkung der zunehmenden stofflichen Verwertung auf den Heizwert



Recyclingquoten von:						
Papier	%	0	75	75	50	75
Glas	%	0	80	80	50	80
Metallen	%	0	0	50	0	0
Kunststoffen/ Textilien	%	0	0	40	0	40
Biomüll	%	0	0	0	94	94
Ges. Recyclingquoten	%	0	20	25	50	60
Heizwert H_u in	kJ/kg	8300	8435	7985	9480	8815

Abb. 7: Einfluss unterschiedlicher Recyclingquoten auf den Heizwert [48]

eher gering, da heizwertreiche (Papier, Pappe, Kunststoff) und heizwertarme (Bioabfall, Glas, Metalle) Fraktionen in annähernd gleichem Verhältnis abgeschöpft werden.

76 Der minimale Heizwert für eine selbstgängige Verbrennung[20)] von etwa 7 MJ/kg ist in Abbildung 7 (Rn. 77) als schraffierter Balken eingezeichnet. Restabfall wird bei allen betrachteten **Recyclingquoten** einen Heizwert über dem der selbstgängigen Verbrennung aufweisen.

77 Tabelle 10 zeigt den **regenerativen Charakter des Brennstoffes Restabfall aus Haushaltungen**. Die Fraktionen „Organik" und „Papier, Pappe, Kartonagen" resultieren vollständig aus nachwachsenden Rohstoffen, „Verbundverpackungen" sind zu etwa 60% regenerativen Ursprungs und „Textilien" zu etwa 65% [49]. Nur die „Kunststoffe" sind fossilen Ursprungs und fallen nicht in die Kategorien „regenerativ".

78 Tabelle 10 (Rn. 77) zeigt, dass vom Heizwert des Berliner Restabfalls in Höhe von ca. 7.400 kJ/kg etwa 5.300 kJ/kg oder 70% regenerativen Ursprungs sind.

20 d. h. die Verbrennung wird zu Bedingungen gem. 17. BImSchV aufrecht erhalten, ohne dass Zusatzbrennstoffe wie z. B. Heizöl eingesetzt werden müssen

Tab. 10: Darstellung des regenerativen Charakters des Brennstoffes Abfall am Beispiel des Berliner Restabfalls aus Haushaltungen 1995/96

Fraktionen	Heizwert [40] [kJ/kg]	Anteil [38] [Gew.%]	anteil. Heizwert [kJ/kg] (s. Tab. 5)	regenerativer Anteil [%]	anteil. regenerativer Heizwert [kJ/kg]
Organik	5.200	37,7	1.960	100	1.960
Papier, Pappe	13.000	8,8	1.144	100	1.144
Kunststoff	30.000	5,0	1.500	0	0
Glas, Metall	−300	13,0	−39	0	0
Verbunde	22.500	2,9	653	60	392
Textilien	13.250	3,7	490	65	319
Rest	6.000	28,9	1.734	85	1.474
Summe	**–**	**100**	**7.442**	**–**	**5.289**

79 Restabfall ist aber auch – wie Tabelle 11 [50] zeigt – ein sehr heterogener, **schadstoffhaltig**er Brennstoff, der ohne eine weitere Aufbereitung nur in AVA energetisch genutzt werden sollte. Tabelle 11 zeigt neben dem Schwankungsbereich der Schadstoffe im Restabfall aus Haushaltungen die Brennstoffeigenschaften Heizwert, Asche- und Wassergehalt:

Tab. 11: Eigenschaften und Schadstoffgehalte von Restabfall aus Haushaltungen [50]

Parameter	Minimal	Maximal
Heizwert H_u [kJ/kg]	8.000	11.000
Wassergehalt [%]	25	35
Aschegehalt [%]	30	35
Schadstoffgehalte:		
Chlor [mg/kg]	7.000	8.000
Fluor [mg/kg]	100	200
Schwefel [mg/kg]	2.000	5.000
Blei [mg/kg]	430	1.200
Cadmium [mg/kg]	2	15
Kupfer [mg/kg]	200	600
Quecksilber [mg/kg]	3	5

Im Folgenden wird davon ausgegangen, dass Restabfall aus Haushaltungen einen Heizwert von 8,5 MJ/kg (siehe auch [40], [48]) aufweisen wird. **80**

2.2.3.3 Eigenschaften von Sperrabfall

Man unterscheidet zwei Arten von Sperrabfall, den metallreichen Sperrabfall (Herde, Geschirrspüler, Metallrahmen etc.), der in der Regel getrennt abgefahren und stofflich verwertet wird, und den restlichen **Sperrabfall**, der sich aus Möbeln, Teppichen, Matratzen und anderem Mobiliar zusammensetzt. Die letztgenannte Abfallart ist brennbar und eignet sich gut für eine energetische Nutzung. Der Heizwert des brennbaren Sperrabfalls wird auf Grund der in Tabelle 12 genannten Zusammensetzung mit H_u = 10 bis 15 MJ/kg abgeschätzt (vgl. auch mit [51]). Die Tabelle 12 zeigt typische Zusammensetzungen von heizwertreichem Sperrabfall [52, 53]. **81**

Tab. 12: Zusammensetzung des Sperrabfalls

Fraktion	Sperrabfall I	Sperrabfall II
	Anteil [%] [52]	Anteil [%] [53]
Möbel	63	s. Holz u. Sonstiges
Holz	6[1)]	47
Metalle / Glas	8	6
Mineralisch	7	3
Matratzen / Teppiche	5	10
sonstiges	11	34

1 Ohne Möbelholz, das mindestens 66% der Möbelmasse ausmacht.

2.2.3.4 Eigenschaften von hausmüllähnlichen Restgewerbeabfällen

Hausmüllähnliche Restgewerbeabfälle sind mit einem Heizwert H_u = 10 bis 15 MJ/kg [54] heizwertreicher als Resthausabfälle. Die nachfolgende Abbildung 8 (Rn. 83) zeigt diesen Zusammenhang für Abfälle aus Dortmund und Schwandorf. In der jeweils linken Spalten ist der Heizwert des Hausabfalls aufgeführt, in den rechten Spalten der Heizwert des gemischten Haus- und Gewerbeabfalls. Der Gewerbeabfall ist heizwertreicher als der Hausabfall. **82**

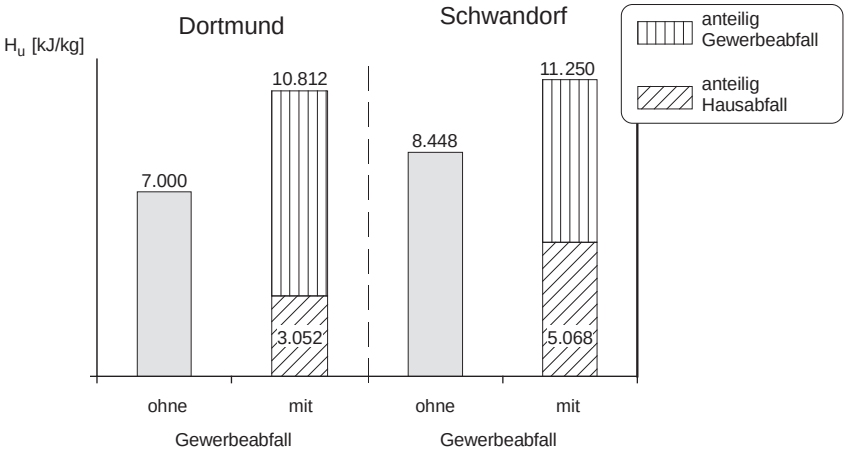


Abb. 8: Einfluss von hausmüllähnlichen Restgewerbeabfällen auf den Heizwert von Abfall aus Dortmund und Schwandorf [54]

2.2.3.5 Eigenschaften von Resten der DSD- und Gewerbeabfallverwertung

83 DSD-Sortierreste sind durch höhere Kunststoffanteile und infolge der Abwesenheit nativ-organischer Abfälle heizwertreicher als Restabfall aus Haushaltungen. Andererseits sind aus denselben Gründen höhere Schadstoffgehalte festzustellen. Der Heizwert der Sortierreste wird anhand [51] mit mehr als H_u = 20 MJ/kg abgeschätzt. Tabelle 13 nennt Analysen der Bremer Entsorgungsbetriebe über Heizwert und Zusammensetzung von DSD-Sortierresten [51].

Tab. 13: Zusammensetzung von DSD-Sortierresten [51]

Parameter	Durchschnittswerte
Heizwert H_u [kJ/kg]	22
Trockensubstanz [%]	91
Glühverlust [%]	80
Chlor [%]	1,9
Blei [mg/kg TS]	245
Cadmium [mg/kg TS]	1,3
Quecksilber [mg/kg TS]	0,9

Zu den Resten der DSD-Verwertung rechnen auch die Abfälle der Papierfabriken (Spuckstoffe etc.) und weitere Aufbereitungsabfälle von Recyclinganlagen. Diese Abfälle weisen deutlich geringere Heizwerte auf, als die in Tabelle 13 (Rn. 83) genannten DSD-Sortierreste. **84**

Gewerbeabfallsortierreste wiederum besitzen infolge geringerer Kunststoffanteile geringere Heizwerte, aber auch geringere Schadstoffgehalte als die DSD-Sortierreste. **85**

Daher wird im Folgenden davon ausgegangen, dass der mittlere Heizwert der **Reste aus der** stofflichen **Verwertung** (DSD-Sortierreste und Gewerbeabfallsortierreste sowie Abfälle der Verwertungsanlagen) etwa H_u = 17,5 MJ/kg beträgt. **86**

2.2.3.6 Eigenschaften von Baustellenabfällen

Die brennbaren, stofflich nicht verwertbaren Bestandteile des **Baustellenabfalls** sind heizwertreich, jedoch infolge hoher PVC-Gehalte stark mit Schadstoffen (besonders Chlor) belastet. In diversen Untersuchungen [55] wurden in „brennbarem Baustellenabfall" Chlorgehalte von 10 bis 50 g/kg festgestellt. **87**

Der Heizwert von Baustellenabfall wird anhand der Anteile heizwertreicher Fraktionen wie Holz, Kunststoff (meist PVC) und Pappe sowie des Anteils heizwertarmer Stoffe (Mineralien etc.) auf H_u = 10 bis 12 MJ/kg geschätzt. **88**

2.2.3.7 Eigenschaften von Produktionsabfällen

Die Zusammensetzungen und damit die Eigenschaften brennbarer Produktionsabfälle sind sehr stark von ihrer Herkunft abhängig. Abfälle aus der Chemie- und Mineralölindustrie sind signifikant anders zusammengesetzt, als Abfälle aus kunststoffverarbeitenden Betrieben. Da aber Produktionsabfälle bereits traditionell nahezu vollständig energetisch genutzt werden, sind detailliertere Betrachtungen nicht erforderlich. Für den noch nicht energetisch genutzten Rest wird von einem mittleren Heizwert ca. H_u = 15 MJ/kg ausgegangen, da min. 30% Kunststoff- und Verbundanteile (deren Heizwerte s. Tabelle 10 Rn. 77) erwartet werden. **89**

2.2.3.8 Eigenschaften von Shredderleichtgut

90 Shredderleichtgut resultiert aus der Aufarbeitung metallreicher Gegenstände. Die nicht-metallischen Bestandteile werden als Shredderleichtgut abgetrennt und entsorgt. Diese weisen herkunftsbedingt[21)] z. T. sehr hohe Schadstoffgehalte bei mäßigen Heizwerten von durchschnittlich 11 MJ/kg [56] auf. Tabelle 14 zeigt Analysedaten aus Nordrhein-Westfalen.

Tab. 14: Eigenschaften und Schadstoffgehalte von Shredderleichtgut [56]

Parameter	Minimal	Mittel	Maximal
Heizwert H_u [kJ/kg]	5.810	11.426	20.100
Wassergehalt [%]	0,4	7,2	38,8
Chlor [mg/kg]	2.700	19.200	181.000
Fluor [mg/kg]	100	800	4.100
Schwefel [mg/kg]	0,0	2.800	5.100
Blei [mg/kg]	0,5	600	40.000
Cadmium [mg/kg]	9,6	65	310
Kupfer [mg/kg]	2,7	30.000	410.000
Quecksilber [mg/kg]	0,0	6,3	33

2.2.3.9 Eigenschaften weiterer Abfälle

91 **Rinden** weisen hohe Wasser- und Inertstoffanteile auf. Daher ist der Heizwert H_u = 6 bis 8 MJ/kg (ungetrocknet) [57] relativ gering. Andererseits sind Rinden nur geringfügig mit Schadstoffen belastet.

92 **Altreifen** bestehen im Wesentlichen aus Kohlenstoffverbindungen und Stahl. Der Heizwert von Altreifen ist mit H_u = 30 MJ/kg höher, als der von Steinkohle [30]. Wichtiger Hilfsstoff der Vulkanisierung ist Schwefel, der zu etwa 1,3 % in Reifen enthalten ist.

93 **Sonderabfall** ist eine sehr heterogene Kategorie. Flüssige, energiereiche Sonderabfälle, wie Altlösemittel und -öle mit Heizwerten von mehr als 30 MJ/kg werden bereits heute in größeren Mengen energe-

21 In Altautos sind diverse schadstoffhaltige Betriebmittel wie Getriebeöle, Motoröle etc. enthalten. Außerdem gelangt ein wesentlicher Teil der NE-Metalle und des E-Schrottes in die Leichtfraktion. Für geshredderte Küchengeräte gilt sinngemäß dasselbe.

tisch genutzt. Die vorwiegend heizwertärmeren Abfälle dieser Kategorie dagegen werden heute nicht energetisch genutzt. Daher wird der Heizwert der noch verbleibenden brennbaren Sonderabfälle insgesamt konservativ mit 11 MJ/kg abgeschätzt.

Der Heizwert von **Krankenhausabfall** entspricht nach der Sterilisierung in etwa dem des hausmüllähnlichen Gewerbeabfalls. Er wird entsprechend [40] auf H_u = 10 bis 12 MJ/kg geschätzt. **94**

2.2.3.10 Deponiegas

Deponiegas entsteht infolge biologischer Zersetzungsprozesse aus nativ-organischen Inhaltsstoffen abgelagerter Abfälle. Deponiegas ist ein Stoffgemisch, das etwa zur Hälfte aus Methan und Kohlendioxid besteht. Darin sind außerdem zahlreiche, z. T. korrosive Spurenelemente enthalten [7]. Der Heizwert von Deponiegas beträgt H_u = 5,5 bis 6,0 kWh/m³ [58]. Gemäß einer Studie des UBA von 1995 werden in deutschen Deponien jährlich 5.940 bis 8.910 Mio. Nm³/a Deponiegas gebildet [59]. Davon werden nur 45% gefasst[22], wovon wiederum fast die Hälfte in Fackeln verbrannt wird. Daher wird nur ein kleiner Teil des Deponiegases energetisch[23] genutzt [20]. **95**

In Zukunft werden auf Grund der deutlich abnehmenden Deponierung von biogenen Abfällen seit Anfang / Mitte der 90er Jahre und der damit verbundenen geringeren Gasbildung rückläufige Deponiegasmengen erwartet [7, 59]. **96**

2.2.3.11 Andere gasförmige Energieträger aus Abfall

Bei der Vergärung von einer Tonne **Bioabfall** werden etwa 100 bis 120 m³ Biogas gebildet, das 55 bis 65% Methan enthält und deshalb einen Heizwert von 5,5 bis 6,5 kWh/m³ [58] aufweist. **97**

Bei der Vergärung von **Lebensmittelabfällen** werden mit 120 bis 150 m³ Biogas pro Tonne Abfall meist höhere Gasausbeuten erzielt als bei Bioabfall. Zusammensetzung und Heizwert dieser Biogase entsprechen denen der aus Bioabfall gewonnenen Gase. **98**

22 Dies entspricht nach Ansicht des UBA nahezu der maximal möglichen Fassungsquote für Deponiegas von etwa 50%. Die verbleibende Hälfte ist so diffus bzw. enthält so wenig Methan, dass eine Fassung nicht sinnvoll ist.

23 1993 wurde in den alten Ländern Deponiegas auf 92 Deponien abgefackelt (dies sind 47%) und auf 103 Deponien energetisch genutzt (dies sind 53%).

3 Energieinhalte des Abfalls

3.1 Anteil des Energieträgers Abfall am Gesamtenergieverbrauch in Deutschland

99 In diesem Kapitel werden die **Energieinhalte des** in Deutschland anfallenden **Abfalls** sowohl für 1998 als auch für 2005 (Prognose) dargestellt.

100 In den Tabellen 15 (für 1998) und 16 (für 2005) sind die Energieinhalte für die energiereichen Abfallarten aufgeführt. Zur Herleitung der Mengen und Heizwerte sei auf das Kapitel 2.2 (zu den Mengen besonders die Tabellen 3 und 4, Rn. 34 u. 47) verwiesen.

Tab. 15: Energieinhalt des Abfalls Deutschlands 1998[24)] [Herleitung s. Kap. 2.2]

Abfallart	Menge [Mio. Mg]	Heizwert H_u [MJ/Mg]	Energieinhalt	
			[PJ/a]	[TWh/a]
Restabfall aus Haushaltungen u. Kehricht	16,2	8.500	137,7	38,3
Sperrabfall	3	12.500	37,5	10,4
hausmüllähnlicher Restgewerbeabfall	> 9,5	12.500	118,8	33
Bioabfall ->Biogas	*7*	*0,66 MWh/Mg*	*16,6*	*4,62*
Reste aus DSD-Verwertung	> 1,2	17.500	21,0	5,8
Reste aus Gewerbeabfallverwertung	> 1,2	17.500	21,0	5,8
Produktionsabfälle[1)] (z. B. Chemieabfälle, Kunststoff, Gummi und Verbunde)	0,4	15.000	6,0	1,7
Rinden	> 1,2	7.000	8,4	2,4
Lebensmittelabfälle -> Biogas	*2*	*0,8 MWh/Mg*	*5,8*	*1,6*
Baustellenabfall	4,5	11.000	49,5	13,8
Shredderleichtgut	0,6	11.500	6,9	1,9

24 Vergärbare Abfälle (Bioabfall und Lebensmittelabfall) in kursiv

Abfallart	Menge [Mio. Mg]	Heizwert H_u [MJ/Mg]	Energieinhalt	
			[PJ/a]	[TWh/a]
Altreifen	0,5	30.000	15,0	4,2
Krankenhausabfälle	6	11.000	66,0	18,3
Sonderabfälle wie Lösemittel, Altöle				
Deponiegas davon fassbar:	7 Mrd. m^3 3,5 Mrd. m^3	5,5 kWh/m^3	138,6 69,3	38,5 19,3
Summen verbrennbar[2)]	**44,3**	**–**	**487,8**	**135,5**
vergärbar	***9***	**–**	***22,4***	***6,2***

1 Nur für energetisch bisher nicht genutzte Produktionsabfälle
2 ohne Deponiegas, da dessen intensivere Nutzung auf Grund der ungünstigen Brennstoffeigenschaften und der nicht möglichen vollständigen Erfassung sehr schwierig ist.

Tab. 16: Energieinhalt des für 2005 prognostizierten Abfalls Deutschlands[25)] [Herleitung siehe Kapitel 2.2]

Abfallart	Menge [Mio. Mg]	Heizwert H_u [MJ/Mg]	Energieinhalt	
			[PJ/a]	[TWh/a]
Restabfall aus Haushaltungen u. Kehricht	13,5	8.500	114,8	31,9
Sperrabfall	2,5	12.500	31,3	8,7
hausmüllähnlicher Restgewerbeabfall	> 7,5	12.500	93,8	26,0
Bioabfall -> Biogas	*< 8*	*0,66 MWh/Mg*	*19,0*	*5,3*
Reste aus DSD-Verwertung	> 1,5	17.500	26,25	7,3
Reste aus Gewerbeabfallverwertung	> 1,5	17.500	26,25	7,3
Produktionsabfälle[1)] (z. B. Chemieabfälle, Kunststoff, Gummi und Verbunde)	< 0,4	15.000	6,0	1,7
Rinden	> 1,2	7.000	8,4	2,4
Lebensmittelabfälle -> Biogas	*2,5*	*0,8 MWh/Mg*	*7,2*	*2*
Baustellenabfall	5	11.000	55,0	15,3

25 Vergärbare Abfälle (Bioabfall und Lebensmittelabfall) in kursiv

Abfallart	Menge [Mio. Mg]	Heizwert H_u [MJ/Mg]	Energieinhalt	
			[PJ/a]	[TWh/a]
Shredderleichtgut	0,8	11.500	9,2	2,6
Altreifen	0,5	30.000	15,0	4,2
Krankenhausabfälle	5,4	11.000	59,4	16,5
Sonderabfälle wie Lösemittel, Altöle				
Deponiegas davon fassbar:	5,5 Mrd. m^3 2,75 Mrd. m^3	5,5 kWh/m^3	108,9 54,5	30,3 15,1
Summen verbrennbar[2)]	**39,8**	–	**445,4**	**123,7**
vergärbar	***10,5***	–	***26,3***	***7,3***

1 Nur für energetisch bisher nicht genutzte Produktionsabfälle
2 ohne Deponiegas, da dessen intensivere Nutzung auf Grund der ungünstigen Brennstoffeigenschaften und der nicht möglichen quantitativen Erfassung sehr schwierig ist.

101 Aus den Tabellen 15 und 16 (Rn. 100) wird der gesamte Energieinhalt des Abfalls deutlich. Durch eine verstärkte stoffliche Verwertung und Vermeidung werden rückläufige Restabfallmengen erwartet, so dass sich der Energieinhalt des stofflich nicht verwertbaren Abfalls bis 2005 leicht reduzieren wird.

102 Bemerkenswert sind die hohen Energieinhalte des Deponiegases. Deponiegas ist aber im Gegensatz zu den anderen Energieträgern aus Abfall nur zu etwa 50% fassbar und damit energetisch nutzbar [7, 59].

Tab. 17: 1998 und 2005 (Prognose) nicht genutzter Energieinhalt des Abfalls aus Deutschland[26)] [Herleitung siehe Tabellen 3 und 4 (Rn. 34 u. 47) (Nutzungsgrad) sowie 15 und 16 (Rn. 100) (Energieinhalt)]

Abfallart	1998 energetisch nicht genutzt		2005 energetisch nicht genutzt	
	[PJ/a]	[% der Abfallart]	[PJ/a]	[% der Abfallart]
Restabfall aus Haushaltungen u. Kehricht	82,5	60	42,5	37
Sperrabfall	25,1	67	8,8	28

26 Vergärbare Abfälle (Bioabfall und Lebensmittelabfall) in kursiv

Abfallart	1998 energetisch nicht genutzt		2005 energetisch nicht genutzt	
	[PJ/a]	[% der Abfallart]	[PJ/a]	[% der Abfallart]
hausmüllähnlicher Restgewerbeabfall	> 68,8	58	> 37,5	40
Bioabfall	*16,4*	*99*	*17,8*	*94*
Reste aus DSD-Verwertung	12,2	58	8,7	33
Reste aus Gewerbeabfallverwertung	14,1	67	12,3	47
Produktionsabfälle (z. B. Chemieabfälle, Kunststoff, Gummi und Verbunde)	6,0	–[1)]	< 6	–
Rinden	7,0	83	7,0	83
Lebensmittelabfälle	*5,5*	*95*	*> 5,8*	*67*
Baustellenabfall	44,1	89	> 38,5	70
Shredderleichtgut	6,9	100	> 6,9	75
Altreifen	6	40	< 3	20
Krankenhausabfälle u. Sonderabfälle wie Lösemittel, Altöle	< 38,5	58	32,1	54
Deponiegas	104	75	68	62
davon faßbar:	34,9	ca. 50	15	26,5
Summen[2)] verbrennbar	**311,2**	**64**	**203,3**	**46**
vergärbar	***22,2***	***99***	***23,6***	***90***

1 die %-Aussage ist für die Produktionsabfälle nicht sinnvoll, da auch in den Tabellen 15 und 16 (Rn. 100) nur das bisher nicht genutzte Potenzial betrachtet wurde.
2 ohne Deponiegas

Tabelle 17 (Rn. 102) zeigt, dass 2005 ca. 200 PJ von ca. 450 PJ oder etwa 45% der **Energieinhalte** des Abfalls **ungenutzt** bleiben. **103**

Haus-, Sperr- und Gewerbeabfall sowie Sortierreste werden 2005 voraussichtlich zu mehr als 60% energetisch genutzt. Aber selbst diese **104**

relativ hohen Nutzungsgrade sind vor dem Hintergrund der Anforderungen der TASi und den Notwendigkeiten des Klimaschutzes unbefriedigend. Ein Blick über die Grenzen zeigt, dass deutlich höhere Nutzungsgrade möglich sind. So wurden in der Schweiz bereits 1990 80% [60] der Haus-, Sperr- und Gewerbeabfälle in AVA energetisch genutzt.

105 Die Baustellenabfälle und das Shredderleichtgut werden in einem noch geringeren Umfang (ungenutzter Anteil 2005: über 70%) energetisch genutzt. Bei den vergärbaren Abfällen, deren Energieinhalt aber gegenüber den verbrennbaren Abfällen unbedeutend ist, werden 2005 voraussichtlich max. 10% des Energiepotenzials genutzt.

106 Deponiegase schließlich lassen sich nur zu etwa 50% erfassen. Hinzu kommt, dass ein Teil der Deponiegase auf Grund schwankender Methangehalte nur abgefackelt, also nicht energetisch genutzt werden kann. Daher sind hier wesentliche Steigerungen des Nutzungsgrades nicht sinnvoll. Es ist auch zu bedenken, dass die Deponiegasmenge durch die verringerte Deponierung von organischen Abfällen stark rückläufig ist.

107 Tabelle 18 vergleicht den gesamten und den ungenutzten Energieinhalt des Abfalls mit dem Verbrauch der anderen Energieträger in Deutschland 1998 [61]. Daraus wird ersichtlich, dass der ungenutzte Energieinhalt im Abfall etwa 2,3% des **Energieverbrauchs in Deutschland** entspricht.

Tab. 18: Vergleich des gesamten und des nicht genutzten Energieinhalts von Abfall mit dem Verbrauch anderer Energieträger [61] in Deutschland 1998

Energieträger	Energieverbrauch des bezeichneten Energieträgers [PJ]	Anteil [%] des bezeichneten Energieträgers am Gesamtverbrauch
Mineralöl	5.780	40,0
Erdgas	3.006	20,8
Steinkohle	2.037	14,1
Kernenergie	1.763	12,2
Braunkohle	1.517	10,5
Wasser- und Windkraft	77	0,5

Sonstiges	289	2,0
Zum Vergleich: Gesamtenergieinhalt im Abfall[1)]	*510*	*3,5*
zum Vergleich: ungenutzter Energieinhalt im Abfall	*333*	*2,3*

1 ohne Deponiegas, aber mit Biogas aus der Vergärung

Wenn auch Tabelle 18 (Rn. 107) den Eindruck erweckt, der Energieinhalt des Abfalls sei unbedeutend, sollte man beachten, dass der 1998 in Deutschland ungenutzte Energieinhalt des Abfalls von 333 PJ (ohne Deponiegas) **108**

8,3 Mio. Mg Rohöl (H_u=40 MJ/kg) oder
11,5 Mio. Mg Steinkohle (H_u=29 MJ/kg) oder
37,0 Mio. Mg Braunkohle (H_u=9 MJ/kg)

entspricht.

Abbildung 9 (Rn. 113) zeigt das Potenzial des Energieträgers Abfall, indem dessen nicht genutzter Energieinhalt mit dem Beitrag von Steinkohle bei der Stromerzeugung in Deutschland [62] verglichen wird. **109**

Die nachfolgende Abbildung 10 (Rn. 113) zeigt zusammenfassend die 1998 und 2005 nicht genutzten Energieinhalte des Abfalls im Überblick. Zum Vergleich wurde der Energieinhalt von 1 Mio. Mg Rohöl mit einem unteren Heizwert von 40 MJ/kg aufgeführt. **110**

3.2 Bedeutung des regenerativen Energieträgers Abfall in Deutschland

Die mögliche Bedeutung des Abfalls als Energieträger ergibt sich aus dem im Folgenden angestellten Vergleich seiner Eigenschaften mit anderen **regenerativen Energieträgern**. **111**

Wie bereits in Kapitel 2 ausgeführt, setzt sich Restabfall aus Haushaltungen maßgeblich aus nachwachsenden Bestandteilen, wie Holz, Küchenabfall, Papier etc. zusammen. Die Tabelle 19 (Rn. 113) gibt den Anteil der nachwachsenden Bestandteile am Heizwert der jeweiligen Abfallart, den regenerativen Energieinhalt sowie den energetisch genutzten Anteil der Abfallarten für 1998 wieder. **112**

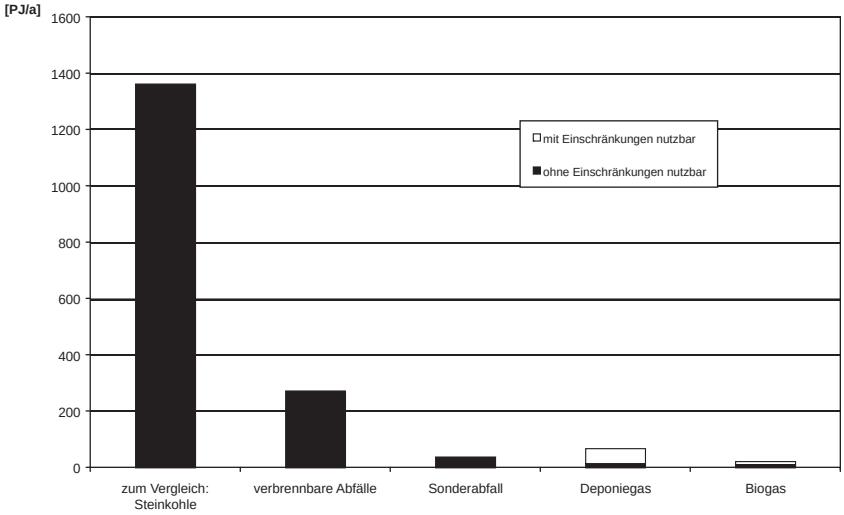


Abb. 9: Vergleich des 1998 nicht genutzten Energieinhaltes des Abfalls[27)] mit dem Energieträger Steinkohle zur Stromerzeugung

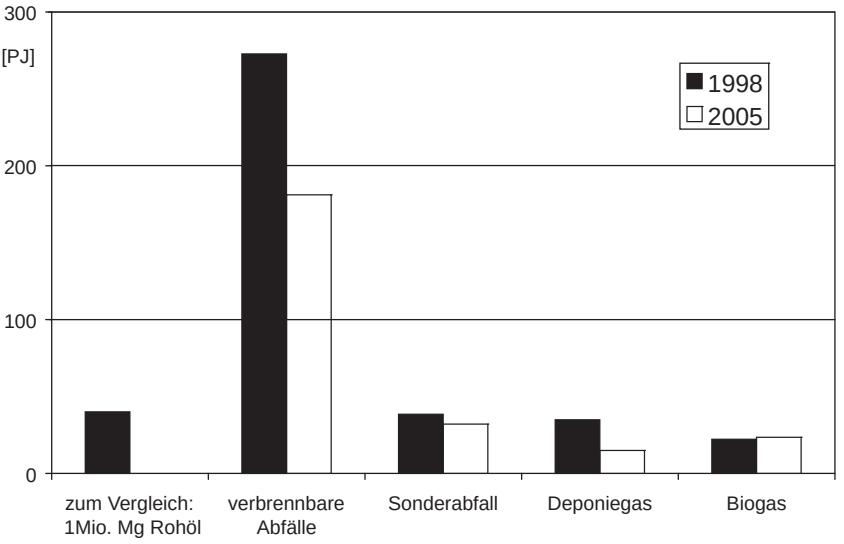


Abb. 10: Zusammenfassende Darstellung der nicht genutzten Energieinhalte des Abfalls[27)] 1998 und 2005 sowie dessen Vergleich mit dem Energieinhalt von 1 Mio. Mg Rohöl

27 Bei der Spalte „verbrennbare Abfälle" wurden die Sonderabfälle und das Deponiegas nicht berücksichtigt.

Dabei wurden die regenerativen Anteile im Restabfall aus Haushaltungen aus Tabelle 10 (Rn. 77) übernommen. Die regenerativen Anteile von Sperrabfall stammen aus [49], diejenigen von Restgewerbeabfall, Resten aus der Gewerbeabfallsortierung, von Baustellenabfall und von Krankenhaus- und Sonderabfällen wurden konservativ abgeschätzt. **113**

Tab. 19: Regenerativer Energieinhalt im Abfall Deutschlands von 1998[28)]

Abfallart	Gesamtenergieinhalt der Abfallart [PJ/a]	regenerativer Anteil am Energieinhalt [%]	regenerativer Energieinhalt [PJ/a]	davon: nicht energetisch genutzt [%]
Restabfall aus Haushaltungen u. Kehricht	137,7	71[1)]	97,8	60
Sperrabfall	37,5	60	22,5	67
hausmüllähnlicher Restgewerbeabfall	118,8	10	11,9	58
Bioabfall	*16,6*	*100*	*16,6*	*99*
Reste aus DSD-Verwertung	21,0	0	0	–
Reste aus Gewerbeabfallverwertung	21,0	10	2,1	67
Produktionsabfälle (z. B. Chemieabfälle, Kunststoff, Gummi und Verbunde)	6,0	0	0	–
Rinden	8,4	100	8,4	83
Lebensmittelabfälle	*5,8*	*100*	*5,8*	*95*
Baustellenabfall	49,5	15	7,4	89
Shredderleichtgut	6,9	0	0	-
Altreifen	15,0	0	0	-
Krankenhausabfälle u. Sonderabfälle wie Lösemittel, Altöle	66	5	3,3	58
Summen 1998 verbrennbar:	**487,8**	**31,5**	**153,4**	**63,5**
vergärbar:	***22,4***	***100***	***22,4***	***98***

1 Herleitung siehe Kapitel 2.2, Tabelle 10

28 ohne Deponiegas; Vergärbare Abfälle (Bioabfall und Lebensmittelabfall) in kursiv

114 Tabelle 19 (Rn. 113) ist zu entnehmen, dass 1998 der regenerative Energieinhalt des Abfalls über 175 PJ (entsprechend 6 Mio. Mg Steinkohle) betragen hat. Im Vergleich zu anderen regenerativen Energieträgern ist dies bedeutend.

115 Von dem gesamten **regenerativen Energieinhalt in** verbrennbaren **Abfällen** (Angabe ohne Deponiegas) von 1998 blieben immerhin 63,5 % (dies entspricht 97 PJ oder 3,4 Mio. Mg Steinkohle) ungenutzt.

116 Das regenerative Energiepotenzial vergärbarer Abfälle blieb zu 98 % (dies entspricht knapp 22 PJ oder etwa 0,8 Mio. Mg Steinkohle) ungenutzt.

117 Die nachfolgende Tabelle 20 (Rn. 120) vergleicht den regenerativen Energieinhalt des Abfalls mit den 1998 tatsächlich genutzten Energiemengen anderer **regenerativer Energieträger** gemäß [34].

118 Bei Wasser- und Windkraft sind in Tabelle 20 (Rn. 120) elektrische Energien genannt. Die Umwandlung der chemisch gebundene Energie des Abfalls oder der Biomasse in elektrischen Strom ist mit Umwandlungsverlusten verbunden. Der elektrische Wirkungsgrad bei der Abfallverbrennung beträgt z. B. nach Kaimer/Schade [63] je nach Verfahren zwischen 11 und 25 %, bei der Rostfeuerung knapp unter 20 %. Wird nur elektrischer Strom erzeugt, betragen die Umwandlungsverluste demnach über 80 %. Allerdings wird sowohl Biomasse, als auch Abfall zu großen Teilen in Form von Prozessdampf und Heizwärme energetisch genutzt [64], so dass wesentlich höhere Gesamtwirkungsgrade erzielt werden.

119 Aus Tabelle 20 (Rn. 120) wird deutlich, dass Abfall ein bedeutender regenerativer Energieträger ist. Der bisher ungenutzte Anteil von 119 PJ (davon 97 PJ verbrennbar) entspricht mehr als dem 3fachen der 1997 thermisch genutzten Biomasse und ist höher, als das gesamte thermisch nutzbare Potenzial der anderen regenerativen Energieträger[29)].

120 Das wirtschaftlich nutzbare Potenzial der anderen regenerativen Energieträger wurde in [34] abgeschätzt. Bei dem wirtschaftlich nutzbaren Potenzial des regenerativen Anteils im Abfall wurden die in Tabelle 19 (Rn. 113) genannten ungenutzten Energieinhalte zu Grunde gelegt.

29 ohne Berücksichtigung der elektrischen Stromerzeugung durch Windkraft, Wasserkraft und Sonne

Tab. 20: Bedeutung der regenerativen Energieinhalte des 1998 angefallenen Abfalls im Vergleich zu anderen regenerativen Energieträgern [65] (Basis: 1997) in Deutschland

regenerativer Energieträger	1998 bzw. 1997 genutzte Energieinhalte [PJ/a]	weiteres, wirtschaftlich nutzbares Potenzial bis 2005 [PJ/a]
Abfall verbrennbar[1)]	56,4	97
Abfall vergärbar	0,5	22
Windkraft	7,5	15
Wasserkraft	12,4	22
Sonne thermisch	3,0	50
Sonne elektrisch	0,2	0,5
Biomasse	45,4	90

1 ohne Deponiegas

Dieser Zusammenhang wird noch einmal in Abbildung 11 dargestellt. **121**

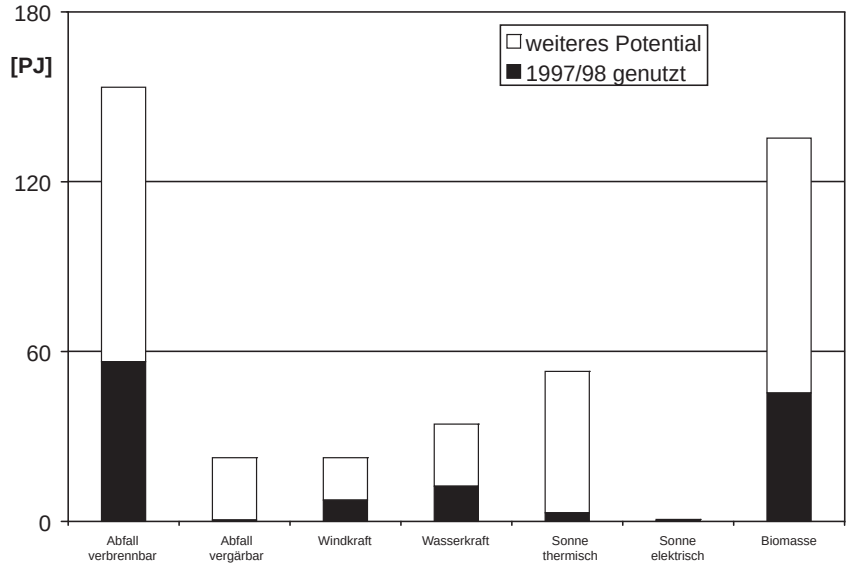


Abb. 11: Bedeutung der regenerativen Energieinhalte des 1998 angefallenen Abfalls im Vergleich zu anderen regenerativen Energieträgern in Deutschland

122 Die energetische Abfallnutzung kann infolge der damit verbundenen Substitution fossiler Brennstoffe zum Klimaschutz beitragen.

123 Darüber hinaus verhindert bzw. verringert die energetischen Abfallnutzung die Deponierung von biologisch aktiven Abfällen und damit die Bildung methanhaltiger Deponiegase[30], dessen Methan bei bei einem Zeithorizont von 20 Jahren 56-mal klimawirksamer als CO_2 ist [7].

124 Die nachfolgende Abbildung 12 (Rn. 127) zeigt die **Klimarelevanz** [66] diverser Abfallbehandlungsverfahren. Nur eine energetische Nutzung der regenerativen Abfallbestandteile, sei es in einer AVA, sei es über Gewinnung von Trockenstabilat in einer MBA verringern die Emissionen klimawirksamer Gase (in Abbildung 12 als negative Zahlen dargestellt).

125 Bei der MBA mit Ausschleusung von EBS und nachfolgender bzw. vorgeschalteter Rotte (in Abbildung 12 (Rn. 127) als „MBA, EBS u. Rotte“ bezeichnet) resultiert die Belastung mit CO_2-Äquivalenten aus der Gewinnung eines heizwertreichen EBS, der vorwiegend aus fossilen Abfallbestandteilen, wie Kunststoff gebildet wird. Die energetische Nutzung dieses EBS würde zwar den Einsatz fossiler Brennstoffe, nicht aber die klimawirksamen CO_2-Emissionen vermindern. Außerdem werden bei der MBA mit Rotte biogene Abfälle deponiert, die zwar stabilisiert sind, aber immer noch Methan emittieren.

126 Wie erwartet, schneidet aus der Sicht des Klimaschutzes die Deponierung von unvorbehandelten Abfällen durch die Bildung des sehr klimarelevanten Methans im Deponiekörper am schlechtesten ab.

4 Zusammenfassung

127 1998 wurden vom Energieinhalt der in Deutschland angefallenen stofflich nicht verwertbaren **verbrennbaren Abfälle** in der Größenordnung von ca. 500 PJ[31] nur ca. 180 PJ oder ca. 35% genutzt (siehe Kapitel 3.1). Aber auch 2005 werden wahrscheinlich noch erhebliche Anteile des Energieinhaltes von Abfall ungenutzt bleiben. Für 2005 werden auf Grund leicht rückläufiger Abfallmengen ca. 450 PJ Ener-

30 Deponiegase können darüber hinaus nur zu maximal 50% erfasst und behandelt bzw. energetisch genutzt werden.

31 ohne Deponie- und Biogase

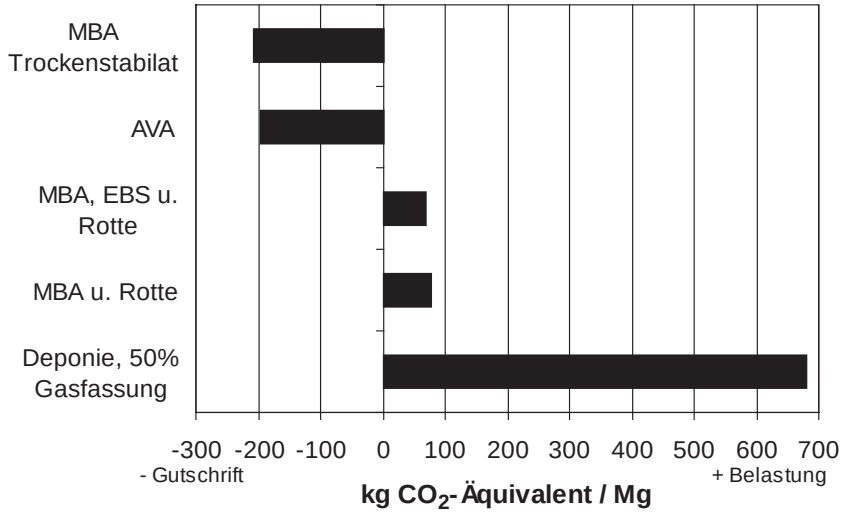


Abb. 12: Klimarelevanz von Abfallbehandlungsverfahren [66]

gieinhalt des Abfalls erwartet, von denen ca. 250 PJ oder ca. 55% genutzt werden.

128 Von der Gesamtenergieerzeugung Deutschlands im Jahre 1998 in Höhe von etwa 14 500 PJ könnte Abfall demnach theoretisch ca. 3% übernehmen. Bisher beträgt der Anteil des Abfalls mit ca. 180 PJ nur knapp über 1% an der Gesamtenergieerzeugung. Der ungenutzte Energieinhalt des verbrennbaren Abfalls von ca. 320 PJ entspricht fast 11 Mio. Mg Steinkohle.

129 Ein großer Teil des Abfalls ist regenerativer Herkunft. Der Vergleich mit anderen regenerativen Energieträgern unterstreicht die energiepolitische Bedeutung des Abfalls. So wurden 1998 etwa 60 PJ Energie aus den regenerativen Bestandteilen des Abfalls genutzt, während die klassischen regenerativen Energieträger zusammen mit etwa 70 PJ[32)] in die Betrachtung eingehen. Ein regeneratives Energiepotenzial des Abfalls von fast 100 PJ, mit dem fast 3,5 Mio. Mg Steinkohle substituiert werden könnten, blieb ungenutzt. Der Vergleich mit dem in Tabelle 20 (Rn. 120) genannten wirtschaftlich sinnvollen Potenzial anderer regenerativer Energieträger von etwa 180 PJ rechtfertigt weitere Bemühungen zur Nutzung der Energieinhalte des Abfalls.

32 incl. etwa 20 PJ elektrischen Strom aus Wind- und Wasserkraft

130 Vor diesem Hintergrund erscheint es sinnvoll, Abfall in das Erneuerbare Energien Gesetz [67] aufzunehmen.

131 Der Energieinhalt **vergärbarer Abfälle** mit etwas mehr als 20 PJ/a erreicht bei weitem nicht die Bedeutung des Energieinhaltes verbrennbarer Abfälle. Dieser wird nur zu etwa 2% genutzt.

132 Dies kann vor allem damit erklärt werden, dass die vergärbaren Abfälle z. Z. ohne Probleme kompostiert oder auf landwirtschaftlichen Flächen untergepflügt werden. Aus abfallpolitischer Sicht besteht demnach kein Handlungsbedarf.

133 Aus energiepolitischer Sicht, vor allem bei Beachtung des 100% regenerativen Charakters der vergärbaren Abfälle, wäre deren verstärkte energetische Nutzung sinnvoll. Dies gilt besonders, wenn weitere vergärbare Reste der Landwirtschaft (z. B. Gülle, Geflügelkot) berücksichtigt werden.

5 Schlussfolgerung

134 Es konnte gezeigt werden, dass Abfall ein bedeutender, teilweise regenerativer Energieträger ist, dessen Potenziale bei weitem nicht ausgeschöpft werden. Die Verbände fordern deshalb zu Recht, den Energieinhalt von Abfall besser zu nutzen.

135 Die Nutzung dieser Potenziale ist

- technisch möglich und erprobt (siehe 6450)
- abfallpolitisch geboten (vgl. Anforderungen der TASi und das Eckpunktepapier des BMU [68])
- auf Grund des regenerativen Charakters des Abfalls und auf Grund einer Verhinderung der Deponiegasbildung für den Klimaschutz unabdingbar
- umweltverträglich (z. B. mit der erprobten Rostfeuerung, siehe 6450)
- und wirtschaftlich machbar.

136 Daher sollte zur Förderung der o. g. umweltpolitischen Ziele der Energieträger „Abfall“ eine noch stärkere Beachtung und Förderung erfahren.

6 Glossar

Abfall: Der Abfallbegriff (§ 3 KrW-/AbfG) umfasst „. . . bewegliche Sachen, deren sich ihr Besitzer entledigt, entledigen will oder entledigen muss. Abfälle zur Verwertung sind Abfälle, die verwertet werden; Abfälle, die nicht verwertet werden, sind Abfälle zur Beseitigung." Alle Stoffe oder Gegenstände, die bei der Produktion oder nach dem Konsum ungewollt oder unbeabsichtigt als Rückstände anfallen und entsorgt werden müssen, sind Abfälle. Für den rechtlich geprägten Begriff Abfall wird im Sprachgebrauch häufig der Begriff Müll als Synonym verwendet.

Abfallverbrennung: -> Rostfeuerung

Beseitigung: Die Abfallbeseitigung umfasst das Bereitstellen, Überlassen, Einsammeln, Befördern, Lagern, Behandeln und die Ablagerung von Abfällen (-> Abfall). Abfälle zur Beseitigung müssen vor der Deponierung in der Regel behandelt werden.

BImSchG (Bundes-Immissionsschutzgesetz): Ein Gesetz, das Menschen, Tiere, Pflanzen, den Boden, das Wasser, die Atmosphäre sowie Kultur- und sonstige Sachgüter vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Emissionen wie Abgase, Lärm oder Erschütterungen schützen soll. Es unterscheidet entsprechend den möglichen Gefahren und Belästigungen zwischen genehmigungsbedürftigen (u. a. einige Abfallentsorgungsanlagen) und nicht genehmigungsbedürftigen Anlagen. Die Umsetzung des BImSchG ist durch zahlreiche Verordnungen und Technische Anleitungen geregelt. (→ BImSchV)

BImSchV (Bundes-Immissionsschutz-verordnung): Mit Hilfe der Verordnungen zum Bundes-Immissionsschutzgesetz bzw. den entsprechenden Technischen Anleitungen (TA Luft, TA Lärm) werden zulässige Emissionen bzw. Immissionen festgeschrieben. So ist die 17. BImSchV (Verordnung über Verbrennungsanlagen für Abfälle und ähnlich brennbare Stoffe) maßgeblich für die Genehmigung und den Betrieb thermischer Abfallbehandlungsanlagen.

Bioabfall: Alle im Haushalt anfallenden kompostier- oder vergärbaren Abfälle (z. B. Gemüse, Obst, Blumen, Küchenabfälle etc.).

Brennstoff aus Müll (BRAM): Engl. RDF (refuse derived fuel) -> Ersatzbrennstoff

Deponiegas: Methanhaltiges Gas, das bei der biologischen Zersetzung der organischen Fraktionen des Abfalls unter Luftabschluss im Deponiekörper gebildet wird. Deponiegas ist auf Grund des enthaltenen Methans bezogen auf den Zeitraum von 20 Jahren 56 mal klimarelevanter als CO_2.

Deponierung: Die zeitlich unbegrenzte, kontrollierte Ablagerung von Abfällen. Die Deponierung wird durch die TA Siedlungsabfall bzw. für Sonderabfälle durch die TA Abfall geregelt. Bei unbehandelten – insbesondere organischen – Abfällen laufen Zersetzungsprozesse im Deponiekörper ab, bei denen u. a. methanhaltiges Gas und übelriechende Stoffe gebildet werden. Ab dem Jahr 2005 ist nur eine Deponierung von Siedlungsabfällen möglich, die die

	Zuordnungskriterien der TA Siedlungsabfall erfüllen, also vorwiegend inert sind.
Duales System Deutschland (DSD):	Die Duales System Deutschland GmbH wurde 1990 von Unternehmen des Handels und der Verpackungs- und Konsumgüterindustrie gegründet. Unternehmenszweck ist der Aufbau und Betrieb einer Struktur für die getrennte Sammlung, Sortierung und stoffliche Verwertung gebrauchter Verpackungen aus Haushalten und Kleingewerbe. Dabei fallen sowohl bei der Sortierung als auch bei der Verwertung Abfälle an, die energetisch genutzt werden können.
Emissionen:	Emissionen sind von Anlagen an die Umwelt abgegebene Stoffe oder Energien, z. B. Schadstoffe, Wärme, Lärm, Erschütterungen etc. Emissionen können über die Luft, den Boden oder über das Wasser abgegeben wirken.
Entsorgung:	Die Abfallentsorgung umfasst die Verwertung und Beseitigung von Abfällen.
Erdenwerke:	Betriebe, in denen Blumen- und Pflanzerde, z. B. aus Torf und Torfersatz hergestellt werden.
energetische Nutzung:	In diesem Beitrag: Nutzung des Energieinhaltes von Abfall. Dabei wird nicht zwischen energetischer Verwertung und thermischer Beseitigung unterschieden (s. Rn. 23)
erneuerbare Energieträger:	-> regenerative Energieträger
Ersatzbrennstoff:	Energieträger „Abfall“, der nach einer mechanischen oder thermischen Vorbehandlung Regelbrennstoff ersetzt; auch

	BRAM oder SBS genannt. Beispiele: Brennstoff aus produktionsspezifischen Gewerbe- und Industrieabfällen (BPG) oder Brennstoff aus Altpapier (BRAP)
Hausabfall:	Abfälle aus Haushalten (Bioabfall, Wertstoffe, Restabfall aus Haushaltungen etc.)
Hausmüllähnlicher Gewerbeabfall:	Bezeichnung für die in Geschäfts- und Kaufhäusern, Gewerbe- und Industriebetrieben anfallenden festen Abfälle, die nicht direkt auf Grund der Produktion entstehen, wie z. B. Verpackungsmaterial, Büroabfälle.
LAGA:	In der Länderarbeitsgemeinschaft Abfall (LAGA) wirken die für die Abfallwirtschaft zuständigen obersten Landesbehörden, Vertreter des Bundes und anderer Institutionen zusammen, um einen möglichst ländereinheitlichen Vollzug des Abfallrechtes sicherzustellen.
Nachhaltigkeit:	dauerhaftes Wirtschaften. Für die Energieerzeugung bedeutet dies, dass lediglich -> regenerative, d. h. erneuerbare Energieträger eingesetzt werden können. Der Einsatz fossiler Energieträger ist dagegen nur bis zu ihrer Erschöpfung, d. h. zeitlich begrenzt möglich.
Pyrolyse (Entgasung, Verschwelung):	Thermische Zersetzung von Stoffen unter Ausschluss von Sauerstoff. Das entstehende Pyrolysegas wird gereinigt und als Synthesegas bereitgestellt oder zusammen mit dem zurückgebliebenen festen Pyrolysekoks, der einen hohen Anteil an brennbarem Kohlenstoff enthält, verbrannt.
Regenerative Energieträger:	Als regenerative Energieträger bezeichnet man Energieträger, die sich kontinu-

ierlich auf natürliche Weise erneuern. Beispiele: Wind- und Wasserkraft, Solarstrahlung, Biomasse und Abfall

Restabfall: ist der Abfall, der nach Entnahme der verwertbaren Bestandteile übrig bleibt.

Rostfeuerung, Abfallverbrennung: Die Abfallverbrennung, in der Regel als Rostfeuerung ausgelegt, ist mit über 100 Jahren das älteste thermische Abfallbehandlungsverfahren. Der Abfall wird auf einen Rost aufgegeben und durchläuft dort verschiedene ineinander übergehende Stufen: Trocknung, Entgasung (Pyrolyse) und Verbrennung. Das bei der Verbrennung entstehende Rauchgas wird in der Rauchgasreinigung behandelt. Zurück bleiben Flugstaub, Salze und Schlacke, die aufbereitet bzw. verwertet oder deponiert werden. Die bei der Verbrennung entstehende Wärme wird im Abhitzekessel zur Erzeugung von Dampf genutzt, der zur Stromerzeugung, Prozessdampfnutzung und zu Heizzwecken (z. B. in Fernwärmenetzen) genutzt wird (siehe auch 6450).

Schadstoffe: Stoffe, die auf Grund ihrer Konzentration und Wirkung, Krebserzeugung etc. eine Gefahr für Mensch und Umwelt darstellen. Dazu zählen im allgemeinen Verständnis z. B. Schwermetalle, bestimmte organische Stoffe wie Benzol, Dioxine, Furane, saure Gase (wie Chlorwasserstoff, Fluorwasserstoff, Schwefeldioxid, Stickoxide etc.). Der Begriff „Schadstoff" ist eine politische und keine wissenschaftliche Bezeichnung, da Schaden nicht mit einer Substanz, sondern mit einer Dosierung oder Konzentration korreliert wer-

den muss (Grundprinzip der Toxikologie).

Scheinverwertung: Besonders in der Nähe großer, billiger Deponien etablierten sich nach Veröffentlichung der TASi zahlreiche „Verwertungsanlagen" für Baumisch- und Gewerbeabfälle etc. Diese Anlagen trennen nur in einem sehr geringen Umfang Wertstoffe ab. Wesentlicher Wettbewerbsvorteil dieser Anlagen sind die günstigen Kosten für die Deponierung der Sortierreste, die oft über 95% des Inputs ausmachen. Daher wird bei derartigen Anlagen der Begriff „Scheinverwertung" verwendet.
Dies ist abfallpolitisch problematisch, da es durch den Verwertungsstatus der Scheinverwerter gelingt, Abfälle zur Beseitigung aus der Andienungspflicht der Gebietskörperschaften und aus der Überwachung der Bundesländer herauszulösen.

Sekundärbrennstoff (SBS): ist allgemein ein Brennstoff, mit dem Primärbrennstoffe, für die eine Energieumwandlungsanlage ausgelegt ist, ersetzt werden. Dies kann z. B. naturbelassenes Holz sein, das in Kraftwerken Kohle ersetzt.
Mittlerweile wird unter SBS meist nur aufbereiteter Abfall oder -> Ersatzbrennstoff verstanden.

selbstgängige Verbrennung: Die (Abfall)Verbrennung wird zu Bedingungen der 17. BImSchV aufrecht erhalten, ohne dass Zusatzbrennstoffe wie z. B. Heizöl eingesetzt werden müssen.

Siedlungsabfall: Unterteilung nach TA Siedlungsabfall in Hausmüll, hausmüllähnliche Gewerbeabfälle, Garten- und Parkabfälle bzw. Grünabfälle, Marktabfälle, Straßenkehricht, Bauabfall, Klärschlamm, Fäkalien und -schlämme, Rückstände aus der Wasser- und Abwasserreinigung.

Shredderleichtgut resultiert aus der Aufarbeitung metallreicher Gegenstände mit dem Ziel einer qualitativ hochwertigen und quantitativen Metallausbeute. Zu diesem Zweck werden die metallhaltigen Altstoffe (Autos, Herde, Spülmaschinen etc.) in einem Shredder zerkleinert. Die nicht-metallischen Bestandteile werden als Shredderleichtgut abgetrennt und entsorgt.

thermische Nutzung: -> energetische Nutzung

Trockenstabilatverfahren: Verfahren zur biologischen Trocknung von Resthausmüll der Fa. Herhof auf einen Wassergehalt kleiner als 15 %. Damit wird ein lagerstabiler Brennstoff erzeugt, der energetisch genutzt werden kann. Daneben haben andere Unternehmen, z. B. der Entsorger Nehlsen biologische Trocknungsverfahren entwickelt.

Vergärung: Umsetzung von organischem Material, wie Bioabfall unter Sauerstoffabschluss, wobei durch biologische Zersetzungsprozesse methanhaltiges Biogas gebildet wird, das energetisch zur Wärme- und Stromherstellung genutzt werden kann.

Verwertung: Die Verwertung umfasst die Substitution von Rohstoffen durch das Gewinnen von Wertstoffen aus Abfällen oder die Nutzung der stofflichen Eigenschaften der Abfälle (stoffliche Verwertung) bzw. von

deren Energieinhalt (energetische Verwertung) unter bestimmten Randbedingungen (§ 6 KrW-/AbfG). Vorrang hat die umweltverträglichere Verwertungsart (§ 6 KrW-/AbfG).

Wärmenutzungspflicht: Im Bundes-Immissionsschutzgesetz (§ 5 BImSchG) und in der 17. BImSchV (§ 8) ist festgelegt, dass Abwärme von technischen Anlagen soweit wie möglich genutzt werden muss.

7 Literatur

[1] *N. N.:* „Kommunale fordern Öffnung der Biomasse-Verordnung für Hausmüll", EUWID Nr. 20 vom 16. 5. 2000

[2] Bundesärzteschaft: „Potentielle Gesundheitsgefahren durch Emissionen aus Müllverbrennungsanlagen"; Deutsches Ärzteblatt 90, Heft $^1/_2$, 11. Januar 1993, S. 41 ff.

[3] *Wiemer, K., Kern, M.:* „Mechanisch-biologische Restabfallbehandlung nach dem Trockenstabilatverfahren" MIC Baeza Verlag, Witzenhausen 1995

[4] Entnommen aus den Mitteilungen der New Yorker Rohölbörse, an deren Preisniveau sich alle anderen Rohölbörsen orientieren; veröffentlicht und regelmäßig aktualisiert im Internet unter www\\nymex.com

[5] „Dritte allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Abfallgesetz" (TA Siedlungsabfall) vom 14. Mai 1993 (Beil. BAnz. Nr. 99)

[6] Siebzehnte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes 17. BImSchV – Verordnung über Verbrennungsanlagen für Abfälle und ähnliche brennbare Stoffe vom 23. November 1990 (BGBl. I S. 2545, ber. S. 2832; 1999 S. 186; 2000 S. 632)

[7] *Butz, W.:* „Klimarelevanz von Deponiegasemissionen"; Manuskript zum Vortrag bei der Fachtagung „Deponiegasnutzung ´97", im März 1997 an der FH Trier

[8] VEW Energie AG: „Die ConTherm-Anlage im Kraftwerk Westfalen“, Kurzbeschreibung des Antrages auf Änderungsgenehmigung, Dortmund 1998

[9] *Sander, H. J.:* „Mitverbrennung von Restabfällen in braunkohlenbefeuerten Kraftwerken – am Beispiel VEAG-Kraftwerk Jänschwalde“, in: K. J. Thomé-Kozmiensky (Hrsg.) „Restabfallentsorgung“ TK-Verlag, Nietwerder 2000

[10] „Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz“, verkündet am 6. Oktober 1994 (BGBl. I S. 2705)

[11] *v. Köller:* „Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz – Textausgabe mit Erläuterungen“; Erich Schmidt Verlag, Berlin 1996

[12] *Bergs, Dreyer, Radde:* „TA Siedlungsabfall mit Erläuterungen – Ergänzende Empfehlungen und Beschlüsse, Berichte der Bundesregierung“; Erich Schmidt Verlag, Berlin 1997

[13] *Ketelsen, K.:* „Abfallwirtschaftskonzepte und Abfallbilanzen“ in: Festschrift zum 70. Geburtstag von Prof. Seyfried, Hannover 1995

[14] *Bothe, D.:* „Entsorgung der Verwertung durch Beseitigung? – Argumente und Vorschläge für einen neuen Abfallbegriff“; Müll und Abfall 5/00, S. 258 ff.

[15] Verordnung zur Bestimmung von besonders überwachungsbedürftigen Abfällen – BestbüAbfV vom 10. September 1996

[16] Verordnung zur Bestimmung von überwachungsbedürftigen Abfällen zur Verwertung – BestüVAbfV vom 10. September 1996

[17] Verordnung zur Einführung des europäischen Abfallkatalogs – EAKV vom 13. September 1996

[18] *Pohl, M.:* „Abfallaufkommen, -verwertung und -entsorgung in Deutschland“; Müllhandbuch Lfg. 11/99

[19] *Cord-Landwehr, K.:* „Einführung in die Abfallwirtschaft“, B. G. Teubner, Stuttgart, Leipzig 2000

[20] *Bilitewski, B., Härdtle, G., Marek, K.:* „Abfallwirtschaft – Handbuch für Praxis und Lehre“, Springer Verlag, Berlin, Heidelberg, New York 2000

[21] *Alwast, H.:* „Der Entsorgungsmarkt für Siedlungsabfälle", Umwelttechnologie Aktuell 2/2000, S. 108 ff.

[22] *Schirmer, U.:* „Aktuelle Situation der Mitverbrennung von Altstoffen in Kraftwerken"; in: Bio- und Restabfallbehandlung IV, Witzenhausen Institut, Witzenhausen 2000

[23] *Schneider, M., Oerter, M.:* „Erfahrungen mit dem Einsatz von Sekundärbrennstoffen in der Zementindustrie", in: Bio- und Restabfallbehandlung IV, Witzenhausen Institut, Witzenhausen 2000

[24] *Barth, J.:* „Stand und Perspektiven der Biologischen Abfallbehandlung in Europa", in: Bio- und Restabfallbehandlung IV, Witzenhausen Institut, Witzenhausen 2000

[25] *Urban, A.:* „Stand und Perspektiven der thermischen Abfallbehandlung in Deutschland", in: Bio- und Restabfallbehandlung IV, Witzenhausen Institut, Witzenhausen 2000

[26] *Striegel, K. H., Emig, M.:* „Mitverbrennung von Abfällen"; Umwelt Band 30 (2000), Nr. 3, S. 36 f.

[27] *Urban, A.:* „Verbrennungskapazitäten für Abfälle in Europa bei Berücksichtigung von Co-Verbrennungsmöglichkeiten", in: Thermische Abfallbehandlung, Co-Verbrennung, Tagungsband der Fachtagung 1. bis 3. März 1999, Dresden

[28] INTECUS: „Bundesweite Erhebung des Potenzials an stofflich nicht verwertbaren Resten in der Holzindustrie", unveröffentlicht 1998

[29] Gesellschaft für Altgummi-Verwertungssysteme mbH: „Altgummiverwertung in Deutschland – Statusbericht", Frankfurt 1996

[30] PROGNOS: „Entsorgungsmarkt Siedlungsabfall, Sonderabfall – Prognosen bis 2010", Köln, Berlin, Basel 1998

[31] *Friedel, M., Urban, A.:* „Ökologische Aspekte beim Einsatz aufbereiteter Abfälle in thermischen Anlagen" in: M. Faulstich, A. Urban, B. Bilitewski (Hrsg.); 3. Fachtagung „Thermische Abfallbehandlung", München 1998; S. 121 ff.

[32] Umweltlexikon, VDI-Verlag 1994

[33] *Bölkow, L., Meliß, M., Ziesing, H. J.:* Erneuerbare Energiequellen. Endbericht der Koordinatoren zum Studienschwerpunkt

A2 aus: Studienprogramm für die Enquete-Komission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“ des Deutschen Bundestags 1990

[34] VDI-Verlag: „Potenziale regenerativer Energieträger in der Bundesrepublik Deutschland“; Teil 1 der Reihe Regenerative Energieträger; S. 1

[35] DIN 51 700 und DIN 51 900

[36] Landesumweltamt Brandenburg: „Richtlinie für die Durchführung von Untersuchungen zur Bestimmung der Menge und Zusammensetzung fester Siedlungsabfälle im Land Brandenburg Teil I“; Potsdam 2000

[37] Freistaat Sachsen: „Richtlinie zur einheitlichen Abfallanalytik in Sachsen“, Dresden 1998

[38] ARGUS e. V.: „Berliner Abfallerhebung 1997“, Berlin 1997

[39] ITU: „Hamburger Hausmüllanalyse“, im Auftrag der Stadtreinigung Hamburg und der ARGE Duales System, Hamburg 1995

[40] *Bilitewski, B., Niestroj, J.:* „Zukünftige Heizwerte und Schadstoffe von Restmüll“, Abfallwirtschaftsjournal 6 (1994), Nr. 9, S. 586 ff.

[41] *Doedens, H.:* „Abfallwirtschaft“; Vorlesungsdrucke Uni Hannover, 1991; unveröffentlicht

[42] *Habeck-Tropfke, H.:* „Müll- und Abfalltechnik“, Werner-Verlag, Düsseldorf 1985

[43] *Tabasaran, O.* (Hrsg.): „Abfallwirtschaft, Abfalltechnik“, Berlin 1994

[44] INTECUS: 1999 durchgeführte Vorversuche im Rahmen einer Verfahrensentwicklung zur Gewinnung schadstoffreduzierter Ersatzbrennstoffe aus dem Restabfall; unveröffentlicht

[45] *Cord-Landwehr, K.:* „Einführung in die Abfallwirtschaft“; Verlag B. G. Teubner, Stuttgart 1994

[46] Umweltbundesamt: Hrsg.: „Daten zur Umwelt 1990/91“

[47] ARGUS e. V.: „Berliner Abfallerhebung 1992/93“, Berlin 1993

[48] *Christmann, A.:* „Zukünftiges Feuerungskonzept zur thermischen Restmüllbehandlung“, Abfallwirtschaftsjournal 4 (1992), Nr. 2

[49] *Würdinger, E., Wagner, J., Rommel, W.:* „Primärenergiepotenzial der Biomasse in Siedlungsabfällen“ in: Entsorgungspraxis 9/99, S. 15 ff.

[50] *Heil, J., Simons, D.:* „Konventionelle und neue thermische Verfahren im Vergleich“, in: Bilitewski, Faulstich, Urban (Hrsg.): „Thermische Restabfallbehandlung. Abfallwirtschaft in Forschung und Praxis“, Band 83, Erich Schmidt Verlag, Berlin 1996

[51] *Spuziak-Salzenberg, D.:* „Energetische Verwertung heizwertreicher Abfälle“, Abfallwirtschaftsjournal 6/98

[52] *Fruth, F., Kranert, M.:* „Durchführung und Ergebnisse einer visuellen Klassifizierung von Gewerbeabfall, Sperrmüll und kommunalen Abfällen in der Stadt Braunschweig“, Müll und Abfall 8/99, S. 465 ff.

[53] INTECUS: Mittelwerte der Sperrabfallzusammensetzung gemäß Sortierungen in Bremen und im Main-Kinzig Kreis; unveröffentlicht 1996

[54] *Bilitewski, B., Niestroj, J.:* „Entwicklung des Heizwertes und der Schadstoffgehalte im Restmüll“ in: Müller, W., Niestroj, J. „Stoffliche und thermische Verwertung“, Tagung TCI-Verlag, Offenbach 1994

[55] Diverse Untersuchungen von INTECUS zwischen 1996 und 1998, unveröffentlicht

[56] *Friedrich, H.:* „Vollzugsinstrumente zur Abgrenzung der schadlosen Verwertung vor der Beseitigung in Nordrhein-Westfalen“, in: Bio- und Restabfallbehandlung IV, Witzenhausen Institut, Witzenhausen 2000

[57] Maschinenfabrik häwa, „Untersuchungen zum Heizwert von Rinden“, Wain 1988, unveröffentlicht

[58] Arbeitsbericht des ATV/BDE/VKS Fachausschusses 3.8 „Biogas“: „Gewinnung, Aufbereitung und Verwertung von Biogas“ von 8/94

[59] Umweltbundesamt: „Anthropogene N_2O und CH_4-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland"; Forschungsbericht 104 01 108/2, 1995

[60] *Barniske, L., Gleis, M., Hoffmann, G., Johnke, B., Schoembs, H.:* „Thermische Behandlung von Abfällen" in: Birn, H., Jung, G. (Hrsg.): Abfallbeseitigungsrecht für die betriebliche Praxis Teil 18/4. WEKA Fachverlag, Augsburg 1995

[61] *Thöne, E., Fahl, U.:* „Energiewirtschaftliche Gesamtsituation", Brennstoff, Wärme, Kraft, Jahresausgabe 2000, Der Energiemarkt im Focus, S. 28 ff.

[62] VDI Berichte 1540: „Wege des Abfalls", Düsseldorf 2000

[63] *Kaimer, Schade* (Hrsg.): „Bewertung von thermischen Abfallbehandlungsanlagen", Erich Schmidt Verlag, Berlin, S. 112, 1999

[64] *Wollny, V.:* „Vergleich der rohstofflichen und energetischen Verwertung von Verpackungskunststoffen"; in: Bio- und Restabfallbehandlung IV, Witzenhausen Institut, Witzenhausen 2000

[65] *Eisenbeiß, G. et. al.:* „Basis für Nachhaltigkeit: Regenerative Energien", Brennstoff, Wärme, Kraft, Bd. 51 (1999), Nr. 5/6, S. 40 ff.

[66] *Kost, T.:* „Klimawirksamkeit verschiedener Verfahren der Restabfallbehandlung", TU Dresden 1999

[67] Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) – Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien, Bundestagsdrucksache 14/2776 vom 23. 2. 2000

[68] *N. N.:* „BMU legt Eckpunktepapier für Novellierung der TASi vor", EUWID vom 8. 2. 2000

Biomassenutzung aus Land- und Forstwirtschaft

Tobias Plieninger, Oliver Bens und Reinhard F. Hüttl

Energiebereitstellung beruht vielfach auf der Extraktion natürlicher Ressourcen und führt damit zur großflächigen Transformation von Landschaften. Ganz besonders trifft dies zu auf die Bioenergie, die von der Land- und Forstwirtschaft produzierte Biomasse als Energieträger nutzt. In Deutschland ist der Anbau nachwachsender Rohstoffe stark angestiegen und nahm 2007 ca. 17% der Ackerflächen ein. Soll das politische Ziel eines 20%-Anteils der erneuerbaren Energieträger am gesamten Energiebedarf in der EU bis 2020 realisiert werden, würde der Rohstoff- und Flächenbedarf nochmals deutlich zunehmen. Der Boom der Bioenergie ist primär das Ergebnis einer Vielzahl politischer Förderinstrumente, insbesondere des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) und der Regelungen zur Förderung von Biokraftstoffen im Transportbereich. Ökobilanzierungen belegen jedoch, dass viele Formen der Bioenergienutzung (insbesondere die Herstellung von Biodiesel und Bioethanol) in energetischer Hinsicht bzw. im Hinblick auf die Vermeidung von Treibhausgasemissionen wenig effizient sind. Aufgrund der entstehenden Konkurrenzsituationen bei der Nutzung der Agrarflächen, die die Grenzen der Bioenergienutzung aufzeigen, ist eine Optimierung der Bioenergienutzung erforderlich. Aus dem erheblichen Einsatz staatlicher Förderinstrumente ergeben sich umfassende Möglichkeiten der aktiven Gestaltung der zukünftigen Bioenergienutzung (insbesondere zur Integration von Nachhaltigkeitsaspekten).

Inhaltsübersicht

		Rn
1	Einleitung	1
2	Definition, Abgrenzung und Typisierung	2–9
3	Politische Ziele und Steuerung	10–15
4	Anbauflächen und Energiebereitstellung	16–20
5	Gesamtwirtschaftliche Effekte	21–25
6	Energie- und Treibhausgasbilanzen	26–27
7	Auswirkungen auf Landnutzung und Landschaften	28–30
8	Neuartige Biomasse-Nutzungssysteme	31–37
8.1	Agroforstsysteme	32–34
8.2	Kurzumtriebplantagen	35–36
8.3	Zweikulturnutzung	37
9	Resümee	38
10	Literatur	

1 Einleitung

1 Die Energieversorgung aus *Biomasse* erlebt in jüngster Zeit einen starken Bedeutungszuwachs. Von vielen Seiten wird gehofft, dass mit ihrer Hilfe der Einstieg in ein „post-fossiles Zeitalter" der Energie- und Rohstoffversorgung gelingt und so die Probleme der Nutzung fossiler Ressourcen – auf der einen Seite deren Endlichkeit, auf der anderen Seite der mit ihnen verbundene CO_2-Ausstoß – gelöst werden können [1]. Nach anfänglich großer Euphorie gerieten in jüngerer Zeit vermehrt auch die Probleme einer verstärkten Biomassenutzung in den Vordergrund, u. a. mögliche Konflikte mit Nahrungsmittelanbau, Bodenschutz und Naturschutz. Dieser Beitrag gibt einen Überblick über die gängigen Verfahren der Bioenergienutzung in Deutschland. Er nennt derzeitige politische Ziele und die Programme, die wesentlich für das starke Wachstum des Bioenergiesektors sind. Darauf folgt eine Abwägung der gesamtwirtschaftlichen Effekte, der Energie- und Treibhausgasbilanzen sowie der Auswirkungen auf die land- und forstwirtschaftliche Praxis und auf Kulturlandschaften. Zum Schluss wird ein Ausblick auf neuartige, möglicherweise zukunftsfähige Biomasse-Anbauverfahren gegeben.

2 Definitionen, Abgrenzung und Typisierung

2 Der Begriff „Biomasse" bezieht sich auf nachwachsende Rohstoffe und Reststoffe, die energetisch genutzt werden. In der geltenden Biomasse-Verordnung sind sie definiert als „Energieträger aus Phyto- und Zoomasse. Hierzu gehören auch aus Phyto- und Zoomasse resultierende Folge- und Nebenprodukte, Rückstände und Abfälle, deren Energiegehalt aus Phyto- und Zoomasse stammt" [2]. Demzufolge gehören zu Biomasse Pflanzenbestandteile, Abfälle und Nebenprodukte pflanzlicher und tierischer Herkunft, Bioabfälle, Biogas und andere Weiterverarbeitungsprodukte. Im juristischen Sinne nicht als Biomasse gelten hingegen fossile Brennstoffe, Torf, gemischte Siedlungsabfälle, kontaminiertes Altholz, Papier, Klärschlämme, Textilien, Tierkörper, Deponiegas und Klärgas. Entsprechend schließen diese Rohstoffe eine gesetzliche Förderung aus. Die aus Biomasse gewonnene Energie wird als „*Bioenergie*" bezeichnet.

Fast deckungsgleich mit dem Begriff der „Biomasse" sind die „nach- **3**
wachsenden Rohstoffe", die „alle biogenen Stoffe pflanzlicher und tierischer Herkunft, die nicht als Nahrungs- oder Futtermittel eingesetzt werden, sondern einer stofflichen oder energetischen Nutzung zugeführt werden" [3] umfassen.

Ähnlich wie bei ihrem Gegenpart, den Lebens- und Futtermitteln, **4**
gibt es bei den nachwachsenden Rohstoffen eine nur schwer überschaubare Vielfalt von Anbauformen und Verwertungspfaden. Unterscheiden lassen sie sich jedoch nach dem Flächentyp, von dem sie entstammen. Hierbei sind Ackerflächen, Wälder, Grünland, Landschaftspflegeflächen sowie Energiewälder, die einen Übergangszustand zwischen Acker und Wald darstellen, bedeutend (Tabelle 2.1).

Tab. 2.1: Flächentypen und Optionen der Biomassebereitstellung [verändert nach 4]

Flächentyp	**Biomasse-Option**	**Beispiele**
Acker	Einjährige Energiepflanzen	Getreideganzpflanzen Raps
	Mehrjährige Energiepflanzen	*Miscanthus*
	Reststoffe	Reststroh
Energiewald	Mehrjährige Energiepflanzen	Weide (Kurzumtrieb) Pappel (Kurzumtrieb)
Wald	Stammholz	Mittel- und Niederwaldnutzung
	Reststoffe	Durchforstungsholz Restholz aus der Holzernte
Grünland	Grünschnitt	Diverse Süßgras- und Seggenarten
Landschafts-pflegeflächen	Landschaftspflegegut	Schnittgut aus Hecken und Gebüschen Einheimische Gräser

Nachwachsende Rohstoffe werden entweder gezielt angebaut oder als **5**
Reststoffe aus Anbauverfahren, die andere Hauptprodukte zum Ziel haben, genutzt. Die sog. Anbaubiomasse besteht aus halmgutartigen Pflanzen (z.B. Getreideganzpflanzen), holzartigen Pflanzen (z.B. Weiden oder Pappeln in *Kurzumtriebplantagen*) sowie Öl- und Stär-

kepflanzen (z.B. Raps). Reststoffe sind z.B. Durchforstungsholz aus der Forstwirtschaft oder Stroh aus der Landwirtschaft [5].

6 Die aus nachwachsenden Rohstoffen hergestellten Brennstoffe unterscheiden sich zum Zeitpunkt ihrer energetischen Nutzung in ihrem Aggregatszustand: So gibt es feste (z.B. *Energiepflanzen*, Reststoffe), flüssige (z.B. Bioethanol, Rapsmethylester, Pflanzenöle) und gasförmige Bioenergieträger (z.B. Biogas, Holzgas).

7 In Abhängigkeit von der verwendeten Biomasse und dem Endenergieträger (z.B. Treibstoff, Wärme, Strom) gibt es eine Vielzahl von Technologien und Verfahren der Energiewandlung. Neben der direkten Verbrennung von Bioenergieträgern kann die Biomasse in einem Zwischenschritt zu flüssigen oder gasförmigen Sekundärenergieträgern veredelt werden, die verbesserte Eigenschaften aufweisen, etwa eine höhere Energiedichte, günstigere Speicher- und Transporteigenschaften oder eine umweltverträglichere energetische Nutzung. Dabei werden thermochemische, physikalisch-chemische und biochemische Veredlungsverfahren angewendet. Bei der Vergasung, einem thermochemischen Verfahren, wird feste Biomasse bei hohen Temperaturen in gasförmige Energieträger umgewandelt. Dieses Verfahren wird vielfach bei der Stromerzeugung praktiziert, da es den Wirkungsgrad verbessert und die Schadstoffemissionen verringert. Ein verbreitetes physikalisch-chemisches Verfahren ist die Umesterung von Pflanzenölen zur Anpassung an die Anforderungen herkömmlicher Dieselmotoren. Biochemische Umwandlung findet in Biogasanlagen statt, in denen organische Stoffe unter Sauerstoffabschluss zu einem Mischgas vergoren werden. Dieses besteht überwiegend aus Methan und wird in Gasbrennern oder Motoren verbrannt [6].

8 Trotz der Vielfalt der Biomassearten und Konversionsverfahren beschränkt sich die Bioenergienutzung derzeit jedoch überwiegend auf vier Nutzungswege [7]:

1. Die Vergärung von Biomasse zu Biogas, aus dem Strom und Wärme gewonnen wird.
2. Die Verbrennung oder Vergasung von Biomasse-Festbrennstoffen und deren Nutzung in Form von Strom oder Wärme in kleinen und großen Anlagen.

3. Die Vergärung von zucker- oder stärkehaltigen Substanzen zu Bioethanol, das überwiegend als Beimischung zu Benzin in Ottomotoren Verwendung findet.
4. Die Veresterung von Pflanzenölen, v.a. Rapsöl, zu Biodiesel, der in Reinform oder als Beimischung zum Antrieb von Dieselmotoren dient.

Weitere, weniger verbreitete Verfahren sind die Nutzung von Pflanzenöl, Biodiesel, Bioethanol sowie Ernterückständen (z.B. Stroh) zur Gewinnung elektrischer und thermischer Energie sowie der Einsatz von reinem Pflanzenöl und Biogas im Kraftstoffsektor. Derzeit noch nicht marktreif ist die Erzeugung synthetischer Biokraftstoffe aus einer Vielzahl biogener Rohstoffe. Daneben bestehen diverse stoffliche Verwendungsmöglichkeiten für nachwachsende Rohstoffe. Insbesondere werden Fasern, Öle und Fette, Stärke, Zucker und Farbstoffe genutzt und z.B. zu Schmiermitteln, Dämmstoffen, Waschmitteln, Arzneimitteln oder Lacken verarbeitet [3]. **9**

3 Politische Ziele und Steuerung

Die Nutzung von Biomasse nimmt seit Jahren stetig zu, wobei das Wachstum seit dem Jahr 2003 besonders stark war. Dieses ist primär in einer Reihe politischer Förderprogramme begründet. Besonders bemerkenswert daran ist, dass hier Instrumente der Energie- und der Agrarförderpolitik zusammentreffen, die bislang wenig aufeinander abgestimmt sind. Gegenwärtig ist die Förderung erneuerbarer Energien ein erklärtes Ziel fast aller europäischer Regierungen wie auch der Europäischen Union selbst, die bis 2020 einen Anteil erneuerbarer Energieträger von 20% am gesamten Energiebedarf erreichen will (Abbildung 3.1). Zur Begründung des politisch gewollten Ausbaus der Bioenergienutzung finden sich vorrangig folgende vier Argumentationslinien [8, 9]: **10**

1. Bioenergieträger sind eine erneuerbare Energiequelle und können als solche in gewissem Maße endliche fossile Energieträger ersetzen (v.a. Erdölsubstitution).
2. Bei der Bereitstellung von Bioenergieträgern fallen im Vergleich zu fossilen Energieträgern erheblich geringere Emissionen von klimarelevanten Treibhausgasen an (Klimaschutz).

3. Bioenergieträger können im eigenen Land produziert oder aus einer Vielzahl von Ländern und Weltregionen bezogen werden und verringern so die einseitige Abhängigkeit von fossilen Rohstoffen aus dem Nahen Osten und aus Russland (Versorgungssicherheit).
4. Die Nutzung von Bioenergie ist eine Zukunftsbranche, die sich weltweit im Wachstum befindet. Die Entwicklung entsprechender Technologien sichert der deutschen Wirtschaft sog. „first-mover advantages" und kann ihr Exportoptionen eröffnen (Technologieentwicklung).

11 Daneben werden häufig die Impulse hervorgehoben, die die Nutzung von Biomasse zur Entwicklung ländlicher Räume geben kann [10]: Die Wertschöpfung in ländlichen Räumen wird erhöht, indem Investitionen getätigt und Arbeitsplätze geschaffen oder zumindest stabilisiert werden. Falls die Biomasse für eine dezentrale Energieversorgung genutzt wird, werden die damit verbundenen regionalen Wirtschaftskreisläufe gefördert. Eine umfassende Bilanz aller Vor- und Nachteile für ländliche Räume liegt jedoch bislang nicht vor.

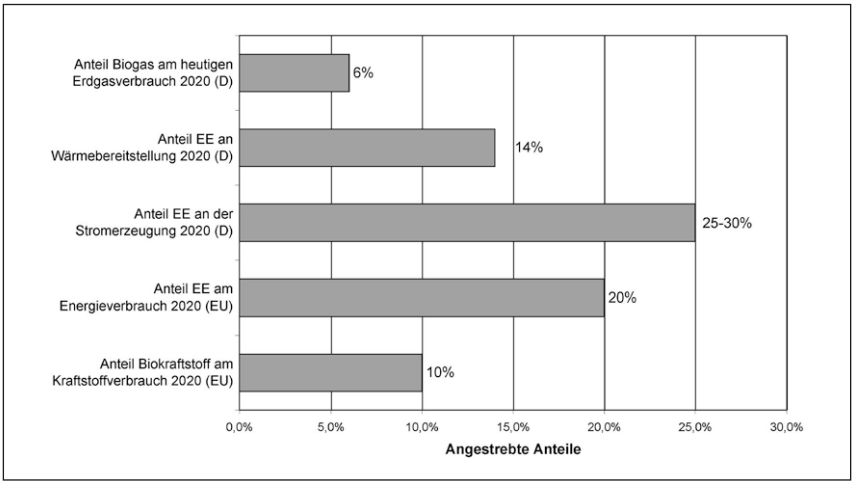


Abb. 3.1: Politische Ziele zum Einsatz erneuerbarer Energien [11] (EE – Erneuerbare Energien)

12 Als das „Flaggschiff" unter den Förderinstrumenten in Deutschland gilt das Erneuerbare-Energien-Gesetz[1] (EEG), mit dem der Anteil

1 s. HbE 11317

erneuerbarer Energien an der Stromversorgung bis 2020 auf 25 bis 30% erhöht werden soll. Das EEG verpflichtet die Netzbetreiber, Strom aus erneuerbaren Energien anzunehmen bzw. in das Netz einzuspeisen und dafür Mindestvergütungen zu zahlen. In der Novelle des EEG vom 21.07.2004 wurde ein Bonus eingeführt für Anlagen, die ausschließlich naturbelassene Biomasse aus Land- und Forstwirtschaft, Gartenbau und Landschaftspflege verwerten (sog. „NawaRo-Bonus"). Diese Gesetzesänderung führte zu einem starken Zuwachs an Biogasanlagen auf landwirtschaftlichen Betrieben [12]. Nachdem die Vergütung für Strom aus Biogas in einer weiteren EEG-Novelle zum 01.01.2009 erhöht wurde, ist trotz stark gestiegener Biomasse-Preise mit einem weiteren Wachstum zu rechnen.

13 Der Einsatz von Biomasse als Kraftstoff hat sich ebenfalls als sehr dynamisch erwiesen. Nationale und europäische Vorgaben verpflichten die Bundesregierung, Biokraftstoffe verstärkt zu fördern. Ein sehr wirkungsvolles Instrument war die Mineralölsteuerbegünstigung für Biokraftstoffe, die Ende 2009 ausläuft und stufenweise durch ein Beimischgebot für Biokraftstoffe von 6,75% bis zum Jahr 2010 ersetzt wird. Waren Biokraftstoffe durch die Befreiung von der Mineralölsteuer in Verbindung mit den hohen Mineralölpreisen gegenüber fossilem Diesel konkurrenzfähig, so erlebte die Branche seit 2008 mit der begonnenen Aufhebung der Steuerbefreiung eine tiefe Krise, die bis hin zur Stilllegung von Anlagen führte. Nach Einschätzung der Biodieselbranche können nur wenige Unternehmen diesen Niedergang überdauern.

14 Bislang noch wenig durch ökonomische Instrumente gefördert ist die Bereitstellung von Wärme – obwohl Biomassenutzung gerade in diesem Bereich sowohl die längste Tradition als auch die größten Potenziale aufweist. Am 05.12.2007 beschloss das Bundeskabinett jedoch die Einführung eines Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes, das den Anteil erneuerbarer Energien im Wärmebereich bis 2020 auf 14% steigern soll. Insbesondere soll bei Neubauten der Einsatz entsprechender Anlagen vorgeschrieben werden.

15 Die Förderung des Anbaus von Energiepflanzen durch die Gemeinsame Agrarpolitik der EU ist ein weiteres Instrument. Sie ist weniger motiviert durch das Ziel einer Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien als vielmehr dadurch, den Landwirten neue Einkommens-

quellen zu erschließen. Sie erstreckt sich auf eine Energiepflanzenprämie in Höhe von 45 € pro ha auf nicht stillgelegten Flächen nach EU-Verordnung 2237/2003 sowie auf eine Prämie von 366,03 € pro ha für den Anbau nachwachsender Rohstoffe auf stillgelegten Flächen nach Verordnung 2461/99. Vor allem letztere Verordnung, die die landwirtschaftliche Nutzung von Flächen erlaubt, die nicht für den Anbau von Nahrungsmitteln genutzt werden dürfen, hat sich als außerordentlich erfolgreich erwiesen. Ferner unterstützt die Agrarförderung über das Agrarinvestitionsprogramm betriebliche Maßnahmen im Bereich der Biomasse-Nutzung, etwa die Investition in Biogasanlagen oder in Rapsölpressen.

4 Anbauflächen und Energiebereitstellung

16 Im Jahr 2007 wurden in Deutschland auf ca. 2.044.600 ha *nachwachsende Rohstoffe* angebaut [13]. Insgesamt nehmen nachwachsende Rohstoffe damit 17,2% der Ackerflächen in Deutschland ein. Seit 1998 ist der Anbau nachwachsender Rohstoffe um fast 400% angestiegen, was vor allem auf eine Zunahme der Bedeutung ihrer energetischen Nutzung zurückzuführen ist. Der mit ca. 87% überwiegende Teil der Anbaufläche wird durch die energetische Biomassenutzung belegt, während diejenige zur stofflichen Nutzung mit ca. 13% vergleichsweise gering ist. Es dominiert der Anbau von Raps zur Produktion von Biodiesel und Pflanzenöl (1.120.000 ha), von Mais und anderen Kulturen zur Erzeugung von Biogas (400.000 ha) und von zucker- und stärkehaltigen Pflanzen zur Bioethanol-Herstellung (250.000 ha). Zusätzlich wird ein Teil der Grünlandfläche Deutschlands zum Anbau nachwachsender Rohstoffe genutzt. Auch werden in erheblichem Maß land- und forstwirtschaftliche Reststoffe als Biomasse verwendet, wobei diese flächenmäßig kaum darstellbar sind. Die energetische Nutzung von Waldholz wurde im Jahr 2005 auf ca. 16,4 Mio. Festmeter geschätzt [14].

17 Im Jahr 2007 wurden in Deutschland circa 690 PJ Primärenergie-Äquivalente aus biogenen Brennstoffen erzeugt. Abbildung 4.1 zeigt, dass Bioenergie derzeit der bedeutendste regenerative Energieträger ist: Ca. 69% der aus erneuerbaren Energieträgern bereitgestellten Endenergie stammen aus diesem Bereich. Wärme aus erneuerbaren Energien wird zu 93% aus Biomasse erzeugt, Treibstoffe zu 100%,

Strom dagegen nur zu 22% [15]. Biomasse wurde 2007 weit überwiegend zur Wärmeerzeugung genutzt (303 PJ), während Stromerzeugung (177 PJ) und Kraftstoffherstellung (210 PJ) in den Hintergrund traten. Der Anteil der Bioenergie am gesamten Endenergieverbrauch Deutschlands lag 2007 bei ca. 7,3% [15].

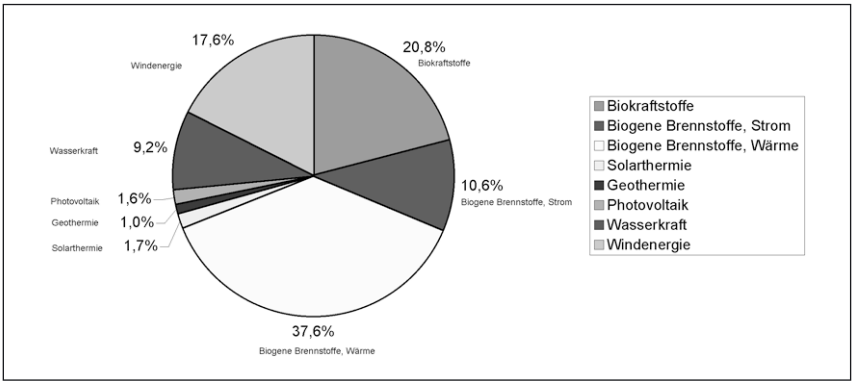


Abb. 4.1: Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energieträgern, Deutschland 2007 [15]

Die gesamte Stromerzeugung aus Biomasse betrug 2006 insgesamt 19,7 Mrd. kWh [14]. Sie erfolgte in Biogasanlagen, Pflanzenöl-Blockheizkraftwerken und Biomasseheizkraftwerken. Die Zahl der Biogasanlagen hat sich – ausgehend von etwa 850 in Betrieb befindlichen Anlagen im Jahr 1999 – in den letzten Jahren mehr als verdoppelt. 2006 wurden in Deutschland 3.300 Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von rund 950 MW_{el} betrieben. Die Anlagen stehen überwiegend auf landwirtschaftlichen Betrieben und werden mit tierischen Exkrementen, biogenen Reststoffen und Energiepflanzen betrieben. Im selben Jahr waren in 1.800 Pflanzenöl-Blockheizkraftwerken ca. 237 MW_{el} und in 162 Biomasseheizkraftwerken ca. 1.094 MW_{el} installiert. **18**

Wärmebereitstellung erfolgt teils in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, aber auch in eigenen Anlagen. Die Zahl der Kleinfeuerungsanlagen für feste Biomasse (Kaminöfen, Kachelöfen, andere Einzelfeuerstätten) wurde 2002 auf ca. 8,9 Mio. geschätzt, diejenige der Pelletsheizungen und -öfen 2006 auf 70.000. Im gewerblichen Bereich waren 2002 ca. 77.500 Kessel in Betrieb [14]. **19**

20 Die Biodieselproduktionskapazität in Deutschland wurde in den letzten Jahren von 250.000 t im Jahr 2000 auf rund 2,72 Mio. t im Jahr 2006 gesteigert. 2006 produzierten 34 Anlagen in Deutschland Biodiesel; zusätzlich waren 16 Anlagen im Bau oder in Planung. Großtechnische Anlagen zur Gewinnung von Bioethanol sind bisher nur in geringem Maße realisiert, die Umsetzung dieser Technologie steigt jedoch verstärkt. 2006 waren fünf Anlagen mit einer Kapazität von circa 612.000 t pro Jahr in Betrieb und vier weitere Anlagen im Bau bzw. in Planung, vor allem in Nord- und Ostdeutschland [14]. Der Verbrauch von Biodiesel lag 2006 bei 2,50 Mio. t, der von Bioethanol bei 0,48 Mio. t und derjenige von Pflanzenöl als Reinkraftstoff in umgerüsteten Motoren bei 1,08 Mio. t [13].

5 Gesamtwirtschaftliche Effekte

21 Im Jahr 2007 arbeiteten im Bereich Biomasse rund 96.100 Beschäftigte (einschließlich der durch die Nachfrage nach Brenn- und Kraftstoffen induzierten Beschäftigungseffekte); im Bereich der erneuerbaren Energien waren es insgesamt rund 250.000 Beschäftigte [15]. Rund 53% der Beschäftigungseffekte im Bioenergiesegment fallen auf den Bereich der Bereitstellung von Biomassebrenn- und -treibstoffen. Der Bioenergiebereich wies 2006 mit 38.600 neuen Stellen gegenüber 2004 den größten Zuwachs unter allen Bereichen der erneuerbaren Energieträgern auf. Eine Zuordnung dieser Effekte speziell auf ländliche Räume liegt nicht vor. Beim Vergleich der Nutzung erneuerbarer Energien nach vier Regionen Deutschlands zeigt sich jedoch, dass gerade im – ländlich geprägten – Ostdeutschland ein deutlicher Teil der Vorleistungen aus anderen Regionen bezogen wird. In der Folge verbleibt ein erheblicher Anteil der Wertschöpfung aus dem Bereich der Anlagenerstellung nicht in der Region. Zurückzuführen ist dies auf das Fehlen entsprechender Industriecluster in den betroffenen ländlichen Regionen [16].

22 Bei der Errichtung von Anlagen im Bereich der Bioenergie wurde 2007 ein Umsatz von insgesamt 2,39 Mrd. € (1,04 Mrd. € im Bereich der Stromerzeugung, 1,35 Mrd. € bei der Wärmebereitstellung) realisiert. Beim Betrieb von Anlagen betrug der Umsatz im selben Jahr 7,86 Mrd. € (Biokraftstoffe: 3,82 Mrd. €; Strom aus Biomasse: 2,47 Mrd. €; biogene Festbrennstoffe zur Wärmebereitstellung: 1,57 Mrd. €) [15].

Tab. 5.1: Szenarien der Bruttobeschäftigung im Bioenergiesektor bis zum Jahr 2030 [16]

Nachfragekomponente	**2010**	**2020**	**2030**
Kraftstoffherstellung	29.432	39.335	66.098
Brennstoffbereitstellung	15.191	24.089	30.203
Anlagenherstellung und -betrieb („verhalten“)	48.116	47.717	43.870
Anlagenherstellung („verhalten optimistisch“)	51.488	54.239	54.709
Bioenergie gesamt („verhaltenes“ Exportszenario)	92.739	111.141	140.171
Bioenergie gesamt („verhalten optimistisches“ Exportszenario)	96.111	117.663	151.010

23 Die weitere Entwicklung der durch die Bioenergienutzung entstehenden Bruttobeschäftigung hängt von einer Vielzahl von Faktoren ab. Die Studie des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) unterscheidet „verhaltene“ und „verhalten optimistische“ Annahmen zur Entwicklung der Anteile deutscher Unternehmen am Weltmarkt. Bei der Biomassenutzung ist insbesondere entscheidend, ob die Brennstoffe im Inland bereitgestellt oder aus dem Ausland importiert werden. In der genannten Studie wird angenommen, dass Biobrennstoffe ausschließlich im Inland produziert, Biokraftstoffe dagegen bis 2020 zu 45% und bis 2030 zu 20% importiert werden. Demnach kann sich die Anzahl der Arbeitsplätze im Bioenergiesektor bei einem weiteren raschen Ausbau der erneuerbaren Energienutzung bis zum Jahr 2030 fast verdreifachen (vgl. Tabelle 5.1). Im Bereich der erneuerbaren Energien insgesamt könnten bis 2030 ungefähr 330.000 bis 415.000 Arbeitsplätze entstehen. Nimmt man jedoch eine deutliche Abnahme des Marktwachstums der erneuerbaren Energien und eine abnehmende Förderung an, wären bis 2030 nur circa 180.000 bis 197.000 Arbeitsplätze zu erwarten [16].

24 Die genannten Beschäftigungszahlen sind Bruttobeschäftigungseffekte, die zumindest für das Jahr 2007 wenig strittig sind. Sehr schwer zu erheben sind dagegen die Nettobeschäftigungseffekte. Diese beziehen auch den sog. Budgeteffekt mit ein, also die Mehrkosten, die der Volkswirtschaft durch Energiebereitstellung aus erneuerbaren

Energien gegenüber derjenigen aus anderen Energiequellen entstehen. Außerdem berücksichtigt die Berechnung der Nettobeschäftigung Effekte der Importsubstitution, also die Stärkung der inländischen Nachfrage und Produktion durch Ersatz überwiegend importierter fossiler Energieträger. Die Nettobeschäftigungseffekte gelten als spürbar kleiner als die Bruttoeffekte. Sinnvoll erheben lassen sie sich nur im Vergleich zweier in sich konsistenter Szenarien über einen ausreichend langen Zeitraum. Beim Vergleich einer Entwicklung mit einem dynamischen, zielorientierten Ausbau einerseits mit einem längerfristig nur noch geringem Ausbau erneuerbarer Energien andererseits ergibt sich für das erstere gegenüber dem Referenzszenario eine deutlich positive Nettobeschäftigung von 73.600 Erwerbstätigen im Jahr 2020 und 84.410 Erwerbstätigen im Jahr 2030. Diese positive gesamtwirtschaftliche Wirkung ist auf der Nachfrageseite auf Ausrüstungsinvestitionen und Exporte zurückzuführen. Mit zunehmendem Wachstum des Weltmarkts für die betreffenden Technologien werden Exporteffekte wichtiger. Der Budgeteffekt hängt in seiner – positiven oder negativen – Wirkung stark von der angenommenen Energiepreisentwicklung ab. Negative Nettobeschäftigungseffekte sind nur in dem relativ unwahrscheinlichen Fall zu erwarten, dass Technologieexporte zum Erliegen kommen und die Energiepreise auf das Niveau der Jahre 2000 bis 2002 sinken [16].

25 Kritiker wenden jedoch ein, dass die Auswirkungen auf Arbeitsplätze in der Landwirtschaft ein Nullsummenspiel seien, sofern der Anbau von Biomasse einfach den Lebensmittelanbau verdränge und beispielsweise Mais anstelle für die Rindermast für die Biogasgewinnung genutzt würde [17]. Vielversprechend erscheinen hingegen diejenigen Nutzungsstrategien, bei denen bislang nicht verwertete Biomasse genutzt wird und bei denen keine Konkurrenz zur Lebensmittelerzeugung auftritt, also zum Beispiel die Nutzung von Stroh und Landschaftspflegeresten. Auch scheint die stoffliche (und gegebenenfalls nachfolgende energetische) Nutzung von Biomasse aus diesen Segmenten besonders hohe Arbeitsplatzeffekte zu bewirken.

6 Energie- und Treibhausgasbilanzen

26 Das Ausmaß, in dem *Bioenergieträger* fossile Ressourcen ersetzen und Treibhausgasemissionen reduzieren können, hängt stark von der

Wahl des Anbau- und Nutzungspfads ab. Die Erstellung von Ökobilanzierungen für Bioenergieträger ist jedoch komplex und wird kontrovers diskutiert. Verwendete Systemgrenzen im Hinblick auf berücksichtigte Umweltparameter und Stufen des Produktionsprozesses sind selten standardisiert, und die Bilanzierungen können mit der starken Entwicklung des Sektors kaum Schritt halten. Die meisten durchgeführten Ökobilanzen ergeben jedoch, dass die gegenwärtigen Formen der Bioethanol- und Biodieselproduktion nur einen relativ geringen Nettoenergieertrag aufweisen [18]. Alternative Anbauver-

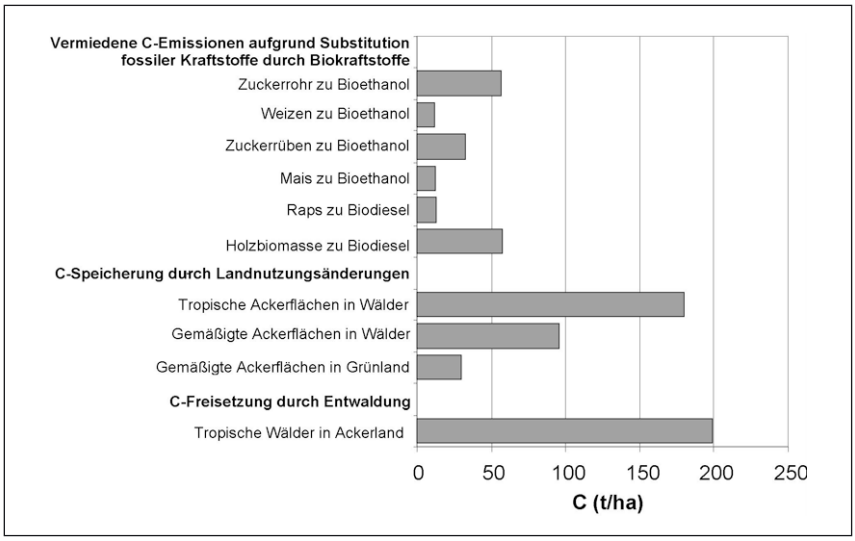


Abb. 6.1: Vermiedene C-Emissionen bzw. C-Speicherung in t C pro ha Land über einen Zeitraum von 30 Jahren [22]

fahren hingegen können eine wesentlich bessere Ökobilanz aufweisen. So stellten Tilman et al. [19] fest, dass eine Mischung heimischer Grasarten erheblich höhere Nettoenergieerträge, höhere Treibhausgasreduktionen und niedrigere Belastung mit Agrochemikalien pro ha bedingen als der Anbau von Mais zur Bioethanol- oder von Soja zur Biodieselherstellung. Konkret betrug das Verhältnis von Energie-Output zum für Biomasseanbau und -konversion aufgewendeten Energie-Input 5,44 im Fall von Bioethanol aus Graslandmischungen gegenüber 1,25 im Fall von Bioethanol aus Mais. Dies bestätigte ältere Studien, die feststellten, dass einheimische Grasarten ca. 15fach energieeffizienter seien und 30fach effizienter Treibhausgasemissio-

nen reduzierten als Mais [20]. Im Hinblick auf die Konversionsverfahren bzw. Endprodukte zeigt sich, dass die Nutzung von Festbrennstoffen wie Kurzumtriebplantagenholz zur Wärme- bzw. Kraft-Wärme-Nutzung und die Kraft-Wärme-Nutzung von Biogas und Pflanzenöl höhere Energieerträge pro Fläche bereitstellt als die Herstellung von Kraftstoffen oder die alleinige Stromnutzung aus Biomasse. Daraus ergibt sich die vom Sachverständigenrat für Umweltschutz formulierte Kritik an der derzeitigen politischen Priorisierung des Einsatzes von Biomasse im Transportsektor, durch den die Potenziale der Bioenergie nicht optimal genutzt werden [21].

27 Ein neben der Energiebilanz entscheidender Parameter ist der Vergleich der Potenziale verschiedener Biomasse-Produktionsverfahren zur Reduktion von Treibhausgas-Emissionen. Die durch Nutzung erneuerbarer Energien vermiedenen Treibhausgas-Emissionen werden vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit in einer halbjährlich veröffentlichten Statistik erfasst. Demzufolge wurden im Jahr 2007 durch die Nutzung aller erneuerbaren Energieträger rund 115 Mio. t CO_2-Äquivalente (entspricht 14,9% der deutschen Treibhausgasemissionen) vermieden, davon ca. 47% durch die Nutzung von Bioenergie [15]. Die Erhebung der durch Biomassenutzung vermiedenen Emissionen ist jedoch schwierig und umstritten. Andere Bilanzierungen haben ergeben, dass die Treibhausgasreduktion durch Biokraftstoffproduktion pro Flächeneinheit in gemäßigten Breiten relativ niedrig ist (Biodiesel aus Raps: ca. 0,34–0,51 t C ha^{-1} a^{-1}, Bioethanol aus Mais: ca. 0,4 t C ha^{-1} a^{-1}) [22]. Wesentlich besser fällt die Bilanz aus bei der Herstellung von Diesel aus Holzbiomasse (ca. 1,6–2,2 t C ha^{-1} a^{-1}) bzw. von Bioethanol aus Zuckerrohr (ca. 1,78–1,98 t C ha^{-1} a^{-1}) [22]. Würde man jedoch eine bestimmte Fläche Land anstelle zur Biomasseproduktion gezielt für die Sequestrierung von Kohlenstoff in Vegetation und Boden nutzen, sind die über einen Zeitraum von 30 Jahren berechneten Einsparpotenziale vielfach höher, insbesondere bei der Umwandlung von Ackerland in Wälder bzw. wenn die Zerstörung tropischer Wälder aufgehalten wird (Abbildung 6.1). Daher sollte die Klimapolitik nicht ausschließlich auf die Förderung der Bioenergie setzen, sondern auch die erheblichen Potenziale zur Kohlenstoff-Sequestrierung im Landnutzungsbereich nutzen.

7 Auswirkungen auf Landnutzung und Landschaften

28 Ein zentraler Konflikt infolge der Ausbreitung des Biomasseanbaus in Land- und Forstwirtschaft liegt in den entstehenden Konkurrenzsituationen [17]. Konkurrenzen können mit anderen Landnutzungen entstehen – insbesondere wenn gleichzeitig mit dem Ausbau der Biomassenutzung der Flächenbedarf der Nahrungsmittelproduktion zunimmt, etwa durch Ausweitung des Ökolandbaus. Biomasseheizwerke und -heizkraftwerke stehen in Konkurrenz um heimisches Schwachholz z.B. mit der holzverarbeitenden Industrie. Es deuten sich aber auch Konkurrenzen zwischen verschiedenen Biomasse-Abnehmern an. So bereiteten die enormen Preissteigerungen bei Rohstoffen der Bioenergiebrache derartige Schwierigkeiten, dass der NawaRo-Bonus in der am 06.06.2008 vom Bundestag beschlossenen Novelle des EEG erhöht werden musste, um die Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen zu sichern und Anreize für den Bau neuer Biogasanlagen zu setzen.

29 Die Art der Flächenkonkurrenzen unterscheidet sich im Hinblick auf die „erste Generation" und die „zweite Generation" von Biokraftstoffen. Die „erste Generation" von Biokraftstoffen (z.B. Biodiesel auf Rapsölbasis) wird überwiegend in Form von Anbaubiomasse produziert. Meist findet der Anbau auf landwirtschaftlichen Gunststandorten statt, auf denen er eine Konkurrenzsituation mit dem Anbau von Lebens- und Futtermitteln auslöst. Der weltweite Anstieg der Preise für Agrarrohstoffe wird unter anderem darauf zurückgeführt. Diese Formen des Energiepflanzenanbaus orientieren sich weitgehend an den Anbauverfahren der intensiven Nahrungs- und Futtermittelproduktion, etwa dem Anbau von Raps in Reinkultur, der sehr düngemittelintensiv ist. Daraus ergeben sich Ineffizienzen und vielfältige ökologische Probleme, auch wenn diese schwer prognostizierbar sind [vgl. 23, 24]. Zu diesen negativen Auswirkungen gehören Bodenverdichtung, Bodenerosion, Eutrophierung von Böden, Auswaschung von Nährstoffen sowie der Verlust von vielfältigen Lebensräumen und von Artenvielfalt. Nachteilig sind insbesondere verengte Fruchtfolgen und eine durch starke Ausweitung des Mais- und Rapsanbaus verringerte Kulturartenvielfalt [25]. Für den Naturschutz besonders relevant sind die Stilllegungsflächen, die in Europa ca. 10% der Ackerflä-

chen einnehmen. Auf diesen darf aufgrund von EU-Regelungen kein konventioneller Anbau erfolgen; allerdings dürfen sie zum Anbau von nachwachsenden Rohstoffen genutzt werden. Dies kann den Naturschutzwert gefährden, den diese Brachflächen insbesondere als Habitate für Vogelarten der offenen Agrarlandschaft haben [26]. Infolge der in den vorangegangenen Jahren stark angestiegenen Nachfrage nach Biomasse und weiteren Agrarrohstoffen, wurde die obligatorische Flächenstilllegung in der EU 2009 schließlich ganz aufgehoben. Gegenwärtig gibt es wenige ökonomische Anreize dafür, Energiepflanzen auf Grenzertragsflächen von hohem Naturschutzwert anzubauen. Dennoch finden sich Hinweise darauf, dass extensives Grünland vereinzelt in Energiepflanzenäcker umgewandelt wird.

30 Je deutlicher die Grenzen des für Energiepflanzenanbau verfügbaren Ackerlandes zutage treten, desto mehr gewinnen Strategien zur Entwicklung einer „zweiten Generation" von Biokraftstoffen an Bedeutung, z.B. die Herstellung von synthetischen „Biomass to Liquid"-Kraftstoffen oder von Ethanol aus Lignozellulose. Diese sollen anstelle spezifischer Energiepflanzen alle Arten von Biomasse und insbesondere auch Biomasseabfälle verwerten können. Das Konfliktpotenzial bei der Nutzung von land- und forstwirtschaftlichen Reststoffen ist insgesamt deutlich geringer als beim gezielten Anbau von Energiepflanzen. Sie kann für Naturschutz und Landschaftspflege positive, aber auch negative Aspekte bergen: Auf der einen Seite vermag sie extensive Landnutzungsformen zu fördern und dadurch möglicherweise zum Erhalt wertvoller Kulturlandschaften beizutragen. Mögliche Beispiele sind Niedermoore [27], Heckenlandschaften [28] oder Extensivgründland [29]. Allerdings ist das Aufkommen an aus der Biotop- und Landschaftspflege resultierenden Pflanzenmaterialien derzeit zu gering und räumlich zu weit verstreut, um diese wirtschaftlich als Energierohstoff verwerten zu können [30]. Auch ist zu beachten, dass eine übermäßige Reststoffnutzung zur Schädigung von Ökosystemen führen kann, etwa durch die Ganzbaumnutzung bzw. Entnahme von Totholz in Wäldern oder durch vollständige Strohnutzung auf Ackerflächen.

8 Neuartige Biomasse-Nutzungssysteme

Aus den geschilderten Konflikten ergibt sich die Notwendigkeit der Entwicklung neuer, spezifisch für den Anbau von Energiepflanzen geschaffener Anbausysteme. Eine daran geknüpfte Anforderung ist, dass jene gleichzeitig eine möglichst hohe Flächenproduktivität aufweisen, geringe Stoff- und Energieinputs erfordern und eine räumlich differenzierte Nutzungsweise und eine hohe Artenvielfalt erlauben sollen. Möglich scheint dies durch abwechslungsreichere Fruchtfolgen, verringerten Einsatz von Pflanzenschutzmitteln und Mineraldünger, die Verwendung eines breiteren Spektrums von Arten und Sorten, die Anlage von Mischkulturen und die Integration von die Landschaftsstruktur bereichernden Elementen. Im Folgenden werden drei neuartige Anbauformen vorgestellt, die möglicherweise besser als die konventionellen Anbauverfahren geeignet sind, Biomasseproduktion mit der Förderung vielfältiger Ökosystemleistungen zu verbinden. **31**

8.1 Agroforstsysteme

Eine weltweit als besonders nachhaltig anerkannte und verbreitete Landnutzungsform ist die Agroforstwirtschaft, bei der Gehölzpflanzen und Ackerkulturen in sog. „Baum-Feld-Systemen" kombiniert werden. So können z.B. Energiegehölze gemeinsam mit einjährigen Ackerkulturen angebaut werden, die entweder als Nahrungs- bzw. Futtermittel oder als nachwachsende Rohstoffe Verwendung finden [31]. Ein typisches Agroforstsystem ist das sog. „Alley Cropping", das aus mehreren Streifen von Feldgehölzen und breiten, ackerbaulich genutzten „Alleen" zusammengesetzt ist. Die Gehölze bestehen aus ein oder zwei Baumreihen mit einer Breite von ca. 2 bis 6 m. Die Ackerschläge sind mit 10 bis 14 m relativ breit, um die Feldbearbeitung möglichst effektiv zu ermöglichen. Breite, Länge und Anzahl der Gehölzstreifen sowie die Umtriebszeit und die Art der Ernte können flexibel an den jeweiligen Landschaftsraum und an die betriebstechnischen Erfordernisse angepasst werden [32]. **32**

In einem Forschungs- und Entwicklungsvorhaben der Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus wurden erstmals auf rekultivierten Bergbaufolgestandorten im Niederlausitzer und Helmstedter Braunkohle-Revier „Alley Cropping"-Systeme entwickelt [31], bei **33**

denen schnellwachsende Baumarten wie Balsampappel, Korbweide und Robinie mit einer mehrjährigen Umtriebszeit und verschiedene einjährige Kulturen nebeneinander angebaut werden (Abbildung 8.1). In einem anderen Modellvorhaben legte die Sächsische Landesanstalt für Landwirtschaft im Gebiet der Elbeniederung bei Torgau ca. 8 m breite und 200 m lange Feldstreifen (sog. „shelterbelts“) in einer großen Ackerfläche an. Die Feldstreifen bestehen aus Balsampappeln und Korbweiden in Rein- und Mischbeständen; der Schlag ist mit Wintergerste bestellt [32].

Abb. 8.1: Alley Cropping-Versuchsfläche im südbrandenburgischen Tagebau Jänschwalde (Foto: Vattenfall Europe)

34 Für die Anlage von Agroforstsystemen spricht eine Reihe von ökologischen Gründen. Sie können das Landschaftsbild bereichern und die Wind- und Wassererosion verringern. Sie verbessern das Mikroklima, wirken sich insgesamt positiv auf den Ertrag der angrenzenden Feldkulturen aus und erlauben eine wirtschaftliche Nutzung von Parzellenrändern [32]. Insbesondere strukturieren und diversifizieren sie die Landschaft durch ein engmaschiges Netz von Übergängen zwischen Gehölz- und Feldstreifen [31]. Gleichzeitig ermöglichen sie eine hohe Vielfalt an Kulturen, Anbauweisen und Produkten [31] und sind daher insbesondere in großen, monostrukturierten Ackerbaugebieten wünschenswert [32]. Auch bieten sie sich für die Nutzung von Grenzertragsstandorten, Brachflächen und Neulandstandorten wie z.B. Kippen und Halden in den Bergbaufolgelandschaften an [31].

8.2 Kurzumtriebplantagen

35 Kurzumtriebplantagen oder „*Energiewälder*" sind Pflanzungen von Stecklingen schnellwachsender Gehölzarten, deren Ziel eine hohe Produktion von Holzbiomasse in kurzer Zeit ist. Das höchste Potenzial weisen Pappel- und Weidenklone auf; seltener werden auch Erlen, Robinien und Lärchen verwendet. Anforderungen an potenzielle Baumarten sind rasches Jugendwachstum, Anwuchssicherheit und Stockausschlagvermögen. An Erträgen sind 5–10 t Trockenmasse pro ha und Jahr bei *Weiden* und 10–15 t bei *Pappeln* zu erwarten [33]. Abgesehen von energetischen Eigenschaften ist die Qualität des Holzes dabei nicht relevant. Die Kulturen werden in Abständen von ca. 2 bis 10 Jahren, meist von 3–6 Jahren, umgetrieben. Das Holz wird in der Regel in Hackschnitzelanlagen verfeuert. Die Anlage von Kurzumtriebplantagen auf Offenlandstandorten ist schwer reversibel, da die Flächen aufgrund der langen Verweildauer von Wurzelstöcken im Boden nur längerfristig wieder zum Anbau anderer Kulturen, etwa von Nahrungsmitteln, verwendet werden können.

36 Europaweit gibt es bislang nur in Schweden nennenswerte Größenordnungen von Kurzumtriebplantagen (ca. 14.500 ha). In Deutschland und den meisten anderen europäischen Ländern wurden Energiewälder bisher fast ausschließlich zu Forschungs- und Entwicklungszwecken angelegt. Ein bedeutendes Hemmnis sind die hohen Anfangsinvestitionen [3]. Zudem wurde die Ausweitung des Anbaus von Energiewäldern in Deutschland bisher dadurch erschwert, dass zu ihrer Beerntung spezielle Erntesysteme erforderlich sind; inzwischen gelten diese jedoch als zuverlässig entwickelt. Das Potenzial der Anbaufläche von Energiewäldern wird auf 1 Mio. bis 1,5 Mio. ha geschätzt [34].

8.3 Zweikulturnutzung

37 Anders als bei der Nahrungsmittelproduktion wird beim Anbau von Energiepflanzen in Zweikulturnutzung die Ganzpflanze, d.h. die gesamte Biomasse und nicht nur die Frucht, genutzt. Die Kulturen werden als Grünpflanze vor der Samenreife geerntet. Durch diese sog. „Feuchtgutlinie" können zwei aufeinander folgende Kulturen innerhalb eines Jahres geerntet werden, wodurch relativ hohe Erträge von ca. 15-25 t Trockenmasse pro ha und Jahr möglich sind. Typische

Erstkulturen sind Getreidearten wie Weizen, Roggen und Triticale, aber auch Raps, Rübsen, Futterpflanzen und Winterleguminosen, mögliche Zweitkulturen Mais, Hirse, Sonnenblumen oder Futtergräser. Mit Feuchtgutlinien lässt sich mehr Kulturvielfalt in die landwirtschaftlichen Anbausysteme integrieren, und Fruchtfolgen können etwa durch Misch-, Mehrkulturen- oder Zwischenfruchtanbau aufgelockert werden. Die Ganzpflanzen werden in Gärsilos dauerhaft konserviert und anschließend verbrannt oder vergärt. Anbausysteme für Feuchtgutlinien gibt es derzeit fast nur in Modellvorhaben, so dass eine hinreichende Praxiserfahrung zu den Folgen dieser Systeme noch fehlt. Auch erfordern diese Anbausysteme eine anspruchsvollere Planung und Bewirtschaftung im Vergleich zum Anbau einer einzigen Kultur [25].

9 Resümee

38 Der Anbau von Biomasse zur energetischen Nutzung hat sich in Deutschland rasant entwickelt und ist in der Lage, positive Beiträge zu einer Reihe von Nachhaltigkeitszielen zu leisten. Dabei sind jedoch zwei Aspekte zu berücksichtigen: Einerseits werden diese Beiträge auch bei einer weiteren massiven öffentlichen Förderung und einem weiteren Anstieg der Ölpreise vergleichsweise bescheiden ausfallen. So kann selbst ein stark forcierter heimischer Biomasseanbau nur einen relativ geringen Anteil des Energiebedarfs decken. Daher wird Biomasse immer nur ein Energieträger in einem Mix verschiedener Energieformen sein. Andererseits erfolgte die Förderung der Bioenergienutzung bisher nicht immer volkswirtschaftlich effizient und rief eine Reihe von Fehlentwicklungen hervor. So erweist sich die massiv geförderte Herstellung von Biodiesel als sehr kostenintensiv, trägt aber nur wenig zu den Teilzielen Erdölsubstitution, Klimaschutz und Schaffung von Arbeitsplätzen in ländlichen Räumen bei. Unter allen Formen der Nutzung erneuerbarer Energieträger wirkt sich der Biomasseanbau durch den aufgrund der geringen Energiedichte von Biomasse notwendigen, großen Flächenbedarf am stärksten auf Natur, Landschaft und ländliche Räume aus. Diese Veränderungen verlangen Anpassungen in vielen Bereichen der land- und forstwirtschaftlichen Praxis, der Raumordnung, der Regionalentwicklung und auch der öffentlichen Förderung und Kontrolle des Landnutzungs-

sektors. Die hohe Dynamik der Entwicklungen erfordert eine aktive Steuerung durch Staat und Gesellschaft. Bei dieser ist einerseits die Erhaltung gewachsener, schützenswerter Formen der Kulturlandschaft, andererseits aber auch die Förderung neuer, gesellschaftlich erwünschter Nutzungsformen in Einklang zu bringen.

10 Literatur

[1] Shinnar, R.; Citro, F.: Energy - A road map to US decarbonization. Science 2006; 313:1243-4.

[2] BMU: Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse. 09.08.2005. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit; 2005.

[3] Müller-Sämann, K.M.; Reinhardt, G.; Vetter, R.; Gärtner, S.: Nachwachsende Rohstoffe in Baden-Württemberg: Identifizierung vorteilhafter Produktlinien zur stofflichen Nutzung unter besonderer Berücksichtigung umweltgerechter Anbauverfahren. Forschungsbericht FZKA-BWPLUS. Müllheim, Heidelberg: Institut für umweltgerechte Landbewirtschaftung (IfuL), Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (IFEU); 2003.

[4] DLR, ifeu, Wuppertal Institut: Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. FKZ 901 41 803. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit; 2004.

[5] Öko-Institut, Fraunhofer Institut Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik, Institut für Energetik und Umwelt, Institut für Energie- und Umweltforschung, Institut für ZukunftsEnergie-Systeme, Institut für Geoökologie der TU Braunschweig, et al.: Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse. F&E-Vorhaben. Endbericht. Freiburg, Darmstadt, Berlin: Öko-Institut; 2004.

[6] FNR. Leitfaden Bioenergie. Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen. Gülzow: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe; 2000.

[7] Hebecker, D.; Purr, I.; Purr, K.: Konversions-, Speicher- und Versorgungstechnologien für die energetische Biomassenutzung. Materialien der IAG Zukunftsorientierte Nutzung ländlicher Räume der Berlin-Brandenburgischen Akademie der Wissenschaften, 8. Berlin: Berlin-Brandenburgische Akademie der Wissenschaften; 2006.

[8] Faninger, G.: Towards sustainable development in Austria: renewable energy contributions. Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change 2003; 8:177-88.

[9] Sims, R.E.H: Bioenergy to mitigate for climate change and meet the needs of society, the economy and the environment. Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change 2003; 8:349-70.

[10] Eisenbeiß, G.; Holm-Müller, K.; Wagner, G.: Bioenergie: Zukunft für ländliche Räume. Informationen zur Raumentwicklung 2006; 1/2.2006:I-II.

[11] Müschen, K.: Die Zukunft der Bioenergieförderung aus der Sicht des UBA. Vortrag NABU-Fachtagung „Energiepflanzen aus Sicht des Umwelt- und Naturschutzes“, 14. November 2007, Berlin; 2007.

[12] Dreher, B.: Die neuen Vergütungsregelungen für Strom aus Biomasse im EEG. Natur und Landschaft 2005; 80:394-5.

[13] FNR: Nachwachsende Rohstoffe: Anbauflächen in Deutschland. http://www.fnr.de/. Gülzow: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe; 2008.

[14] FNR: Daten und Fakten zu nachwachsenden Rohstoffen. Gülzow: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe; 2007.

[15] BMU: Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit; 2008.

[16] BMU: Erneuerbare Energien: Arbeitsplatzeffekte. Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt. Langfassung. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit; 2006.

[17] Isermeyer, F.; Zimmer, Y.: Thesen zur Bioenergie-Politik in Deutschland. Arbeitsberichte des Bereichs Agrarökonomie 02/2006. Braunschweig: Institut für Betriebswirtschaft der Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft; 2006.

[18] Pimentel, D.; Patzek, TW.: Ethanol production using corn, switchgrass, and wood; Biodiesel production using soybean and sunflower. Natural Resources Research 2005; 14:65-76.

[19] Tilman, D.; Hill, J.; Lehman, C.: Carbon-negative biofuels from low-input high-diversity grassland biomass. Science 2006; 314:1598-600.

[20] McLaughlin, SB.; Walsh, ME.: Evaluating environmental consequences of producing herbaceous crops for bioenergy. Biomass and Bioenergy 1998; 14:317-24.

[21] SRU: Klimaschutz durch Biomasse. Sondergutachten. Berlin: Sachverständigenrat für Umweltschutz; 2007.

[22] Righelato, R.; Spracklen, DV.: Carbon mitigation by biofuels or by saving and restoring forests? Science 2007; 317:902.

[23] Deutscher Rat für Landespflege: Stellungnahme – Die Auswirkungen erneuerbarer Energien auf Natur und Landschaft. Schriftenreihe des Deutschen Rats für Landespflege 2006; 79:5-47.

[24] Jordan, N.; Boody, G.; Broussard, W.; Glover, JD.; Keeney, D.; McCown, B.H. et al.: Sustainable development of the agricultural bio-economy. Science 2007; 316:1570-1.

[25] Rode, M.; Schneider, C.; Ketelhake, G.; Reißhauer, D.: Naturschutzverträgliche Erzeugung und Nutzung von Biomasse zur Wärme- und Stromgewinnung. BfN-Skripten 136. Bonn: Bundesamt für Naturschutz; 2005.

[26] Crabb, J.; Firbank, L.; Winter, M.; Parham, C.; Dauven, A.: Set-aside landscapes: Farmer perceptions and practices in England. Landscape Research 1998; 23:237-54.

[27] Wichtmann, W.; Knapp, M.; Joosten, H.: Verwertung der Biomasse aus der Offenhaltung von Niedermooren. Zeitschrift für Kulturtechnik und Landentwicklung 2000; 41:32-6.

[28] Mette, R.: Energetische Verwertung von Landschaftspflegeholz am Beispiel der schleswig-hosteinischen Knicklandschaft. Natur und Landschaft 2005; 80:416-20.

[29] Elsäßer, M.: Alternative Verwendung von in der Landschaftspflege anfallendem Grünlandmähgut: verbrennen, vergären, kompostieren, mulchen oder extensive Weide? Natur und Landschaft 2004; 79:110-7.

[30] Haber, W.: Auswirkungen der Energiegewinnung aus Pflanzen aus Naturschutzsicht. Rundgespräche der Kommission für Ökologie 2007; 33:115-22.

[31] Grünewald, H.; Schneider, B.U.; Brandt, B.; Bens, O.; Kendzia, G.; Hüttl, R.F.: Agroforestry systems for the production of woody biomass for energy transformation purposes. Ecological Engineering 2007; 29:319-28.

[32] Röhricht, C.; Ruscher, K.: Einsatz nachwachsender Rohstoffpflanzen als landschaftsgestaltendes Element – Feldstreifenanbau auf großen Ackerschlägen. In: Scholz, V. (Hrsg.): Energieholzproduktion in der Landwirtschaft Potenzial, Anbau, Technologie, Ökologie und Ökonomie Bornimer Agrartechnische Berichte 35. Potsdam: Institut für Agrartechnik Bornim; 2004, p. 113-27.

[33] Bungart, R.; Bens, O.; Hüttl, R.F.: Production of bioenergy in post-mining landscapes in Lusatia – Perspectives and challenges for alternative landuse systems. Ecological Engineering 2000; 16:S5-S16.

[34] Hoffmann, D.; Weih, M.: Limitations and improvement of the potential utilisation of woody biomass for energy derived from short rotation woody crops in Sweden and Germany. Biomass and Bioenergy 2005; 28:267-79.

Zur Energiewirtschaft des ländlichen Raumes[1]

Wolfgang Fratzscher

In der gegenwärtigen Diskussion um die Gestaltung der künftigen Energieversorgung spielt die Erzeugung von Biomasse als Primärenergieträger eine bedeutende Rolle. Damit glaubt man einerseits gewissen krisenhaften Entwicklungen des ländlichen Raumes entgegentreten zu können und andererseits eine Verminderung des Verbrauches von fossilen Brennstoffen zu erzielen. Wie die jüngste Entwicklung gezeigt hat, entsteht aber damit eine Konkurrenzsituation zwischen der Produktion von Nahrungsmitteln und Energieträgern. Außerdem liegt die Gefahr nahe, dass Monokulturen entstehen oder auch der Raubbau von Naturressourcen vorgenommen wird. Das führt zu finanziellen Problemen und zu negativen Einflüssen auf die Umwelt. Deshalb ist es aus vielerlei Gründen sinnvoll, die Produktion von Biomasse als Energieträger in bestimmten Grenzen zu halten. Ein Maß wäre die Energieversorgung des ländlichen Raumes selbst. Dafür spricht eine Reihe von energetischen Eigenschaften der Biomasse.

Inhaltsübersicht

		Rn
1	Zielstellung	1–6
2	Energetischer Gesamtbedarf und Grundbedürfnisse	7–10
3	Energetische Eigenschaften der Biomasseproduktion	11–23
4	Energieversorgungssysteme auf der Grundlage von Bioenergie	24–35
5	Schlussfolgerungen	36–40
6	Literatur	

1 Überarbeitete und erweiterte Fassung eines Beitrages gleichen Titels aus Berichte und Abhandlungen, Band 13, Berlin-Brandenburgische Akademie der Wissenschaften, Berlin 2007, S. 75/91

1 Zielstellung

1 Der ländliche Raum war schon immer mit der Produktion der Ernährungsstoffe einer der wesentlichsten Energielieferanten. So liegt die Getreideproduktion weltweit in der Größenordnung der Energieträger wie Kohle, Erdöl und Erdgas weit über den anderen Produkten des Welthandels. Diese Aufgabe muss der ländliche Raum auch weiterhin wahrnehmen, und sie wird mit der wachsenden Weltbevölkerung darüber hinaus noch zunehmen.

2 Andere Entwicklungsprozesse dagegen machen es notwendig, über neue Aufgaben des ländlichen Raumes nachzudenken, um ihn aus sozialen, kulturellen und weiteren gesellschaftlichen Gesichtspunkten nachhaltig für die Zukunft zu bewahren. Dafür bietet sich die Biomassenproduktion als Energieträger mit den Eigenschaften einer Einkommensenergiequelle an. Gegenüber anderen Energiequellen hat die Biomasse die Vorteile, dass sie CO_2-neutral ist, zumindest in bestimmten Zwischenstufen im festen Aggregatzustand anfällt und damit kostengünstig speicherbar ist und darüber hinaus der historisch gewachsenen Technologie der landwirtschaftlichen Produktion entspricht.

3 Die stoffliche Zusammensetzung der Biomasse ermöglicht ohne weiteres die Umwandlung in benzin- oder dieselartige Kraftstoffe, die in der Energiewirtschaft eines Landes wie Deutschland eine zentrale Rolle einnehmen, bedingt durch den Verkehr und die Importabhängigkeit von Erdöl und Erdgas. Deshalb wandte sich das Interesse zur energetischen Ausnutzung der Biomasse schon frühzeitig der Produktion von flüssigen Energieträgern zu. Das ist sicher richtig aber wohl auch unvollständig. Prognostische Überlegungen zeigen, dass unter den in Deutschland gegebenen Bedingungen bestenfalls ca. 8% des gesamten Energiebedarfs auf diese Weise abgedeckt werden könnten. Andererseits treten bei einer derartigen Produktionsstruktur sicher logistische Probleme auf, da die Biomassenproduktion auf Grund ihrer geringen Leistungsdichte erhebliche Transportaufgaben erfordert.

4 Die geringe spezifische Leistungsdichte der Biomassenproduktion lässt nun den Gedanken aufkommen, sie nicht ausschließlich für die Kraftstofferzeugung sondern zunächst für die Energieversorgung des

ländlichen Raumes selbst einzusetzen. Dafür spricht der geringe spezifische Energiebedarf des ländlichen Raumes und die damit gegebene Möglichkeit einer dezentralen Energieumwandlungstechnik. Da die Umwandlung der Biomasse als Primärenergie in die verschiedenen Formen der Gebrauchsenergie und schließlich in die Nutzenergie zumindest theoretisch eine große Vielfalt von technologischen Möglichkeiten eröffnet, könnten darüber hinaus durch die Anpassung an die jeweiligen örtlichen Gegebenheiten in jeder Hinsicht optimale Verhältnisse geschaffen werden. Das gilt nicht nur für die technische Lösung selbst, sondern auch für die wirtschaftlichen Bedingungen sowie für die Anpassung an die sozialen Verhältnisse und für die damit verbundenen Probleme der Umweltbelastungen.

5 Eine solche Lösung würde dann auch eine Reihe von apparatetechnischen und anlagentechnischen Anforderungen stellen, die z. B. durch einen speziellen Anlagenbau erfüllt werden könnten. Es lässt sich denken und durch spezifische Unterstützungen auch realisieren, dass entsprechende Produktionskapazitäten vor Ort, d. h. im ländlichen Raum selbst, auf mittelständiger Ebene entstehen könnten. Eine solche Entwicklung wäre natürlich in vielerlei Hinsicht für den ländlichen Raum vom positiven Einfluss.

6 Mit diesen Überlegungen sollte darauf aufmerksam gemacht werden, dass die Erfahrung aus der bisherigen Entwicklung der Energiewirtschaft auf allen Ebenen und für alle Gegebenheiten gezeigt hat, dass die optimale Lösung eines gesellschaftlichen Problems durch die Technik und die Technologie auf die Dauer niemals nur durch eine Variante erreicht worden ist. Da die unterschiedlichen Möglichkeiten immer verschiedene Eigenschaften besitzen, kann durch gezielte Ausnutzung dieser Eigenschaften jeweils eine optimale Anpassung angestrebt werden. Die ausschließliche Orientierung auf nur eine Lösung bedeutet letzten Endes immer den Verzicht auf mögliche Einsparungen oder einen entsprechenden Mehraufwand.

2 Energetischer Gesamtbedarf und Grundbedürfnisse

7 Der ländliche Raum hat von alters her die Aufgabe, die energetischen Grundbedürfnisse der Bevölkerung zu decken. Das ist zunächst die

Befriedigung des *Ernährungsbedarfs*. Der Mensch benötigt zur Aufrecherhaltung seiner Körpertemperatur von etwa 37 °C ungefähr 100 W an Energie. Das erscheint nicht viel im Vergleich z. B. mit Leistungsangaben von Geräten, die die Gesellschaft heute tagtäglich umgeben und begleiten.

8 Da nach dem Satz der Erhaltung der Energie, die aufgenommene Energie insgesamt wieder abgegeben werden muss, eignet sich der Mensch auch als Wärmequelle, da seine Körpertemperatur im Allgemeinen über der Umgebungstemperatur liegt. Daraus resultiert die alte Heizungsregel: 7 Personen ersetzen einen Kachelofen. Tatsächlich hat man in früheren Zeiten das Militär abgeordnet, z. B. am Nachmittag das Theater für den Abend zu temperieren.

9 Der *Grundleistungsbedarf* des Menschen führt in Verbindung mit der Bevölkerungszahl rasch zu Größenordnungen, die industrielle Dimensionen annehmen. Für Deutschland mit einer Bevölkerung von etwa 80 Millionen sind das dann heute schon 8 Gigawatt (GW), für die EU etwa 40 GW und für die derzeitige Weltbevölkerung 600 GW. Man muss sich vor Augen halten, dass 1 GW etwa die Leistung eines Großkraftwerkes als Kohle- oder Kernkraftwerk ist. Diese Leistung muss insgesamt von der landwirtschaftlichen Produktion aufgebracht werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die primäre Biomassenerzeugung, die damit verbunden ist, ein Vielfaches des angegebenen Wertes beträgt. Das ist bedingt durch die Verluste, die bei den vielen Umwandlungsstufen vom Primärprodukt bis zum Nahrungsmittel auftreten. Je nach den dabei durchlaufenen technologischen Ketten sind diese Verluste unterschiedlich groß. Besonders groß sind sie, wenn die Nahrungsgüterproduktion über die Tierproduktion erfolgt. In diesem Fall kann die erforderliche Primärenergie das Zehnfache und mehr der Endenergie betragen. Das führt dazu, dass die Energieproduktion der Landwirtschaft heute schon über der durch die Kohleverbrennung erzeugten im volkswirtschaftlichen Rahmen liegt.

10 Zur energetischen Einschätzung und Bewertung der Landwirtschaft ist die Angabe des *volkswirtschaftlichen Gesamtbedarfes* erforderlich. Er beträgt in Deutschland etwa 480 GW, das ist demnach das 60-fache des Ernährungsbedarfes. Damit liegt Deutschland etwa bei 50% des entsprechenden nordamerikanischen Wertes und beim Zehnfa-

chen des Durchschnittwertes von Afrika. Für die weitere Diskussion der Gegebenheiten des ländlichen Raumes sind Angaben für die landwirtschaftliche Produktion erforderlich. Der Anteil der Landwirtschaft selbst ist schwer zu bestimmen, da er in den zugänglichen Statistiken gewöhnlich nur unvollständig oder gar nicht angegeben wird. Man schätzt, dass er etwa bei 2 bis 3% liegt und damit etwa ca. 10 bis 12 GW betragen könnte. Er setzt sich aus dem direkten und indirekten Energieverbrauch zusammen, die beide in der gleichen Größenordnung liegen. Im einzelnen wird angegeben [7]:

Direkter Energieverbrauch		49%
davon	Kraftstoff	20%
	Heizöl	23%
	Elektroenergie	3%
	Gas/Kohle	1%
Indirekter Energieverbrauch		51%
davon für		
	Mineraldünger	20%
	Pflanzenschutzmittel	1%
	Futtermittel	23%
	Saat-, Pflanzgut	2%
	Maschinen, Anlagen	5%

Diese Größenordnungen muss man sich vor Augen halten für die Einordnung und Einschätzung der folgenden Überlegungen, denn es sind einige quantitative Angaben erforderlich.[2]

2 Die quantitativen Angaben in der Literatur und vor allem in der öffentlichen Presse erfolgen in den unterschiedlichsten Einheiten, so dass ein Vergleich und damit eine Einschätzung häufig nicht unmittelbar möglich ist. Der Leser hat den Eindruck, dass stets solche Einheiten gewählt werden, die möglichst große Zahlenangaben notwendig machen. Außerdem werden immer Jahresverbräuche und -erzeugungen angegeben. Physikalisch betrachtet sind dies nichts anderes als durchschnittliche Leistungen und hierfür gibt es eine schöne Einheit – das Watt W. Deshalb soll im Folgenden angestrebt werden, die energetischen Quantitäten als Leistungen in W bzw. in entsprechenden Vielfachen anzugeben. Als Umrechnungsfaktoren ergeben sich z. B.

$$1\frac{tSKE}{a} = 929\,W \approx 1\,kW$$

$$1\frac{kWh}{a} = 0{,}11\,W \approx 0{,}1\,W$$

$$1\frac{MJ}{a} = 0{,}032\,W$$

3 Energetische Eigenschaften der Biomasseproduktion

11 Die sich abzeichnenden Strukturänderungen im ländlichen Raum erfordern im Hinblick auf eine künftige nachhaltige Entwicklung ein Nachdenken über neue Nutzungsmöglichkeiten. Die Funktion des ländlichen Raums als Nahrungsgüterproduzent sollte sicher erhalten bleiben. Die Effizienzsteigerung der landwirtschaftlichen Technologien führt aber zu einer ständigen Verminderung der hierfür erforderlichen Fläche sowie zu einer Arbeitskräfteabnahme. Hinzu kommen noch wirtschaftliche Einflüsse infolge der Globalisierung, die zu einer Veränderung der Erzeugerprodukte in Qualität und Quantität zwingen können. Das alles führt zu der angegebenen Aufgabenstellung. Als ein Lösungsvorschlag bietet sich die Biomassenproduktion als Basis für die Bereitstellung entsprechender Energieträger an. Die Erzeugung von Biomasse kann so als eine neue Energiequelle mit den Eigenschaften einer Einkommensenergie angesehen werden. Das bedeutet, dass ihr Leistungsangebot begrenzt ist, aber ihre Reichweite nach menschlichem Ermessen beliebig sein kann.

12 Die Verwendung der *Biomasse als Energiequelle* besitzt einige prinzipielle Vorteile, die in vielerlei Hinsicht in der aktuellen Diskussion von Bedeutung sind. Es sind dies vor allem folgende Punkte:

- Die Produktion von Biomasse ist auf der Grundlage der historisch gewachsenen land- und auch forstwirtschaftlichen Technologien möglich. Erfahrungen aus diesen Bereichen können somit ohne weiteres einfließen und Arbeitskräfte Einsatzmöglichkeiten finden.
- Die Biomasse fällt, zumindest im Verlaufe ihrer Verarbeitung, im festen Aggregatzustand an. Das ist für den Ausgleich zeitlicher Unterschiede zwischen Energieangebot und -bedarf insofern von wesentlicher Bedeutung, als der feste Zustand außerordentlich günstige Speichermöglichkeiten eröffnen kann. Da sich andere Energieformen, insbesondere die Elektroenergie, nicht oder nur über Transformationen speichern lassen, kann diese Eigenschaft für die Gestaltung von Energieversorgungssystemen von großer Bedeutung sein.

– Die Verwendung von Biomasse ist CO_2-neutral, da bei ihrer Umwandlung bestenfalls so viel CO_2 entstehen kann, wie die Pflanzen im Verlaufe ihres Wachstums gebunden haben. Man kann zu der Klimadiskussion sicher berechtigt unterschiedliche Positionen beziehen, der Versuch das CO_2-Niveau in der Atmosphäre zu halten, zwingt zu einer rationellen Energieanwendung. Aus energetischer Sicht ist dies sicher eine technisch und volkswirtschaftlich vernünftige Zielstellung.

13 Diese Eigenschaften haben dazu geführt, dass in der jüngsten Vergangenheit bereits eine unübersehbare Anzahl von Publikationen über die Möglichkeiten der Verwendung von Bioenergie in der Fachliteratur vorliegt. Viele davon entwerfen die phantastischsten Zukunftsbilder, da die Bioenergie in der allgemeinen Öffentlichkeit im erheblichen Maße von den scheinbar positiven Eigenschaften der Einkommensenergien partizipiert, als da sind: Ablösung der fossilen Energieträger und letzten Endes Ausnutzung der Sonnenenergie.

14 Jedoch haben auch schon viele Technologien der Bioenergienutzung, teilweise seit alters her, praktische Anwendung gefunden, wenn man an die Holzverbrennung, die Verwendung getrockneten Dungs oder den Einsatz von Biogasanlagen denkt.

15 All diese Umstände zwingen uns zu einer nüchternen Vorstellung von der Potenz der Bioenergie und ihren möglichen Verwendungsstrategien. Auch dazu liegt schon eine Vielzahl von Abschätzungen in der Literatur vor, auf die wir hier zurückgreifen. Da für die Verhältnisse in Deutschland die Flächen für mögliche Biomassenproduktionen sich recht gut abschätzen lassen, kann für die verschiedenen Pflanzen, die als Energieträger in Frage kommen, die mögliche Energieproduktion angegeben werden. Das ist in Abbildung 3.1 für verschiedene Umwandlungstechnologien dargestellt [6]. Die drei in der Abbildung gekennzeichneten Gruppen unterscheiden sich in lignocellulose-haltige Biomassen (oben), die vordergründig als Einsatzstoffe für Biokraftstoffe der 2. Generation geeignet sind, Biomassen mit hohem Wasseranteil (Mitte) und zucker-, stärke-, ölhaltige Biomassen (unten), die vordergründig für die Produktion von Biodiesel geeignet sind. Diese Zahlen kennzeichnen aus heutiger Sicht mögliche *Potentiale an Bioenergie*. Wie schon angegeben, ist in einer 2. Abszisse die eigentliche Leistungsgröße vermerkt.

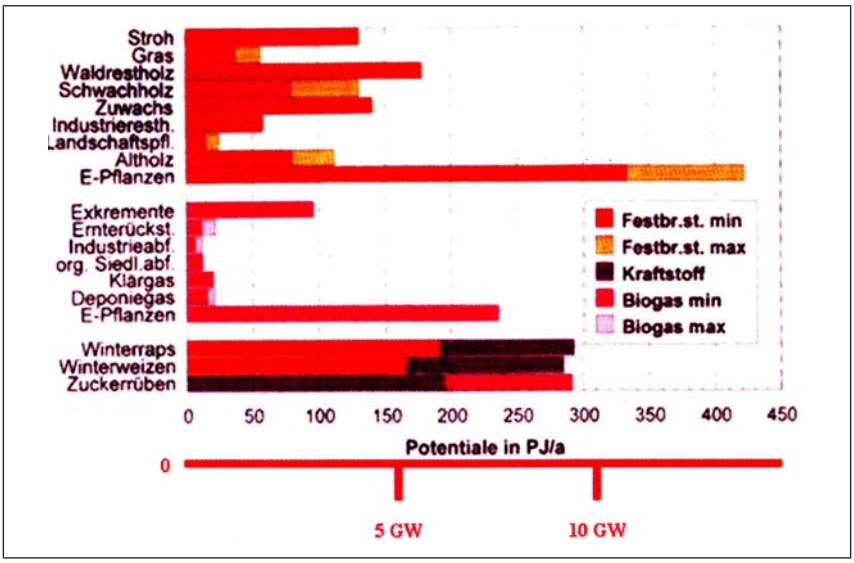


Abb. 3.1: Biomassepotential nach [6]

16 Auf der Grundlage solcher Überlegungen lassen sich dann auch Angaben über das mögliche Gesamtpotential machen, die gleichfalls in der Literatur zu finden sind [7]. Es sind dies in der Größenordnung

Wald	3 GW
Landwirtschaft	27 GW
Abfälle	8 GW
	38 GW

Im Vergleich zum Gesamtbedarf entsprechen diese Angaben ca. 8%. Das relativiert schon manche utopische Vorstellung; andererseits rechtfertigen die dahinter stehenden Absolutzahlen auf jeden Fall eine aktive Auseinandersetzung. Dies erfordert weitere Einschätzungen und Bewertungen.

17 Zunächst ein Überblick über die möglichen *Umwandlungstechnologien für Biomasse*. Biomasse besteht aus komplexen organischen Verbindungen, aus denen stofflich prinzipiell ein großer Teil der gesamten organischen Chemie erschlossen werden kann. Energetisch können theoretisch sämtliche wichtigen Gebrauchsenergieträger hergestellt werden. Als Biomasse werden nicht nur die verschiedensten Pflanzen und Festbrennstoffe bezeichnet sondern auch Abfälle und Gülle. Bei den Umwandlungstechnologien, die in Abbildung 3.2 [4] dargestellt

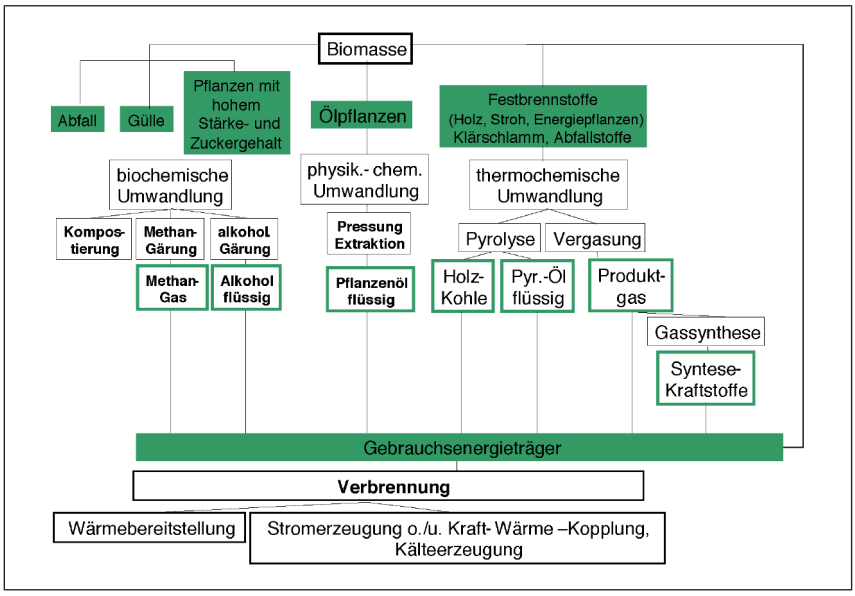


Abb. 3.2: Umwandlungstechnologien für Biomasse nach [4]

sind, unterscheidet man zwischen biochemischen, physikalisch-chemischen und thermochemischen Verfahren. Zu den biochemischen Verfahren zählen die Biogasanlagen und die Verfahren zur Bioethanolherstellung; die repräsentativsten Vertreter der zweiten Gruppe sind die Verfahren zur Herstellung von Biodiesel. In der dritten Gruppe sind Verfahren zusammengefasst, die über die Prozesse der Pyrolyse oder Vergasung entweder gasförmige Gebrauchsenergieträger, die direkt der Nutzenergieumwandlung zugeführt werden, oder eine Art Synthesegas erzeugen, das über eine geeignete Synthese, zum Beispiel das Fischer-Tropsch-Verfahren, definierte flüssige Kraftstoffe produzieren kann. Sämtliche so erzeugten Gebrauchsenergieträger im flüssigen oder gasförmigen Zustand werden bei der energetischen Verwendung letzten Endes der Verbrennung zugeführt, die auf konventionellem Wege Wärme und/oder mechanische oder elektrische Energie bereitstellen kann. Natürlich können die festen Biobrennstoffe im einfachsten Fall der Verbrennung unmittelbar ohne Zwischenstufen zugeführt werden.

Aus diesem Schema wird deutlich, dass eine außerordentlich große **18**
Vielfalt von möglichen Umwandlungsverfahren für Bioenergie denk-

bar ist. Die bisherige Praxis und die Fachliteratur haben aus den unterschiedlichsten Gründen die Biogasanlagen und die Bioethanol- und Biodieselherstellung favorisiert. Das erscheint zunächst aus elementaren wirtschaftlichen Erwägungen heraus naheliegend, ist aber eine nicht notwendige Beschränkung, die die Vielfalt und Flexibilität einengt und im konkreten Anwendungsfall auf mögliche Effizienzsteigerungen verzichtet. Aus diesem Grund sollen für eine breitere Einschätzung der Nutzung von Bioenergie einige weitere prinzipielle Eigenschaften dieser Energieform quantitativ ermittelt werden.

19 An erster Stelle ist auf die *Leistungsdichte der Bioproduktion* zu verweisen. Einige Angaben aus der Literatur kennzeichnen die zu erreichende Größenordnung. Übersetzt in eine technische Sprache kann als ein optimistischer Durchschnittswert von etwa 0,65 W/m^2 angegeben werden. Als Vergleichsmaßstab ist die Solarkonstante anzusehen mit 1,4 kW/m^2 an der äußeren Erdatmosphäre oder die Leistungsdichte der Sonnenstrahlung im Jahresmittel auf der Erdoberfläche von 140 W/m^2. Diese Werte muss man den Leistungsdichten konventioneller Verfahren der Energieumwandlung gegenüberstellen. So findet man für

Braunkohle-Tagebau	2400 W/m^2
Kohlekraftwerke	3300 W/m^2
oder für Einzelelemente	
Wärmerohr	10^3 kW/m^2
Kernreaktor	10^4 kW/m^2

Ohne diese Angaben an dieser Stelle weiter zu vervollständigen, wird offensichtlich, dass sich die konventionellen Verfahren der Energieumwandlung von denen der Bioenergienutzung um Größenordnungen unterscheiden und zwar schon auf der Ebene der Primärenergiebereitstellung. Da die Leistungsdichte ein erstes Maß für den Umfang und die Größe der technischen Anlagen ist, die zu ihrer Gewinnung und Umwandlung erforderlich sind, ist für eine konzentrierte Energiebedarfsabdeckung somit für konventionelle Verfahren ein prinzipieller Vorteil gegenüber der Bioenergienutzung gegeben. Diese Zahlen charakterisieren naturwissenschaftliche Grenzwerte.

20 Zur Einschätzung weiterer Eigenschaften der Bioenergie werden im Allgemeinen wirtschaftliche Vergleichswerte, wie beispielsweise der Erdölpreis oder geeignete Kosten, verwendet. Wie die Vergangenheit

und auch die gegenwärtigen Erfahrungen zeigen, sind derartige Angaben außerordentlich subjektiv gefärbt und führen häufig zu technisch und volkswirtschaftlich unsinnigen Lösungen. Es sei nur auf die Wasserkraftwerke in der UdSSR als sogenannte „Großbauten des Kommunismus" erinnert, die scheinbar wirtschaftlich wurden, da man glaubte, im Sozialismus keinen Zins erheben zu müssen. Oder es sei auf die Festlegungen der DDR erinnert, dass die Rohbraunkohle überall im Lande den gleichen Preis haben sollte. Die Folge war ein entsprechender und teurer Wassertransport im Lande. In ähnlicher Weise verbiegt zum Beispiel heute die Subventionierung des Solarstromes die technische Realität und führt zu volkswirtschaftlichen Verlusten. Aus jüngster Zeit sei auf die Spekulation an der Börse mit dem Getreidepreis verwiesen, die beispielsweise wirtschaftlich zu dem Ende der Biogasanlagen führen kann. So hat die Konkurrenz zwischen Nahrungsmittel- und Energieträgerproduktion schon zu großen Preisschwankungen geführt, die zu vielen Spekulationen und technisch nicht vertretbaren Denkhypothesen Anlass gaben. Ohne die Liste derartiger Fehleinschätzungen weiter zu vervollständigen, ist festzustellen, dass wirtschaftliche Angaben offensichtlich nicht die Basis für die Ableitung einer langfristigen Strategie sein können. Deshalb wird im Folgenden lediglich eine technische Bewertung der Eigenschaften der Bioenergie und der zugehörigen Energiesysteme mit Hilfe der *Exergie* vorgenommen. Die Exergie[3] ist eine Art Erweiterung des Energiebegriffes [2].

Zu den technisch bedeutsamen Eigenschaften einer Energieform **21**
zählen neben der Leistungsdichte ihre *Transporteigenschaften*. Da im Allgemeinen die Primärenergie nicht an dem Ort zur Verfügung steht, wo der Energiebedarf anliegt, muss ein Energietransport erfolgen, der je nach der Lage der Umwandlungsanlagen als Primär-, Gebrauchs- oder Nutzenergie durchzuführen ist. Zum Vergleich sind im

3 Unter Exergie versteht man die maximal gewinnbare Arbeit beim Ausgleich eines Systems mit der Umgebung. Danach gilt, dass jede Energie W sich aus Exergie E und Anergie A zusammensetzt

$$W = E + A$$

wobei A der Teil der Energie ist, der sich unter den gegebenen Umgebungsbedingungen prinzipiell nicht in Arbeit umwandeln lässt. Manche Energien bestehen nur aus Exergie, z. B. Elektroenergie. Die Umgebungsenergie ist reine Anergie. Die Exergie besitzt Potentialcharakter. Abweichungen von der Umgebungstemperatur ergeben sowohl oberhalb davon als auch unterhalb positive Werte der Exergie.

folgenden für einige Energieträger Massenströme angegeben, die zu transportieren sind, um jeweils 100 kW Exergieleistung am Verbrauchsort zur Verfügung zu stellen:

Braunkohle	128 kg/h
Braunkohlenbriketts	53 kg/h
Steinkohle	35 kg/h
Heizöl	27 kg/h
Erdgas	22 kg/h
Mitteldruckdampf	322 kg/h
Warmwasser	9550 kg/h
Kältemittel	1720 kg/h

Für die verschiedenen Formen der Bioenergie standen nur wenige Schätzwerte zur Verfügung, z.B. für Holzscheite 250 kg/h, für Stroh 1500 kg/h und für Stroh gepresst 350 kg/h. Aufgrund des Dichteverhältnisses im Vergleich zur Rohbraunkohle stellen diese Werte ein Mehrfaches des Braunkohlenwertes dar. Aus diesen Zahlenwerten lässt sich erkennen, dass Öl und Gas offensichtlich die besten Transporteigenschaften besitzen. Braunkohle wie auch die Bioenergie wesentlich schlechter abschneiden, da für die gleiche Leistung entsprechende größere Massenströme zu transportieren sind. Wärme- und Kälteenergie besitzen demnach nur sehr schlechte Transporteigenschaften. Sie sind deshalb nur dezentral, d. h. am Ort des Verbrauches, zu erzeugen.

22 Ein weiteres Problem der Energieversorgung besteht darin, dass zeitliche Unterschiede zwischen Energiebedarf und -angebot auszugleichen sind. Sie sind primär durch den Tages- und durch den Jahresrhythmus verursacht, unterliegen aber auch den Lebens- und Arbeitsgewohnheiten und vielerlei stochastischen Einflüssen. Sie können durch organisatorische Maßnahmen ausgeglichen werden oder technisch durch Energiespeicher. Die verschiedenen Energieformen besitzen sehr unterschiedliche *Speichereigenschaften*. Die festen wie auch die flüssigen Energieträger besitzen die besten Speichereigenschaften. Sie haben nicht nur eine sehr hohe spezifische Speicherfähigkeit, sondern weisen auch die geringsten Speicherverluste auf. Die Qualität der Energie wird in diesen Formen durch die Speicherung kaum vermindert. Zum quantitativen Vergleich sind im Diagramm Abbildung 3.3 Zahlenangaben für die verschiedenen Speichereinrichtungen zu-

sammengestellt. Es ist dabei der exergetische Wirkungsgrad des Speicherprozesses, d.h. das Verhältnis des Exergieexportes zum Exergieimport der jeweiligen Energieart, über der spezifischen Speicherfähigkeit, gleichfalls im Exergiemaß, aufgetragen. Es ist hier nicht der Ort, das Diagramm insgesamt zu diskutieren, aber es ist interessant, das einige Bioenergieträger wie zum Beispiel Stroh, aber auch die Zuckerrübe und Pellets die gleiche Größenordnung wie die konventionellen festen und flüssigen Energieträger aufweisen. Es wird angegeben [4]:

Stroh Rundballen	420 kWh/m^3
Zuckerrüben	670 kWh/m^3
Holzpellets	2550 kWh/m^3

Bioenergie kann demnach in geeigneter Form sehr gute Speichereigenschaften besitzen. Das gilt natürlich auch für die aus primärer Bioenergie erzeugten flüssigen und gasförmigen Gebrauchsenergieträger wie Kraftstoffe und Synthesegas.

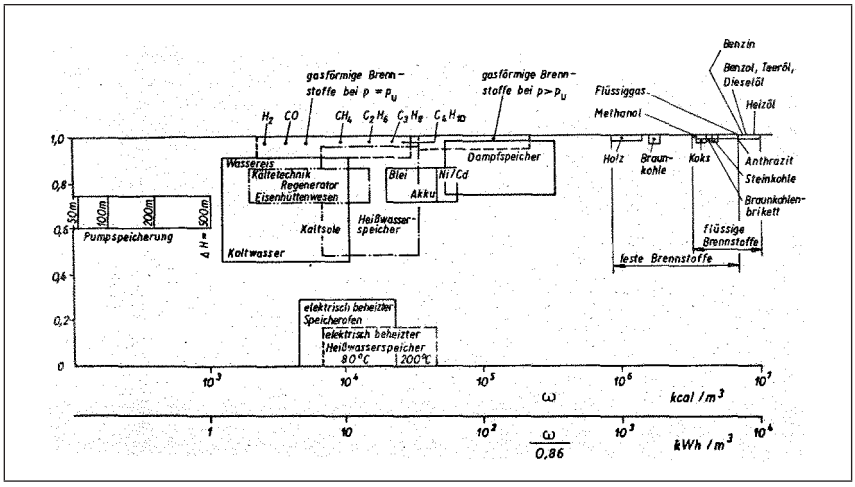


Abb. 3.3: Exergetische Charakteristik von Speichereinrichtungen

Zusammenfassend gilt festzuhalten, dass die Bioenergie in Form der Primärenergie durch eine im Vergleich zu anderen Energieträgern sehr geringe Leistungsdichte, durch einen hohen spezifischen Transportaufwand aber durch sehr gute Speichereigenschaften gekennzeichnet ist. Es sei nochmals betont, dass diese Einschätzung allein **23**

aus technischer Sicht abgeleitet wurde. Sie ist nicht belastet durch wirtschaftliche Betrachtungen.

4 Energieversorgungssysteme auf der Grundlage von Bioenergie

24 Die vorgestellten Eigenschaften der Bioenergie lassen den Gedanken aufkommen, sie für die Energieversorgung des ländlichen Raumes selbst einzusetzen. Dafür spricht, dass der ländliche Raum gegenüber Ballungsgebieten durch eine sehr viel geringere spezifische Energiebedarfsdichte ausgezeichnet ist. In der Tabelle 4.1 sind einige *Energiebedarfskennzahlen* von Ballungsgebieten und Regionen mit ländlichem Charakter gegenüber gestellt.

	Ballungsraum - Veraltungs-großstadt	Ballungsraum - Industrie-großstadt	Mischraum-ländlich mit Zentren	ländlicher Raum
konkretes Beispiel	Düsseldorf	Duisburg	Versorgungs-gebiet Wesel	Spree-Neiße-Kreis
Charakteristische Daten				
Fläche in km^2	220	220	560	1650
Einwohner in 1000	600	500	250	150
Einwohnerdichte in Einw./km^2	2 700	2 300	450	90
Endenergieverbrauch[2] in MW	2 050	8 550	850	300
spez. Endenergieverbrauch[2] in kW/Einw.	3,4	17	3,4	2,0
Endenergiebedarfsdichte[2] in MW/km^2	9,3	39	1,5	0,18
spez. Endenergieverbrauch für Haushalte in kW/Einw.	1,1	0,8	1,3	1,4
Anteile am Endenergieverbrauch in %				
Industrie	30	90	44	11
Haushalte	25	4	29	46
Kleinverbraucher	23	2	5	11
Verkehr	22	5	22	32

Tab. 4.1: Regionaler Energieverbrauch [1]

25 Die Unterschiede zeigen sich nicht nur im absoluten Energieverbrauch, sondern insbesondere in der Endenergieverbrauchsdichte, die gegenüber den Werten der Ballungsgebiete um ein bis zwei Größenordnungen differieren. Interessant ist, dass der spezifische Endenergieverbrauch der Haushalte keine Unterschiede zwischen dem ländli-

chen Raum und den Ballungsgebieten aufweist. Andererseits nehmen die Haushalte in den ländlichen Räumen den größten Anteil am Endenergieverbrauch ein. Allerdings ist dabei der indirekte Energieverbrauch der Landwirtschaft nicht berücksichtigt.

26 Die Zahlen für die spezifische Endenergiedichte liegen im ländlichen Raum bei 0,18 bzw. 1,5 W/m^2 und entsprechen damit der Größenordnung der Leistungsdichte der Bioproduktion. Diese Übereinstimmung unterstreicht den eingangs geäußerten Gedanken quantitativ. Von dieser Seite lässt sich damit feststellen, dass es technisch sinnvoll erscheint, die Energieversorgung des ländlichen Raumes auf der Grundlage von Bioenergie als einer Einkommensenergie aufzubauen. Der Struktur des ländlichen Raumes angepasst empfehlen sich dann auch dezentrale, nach regionalen Gesichtspunkten angeordnete Anlagen zur Energieumwandlung. Vorschläge und Anlagenkonzeptionen für derartige *dezentrale Energieumwandlungsanlagen* finden sich in der neueren Fachliteratur. So werden Holzvergasungsanlagen angeboten, die Strom und Wärme erzeugen und in einem Container angeordnet sind. Das vereinfacht den Transport und die Montage entscheidend. Eine zentrale Anordnung der Umwandlungsanlagen würde die quantitativ angepasste Größenordnung von Bedarf und Angebot auflösen und zu zusätzlichen Transformationen und entsprechenden Verlusten und Transportaufgaben führen. Für den konzentrierten Energieverbrauch von Ballungszentren sind dagegen die Vermögensenergien durch ihren hohen Wert der Leistungsdichte angemessen und ermöglichen so auch technisch und volkswirtschaftlich sinnvolle Lösungen. Eine solche Strategie der Energieversorgung könnte auch Energietransporte, zum Beispiel über elektrische Netze, in bestimmten Grenzen halten, die wohl heute durch die Liberalisierung der Netze technisch unnötig überschritten werden. Es ist interessant, dass z.B. in Kalifornien unter dem Begriff „*smartgrids*“ die Entwicklung von intelligenten Stromnetzen diskutiert wird. Derartige Netze verbinden regionale Versorger, Kleinststromerzeuger, spezielle Speichersysteme mit den Verbrauchern, die dann auch mit smarten Haushaltgeräten arbeiten sollen. Derartige Lösungen wären sicher auch für die Energieversorgung des ländlichen Raumes geeignet.

27 Zur Einschätzung des so anzustrebenden Energieversorgungssystems sind nun die Umwandlungstechnologien im Einzelnen quantitativ zu

bewerten. Entsprechend der in diesem Beitrag angewandten Methode soll dies wiederum ausschließlich aus technischer Sicht unter Benutzung des Exergiebegriffes erfolgen. Die Bioenergieträger bestehen im weitesten Sinn aus einem Gemenge von Kohlenwasserstoffverbindungen, die im Einzelnen ein recht interessantes *Reaktionsverhalten* besitzen können. In Tabelle 4.2 sind beispielhaft die Reaktionsgleichungen einiger Kohlenwasserstoffverbindungen für Verbrennungsprozesse, für Prozesse unter Vergasungs- und Pyrolysebedingungen zusammen mit einigen quantitativen Angaben enthalten. $\Delta_R h$ ist ein Maß für die Reaktionswärme, $\Delta_R e$ der Wert für die Exergieänderung bei der Reaktion.

	Reaktionsgleichung	$\Delta_R h_0$ in kJ/mol		$\Delta_R s_0$ in J/mol K	$e^* = \frac{\Delta_R e}{\Delta_R h}$
Verbrennung	$C + O_2 \rightarrow CO_2$	-393,1		2,8	1,002
	$CO + ½\ O_2 \rightarrow CO_2$	-284,2		-86,5	0,903
	$H_2 + ½\ O_2 \rightarrow H_2O_{fl}$	-285,5	$\equiv H_O$	-163,0	0,82
	$H_2 + ½\ O_2 \rightarrow H_2O_g$	-241,6	$\equiv H_U$	-44,7	0,944
	$CH_4 + 2\ O_2 \rightarrow CO_2 + 2H_2O_{fl}$	-927,1	$\equiv H_O$	-242,4	0,92
	$CH_4 + 2\ O_2 \rightarrow CO_2 + 2H_2O_g$	-802,6	$\equiv H_U$	-5,4	0,998
	$C_2H_2 + 2{,}5\ O_2 \rightarrow 2\ CO_2 + H_2O_g$	-1.254,0		-54,3	0,99
	$C_6H_{6\,fl} + 7{,}5\ O_2 \rightarrow 6\ CO_2 + 3H_2O_g$	-3.131,2		137,9	1,013
	$C_{11}H_{22}O_{11} + 11\ O_2 \rightarrow 11\ CO_2 + 11\ H_2O_{fl}$	-5.667,1	$\equiv H_O$	5.684	1,03
	$C_{11}H_{22}O_{11} + 11\ O_2 \rightarrow 11\ CO_2 + 11\ H_2O_g$	-5.181,9	$\equiv H_U$	1.861,9	1,11
Vergasung	$C + ½\ O_2 \rightarrow CO$	-110,4		89,0	1,25
	$C_2H_2 + O_2 \rightarrow 2\ CO + H_2$	-447,3		119,5	1,08
	$CH_4 + ½\ O_2 \rightarrow CO + 2\ H_2$	-35,5		169,7	2,43
	$C_2H_6 + O_2 \rightarrow 2\ CO + 3\ H_2$	-136,1		355,3	1,77
	$C_6H_{6\,fl} + 3\ O_2 \rightarrow 6\ CO + 3\ H_2$	-711,0		702,2	1,30
Pyrolyse	$CH_4 \rightarrow C_f + 2\ H_2$	74,8		80,7	0,68
	$C_2H_2 \rightarrow 2\ C_f + H_2$	-226,6		-58,5	0,92
	$C_6H_{6\,fl} \rightarrow 6\ C_f + 3\ H_2$	-49,0		250,8	2,54
	$C_{11}H_{22}O_{11} \rightarrow 11\ CO + 11\ H_2$	857,6		2.802,7	0,02

Tab. 4.2: Reaktionsverhalten von Kohlenwasserstoffverbindungen nach Fratzscher und Stephan [1]

Für eine Reihe von Reaktionen ist das Verhältnis $\frac{\Delta_R e}{\Delta_R h} > 1$, was be- **28**
deutet, dass bei dieser Reaktion die maximal abgegebene Arbeit größer sein kann als die Reaktionswärme und, wie die Zahlenwerte zeigen, teilweise sogar recht erheblich. Das ist natürlich energetisch eine außerordentlich bedeutsame Eigenschaft. Sie kann aber nur dann ausgewertet werden, wenn von der üblichen Art der Reaktionsführung – die gewöhnlich isobar-adiabat erfolgt – abgewichen wird. Beispielsweise ist eine isobar-isotherme Führung des Reaktionsprozesses bei der Gleichgewichtstemperatur anzustreben. Hierzu liegen bisher kaum Erfahrungen vor. Zu ihrer Realisierung wäre echte Grundlagenforschung erforderlich. Der Verfolgung dieser Möglichkeit widerspricht von der praktischen Seite her die Tatsache, dass die Bioenergieträger stets als ein Gemisch der verschiedensten Kohlenwasserstoffverbindungen vorliegen. Wenn man sich aber überlegt, welche Anstrengungen an anderer Stelle zur Durchsetzung bestimmter Maßnahmen der Energieeinsparung unternommen werden, ist es sicher richtig, den angegebenen Umstand nicht aus dem Auge zu verlieren.

Zur Einschätzung der praktischen Möglichkeiten sind einige Um- **29**
wandlungstechnologien der primären Bioenergieträger in Gebrauch-

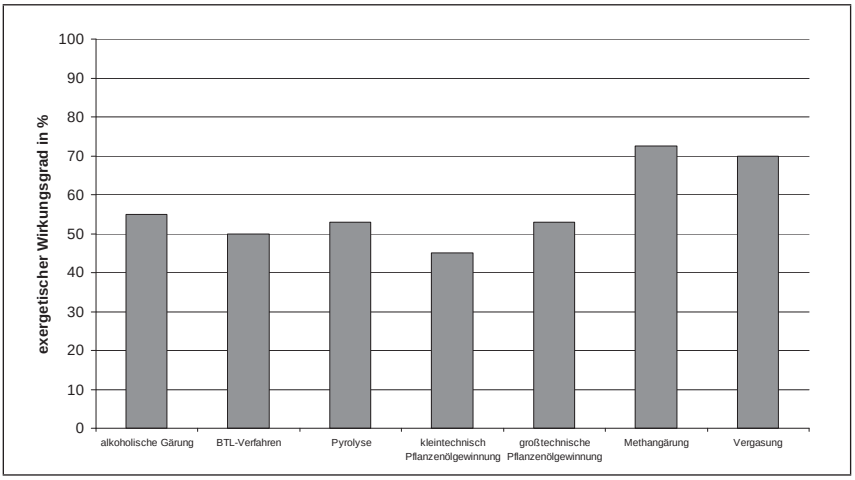


Abb. 4.1: Exergetische Wirkungsgrade verschiedener Umwandlungsverfahren [4]

senergien exergetisch untersucht worden. Das Ergebnis ist in Abbildung 4.1 dargestellt.

30 Die bereits weiter oben als marktreif bezeichneten Prozesse der Bioethanol- und Biodieselherstellung liegen bei einer *exergetischen Güte* von etwa 50%. Dagegen schneidet die Biogaserzeugung mit ca. 70% doch recht gut ab. Auch die Verfahren, die Biokraftstoffe der 2. Generation erzeugen können, liegen aus exergetischer Sicht in der gleichen Größenordnung. Von besondererBedeutung scheint das Ergebnis eines Vergasungsprozesses zu sein, der ähnlich wie die Biogaserzeugung bei etwa 70% des exergetischen Wirkungsgrades liegt. Obwohl bis zur praktischen Reife eines solchen Prozesses noch Anwendungsforschung notwendig ist und Erfahrungen aus Versuchs- und Pilotanlagen vorliegen müssen, rechtfertigt ein solches Ergebnis derartige Aufwendungen.

31 Für die Komplettierung der Energieversorgungssysteme sind als nächste Stufe Anlagen zur Umwandlung der Gebrauchsenergie in Nutzenergien erforderlich. Die Struktur dieser Umwandlungsstufe könnte je nach dem Aggregatzustand der Gebrauchsenergie der Abbildung 4.2 folgen.

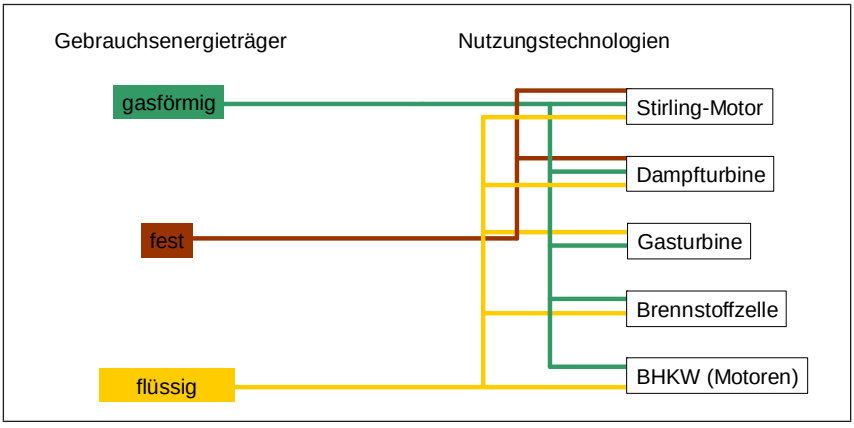


Abb. 4.2: Struktur der Gebrauchsenergiebereitstellung nach [4]

32 Der Einsatz als Kraftstoff ist dabei einbezogen und der Verwendung in einem Blockheizwerk gleichgesetzt. Die exergetischen Wirkungsgrade der entsprechenden *Umwandlungsprozesse* sind in Abbildung 4.3 dargestellt.

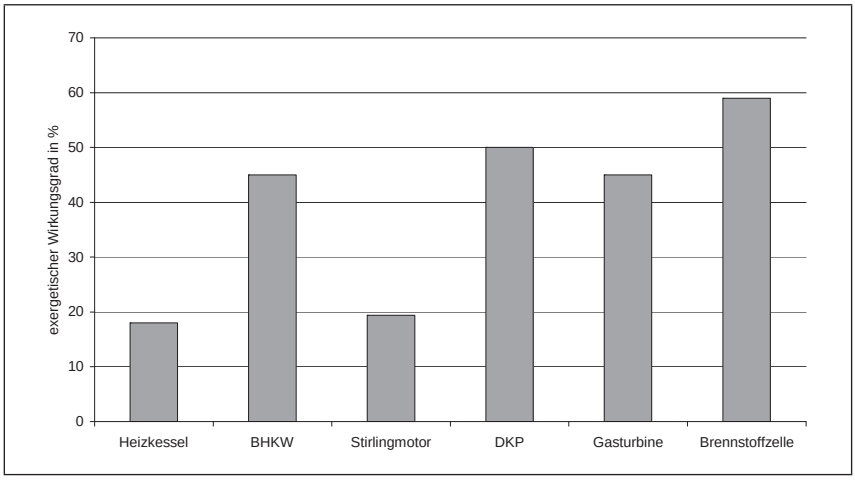


Abb. 4.3: Exergetische Wirkungsgrade der Bereitstellung von Nutzenergie [4]

Besonders schlecht schneidet der reine Heizkessel ab, da bei dieser Technologie eine große Abwertung der Energie erfolgt mit der Bereitstellung der Heizwärme bei etwa 20 °C. Im Vergleich zur 1. Stufe der Umwandlung liegen alle Werte der exergetischen Wirkungsgrade bei dieser Umwandlung niedriger, da hierbei Arbeit aus Wärme erzeugt wird. Diese Umwandlung unterliegt bekanntlich den Carnotgrenzen. Dass die Werte trotzdem an die 50%-Grenze heranreichen, liegt an der gleichzeitigen Bereitstellung von Wärme, also an der Realisierung der Kraft-Wärme-Kopplung, die für die lokale Energieversorgung aus vielerlei Gründen sinnvoll erscheint. Die reine Verbrennung der Kraftstoffe in Motoren reduziert den angegebenen Wert des BHKW um die Hälfte bis zu einem Drittel. Der Vollständigkeit halber ist der Stirlingmotor in die Betrachtung einbezogen, da er verschiedentlich aus technologischen Gründen in dem vorliegenden Zusammenhang vorgeschlagen wurde. Der damit erreichte Wert des exergetischen Wirkungsgrades ist relativ gering und liegt in der Größenordnung der reinen Motorenverbrennung. Von besonderer Bedeutung ist natürlich die Brennstoffzelle. Mit ihr erreicht man einen Höchstwert des exergetischen Wirkungsgrades. Allerdings ist sie z. Z. noch nicht in Gänze marktreif und stellt besondere Anforderungen an die vorgeschalteten technologischen Prozesse. **33**

34 Aus diesen Einzeluntersuchungen ergeben sich dann die in Abbildung 4.4 dargestellten Gesamtergebnisse für den *exergetischen Wirkungsgrad der Bereitstellung von Nutzenergien aus Bioenergieträgern*.

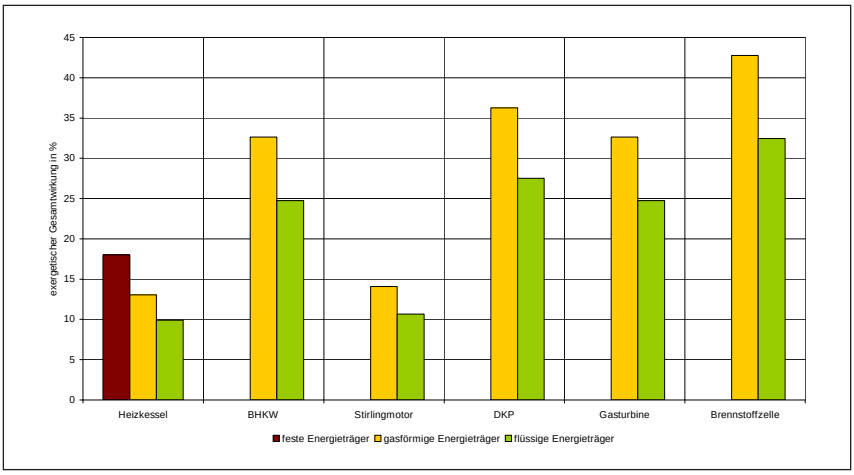


Abb. 4.4: Exergetische Gesamtwirkungsgrade der Bereitstellung von Nutzenergien aus Biomasse

35 Der technologische Vorteil des Heizkessels besteht darin, dass in ihm auch feste Bioenergieträger zum Einsatz kommen können. Die Ergebnisse lassen sich nach den vorhergehenden Diskussionen im Einzelnen nachvollziehen. In der Gesamtschau erscheint wesentlich, dass die exergetische Güte bei der Bereitstellung von gasförmigen Gebrauchsenergienträgern prinzipiell höher ist im Vergleich zu den flüssigen. Diese Erkenntnis ist für die Weiterentwicklung der Bioenergieumwandlung von grundsätzlicher Bedeutung. Bisher wurde ausschließlich, im Wesentlichen aus wirtschaftlichen Gründen, die Erzeugung von flüssigen Energieträgern – eben Kraftstoffe – als Substitute von Erdölimporten in den Mittelpunkt der Betrachtung gestellt. Wenn der Gesichtspunkt der lokalen Energieversorgung im ländlichen Raum stärker einbezogen wird, ist die Erzeugung gasförmiger Gebrauchsenergieträger aus technischer Sicht günstiger. Und die technische Sicht sollte für strategische Entscheidungen letztendlich eine Leitlinie darstellen.

5 Schlussfolgerungen

Auf der Grundlage der Untersuchungsergebnisse ist eine Versuchsanlage entworfen worden (Abb. 5.1), mit der seit einigen Jahren Betriebsergebnisse gesammelt werden konnten. Sie besteht aus einem Vergasungsreaktor, in dem die unterschiedlichsten Bioprodukte zum Einsatz gekommen sind, aus einem Blockheizkraftwerk mit Wärmeauskopplung und einer Kälteerzeugung. Auf diese Weise können das Zusammenspiel der Untersysteme studiert und die theoretischen Ergebnisse experimentell verifiziert werden. Insofern stellt die Versuchsanlage gleichzeitig eine Referenzanlage dar. Da von dem Hintergrund einer dezentralen Energieversorgungsanlage ausgegangen wurde, ist bewusst nicht nur die Wärmebereitstellung, sondern auch die von Kälte in die Betrachtung einbezogen worden. Nach den Überlegungen zu den Transporteigenschaften der verschiedenen Energieformen erfordert die Kälteerzeugung und -verteilung gleichfalls dezentrale Lösungen. Wenn sie darüber hinaus mittels Absorptionsprozessen erzeugt wird, ist so auch für die Sommerperiode ein kontinuierlicher Wärmeverbrauch gegeben. **36**

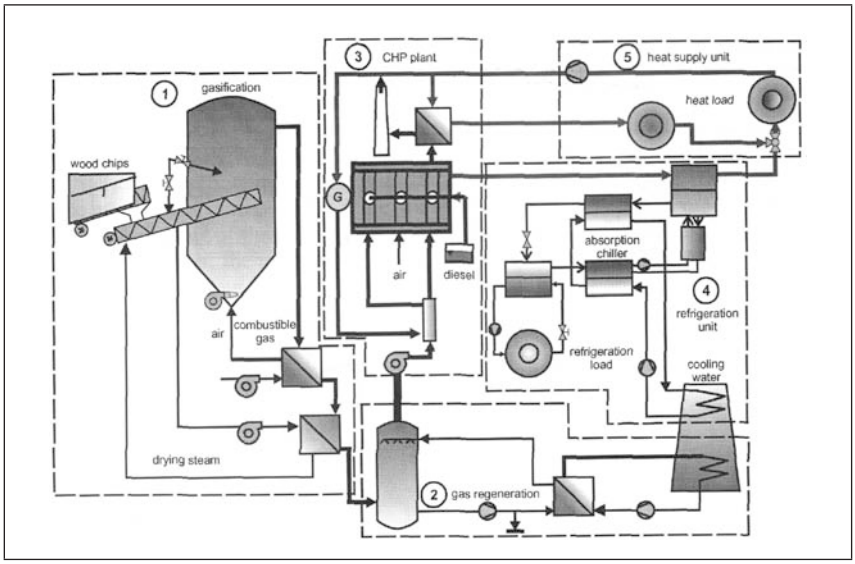


Abb. 5.1: Versuchsanlage zur Biomassenvergasung [3]

37 Noch weitergehende Vorstellung sind von H. Spindler in der Fördergemeinschaft Ökologische Stoffverwertung e.V. (FÖST-Halle) [7] entwickelt worden. Neben ein Energieversorgungssystem, wie es eben vorgestellt wurde, sollte im stofflichen und energetischen Verbund eine Bioethanol- und eine Biodieselanlage sowie eine Biogasanlage angeordnet werden. Das könnte zum Beispiel dadurch zu Synergieeffekten führen, indem die Biogasanlage und vielleicht auch die Vergasungseinrichtungen Rückstände der Ethanol- und Dieselproduktion aufarbeiten und somit der Energieverbrauch der Destillationsanlagen von der Wärmebereitstellung aus dem eigentlichen Kraftwerkskomplex gedeckt wird. Das vorliegende Konzept könnte so als eine Mini-Bioraffinerie bezeichnet werden. Die erforderliche Komplexität der Gesamtanlage würde in jeder Hinsicht eine hohe Flexibilität sichern. Das gilt sowohl für die einzusetzenden Biomassen, die keine reinen Monokulturen erforderten, und natürlich für die Anpassung an die unterschiedlichen energetischen Bedürfnisse. Darüber hinaus wird deutlich, dass durch entsprechende Nachfolgetechnologien eine Art Düngemittelproduktion angeschlossen werde könnte. Für eine abgerüstete Variante bei Beibehaltung der Grundstruktur – Ethanol- und Dieselanlage sowie Biogas- und Vergasungsanlage – ist rein rechnerisch ein möglicher wirtschaftlicher Betrieb aufgezeigt worden.

38 Soweit zwei erste beispielhafte Konzepte. Zusammenfassend soll nochmals betont werden, dass sich bei vielen Problemen, insbesondere aus energiewirtschaftlichen Erfahrungen heraus, als jeweils optimale Lösungen stets ein Kompromiss zwischen den verschiedenen Varianten ergeben hat. Insofern erscheint die ausschließliche Orientierung der Biomassenutzung auf die Erzeugung flüssiger Gebrauchsenergieträger als Kraftstoffe, wie sie derzeit in der Literatur häufig allein vertreten wird, eine Einengung, die zur unvollständigen Ausschöpfung der möglichen positiven Eigenschaften der Biomasse führt. Damit werden mögliche Reserven für eine rationelle und effiziente Gestaltung der gesamten Energieversorgung verschenkt. Als Ergebnis der vorliegenden Zahlenabschätzung für die mögliche Entwicklung der Bioenergienutzung könnte deshalb die folgende Grundstruktur vorgeschlagen werden:

39 Neben der Absicherung der Ernährung könnten die darüber hinaus möglichen Kapazitäten der Bioproduktion über die dezentrale Erzeugung von Gebrauchsenergie für die Bereitstellung flüssiger Energie-

träger, vordergründig als Kraftstoffe, und zum Beispiel über gasförmige Energieträger für die Absicherung der dezentralen Energieversorgung eingesetzt werden. Damit wäre eine nahezu autarke Energieversorgung des ländlichen Raumes zu erreichen und darüber hinaus noch ein erheblicher Export flüssiger Energieträger möglich. Modellrechnungen auf der Grundlage der ermittelten technischen Daten ergaben die in Abbildung 5.2 dargestellten Verhältnisse für einen 1000 ha-Betrieb. Sie belegen diese Aussage quantitativ. Auf diese Weise könnten in technischer Hinsicht aber sicher auch für volkswirtschaftliche Dimensionen sinnvolle Lösungen angestrebt werden. Der Vorteil einer solchen Lösung bestände in der Verminderung der Ansprüche an fossile Energieträger, in der Reduzierung von Energietransporten und damit auch in einem positiven Eingriff in die CO_2-Bilanz sowie in der möglichen Vermeidung von Monokulturen. Als zusätzliche Anforderung müsste ein entsprechendes Angebot an Anlagentechnik entwickelt werden.

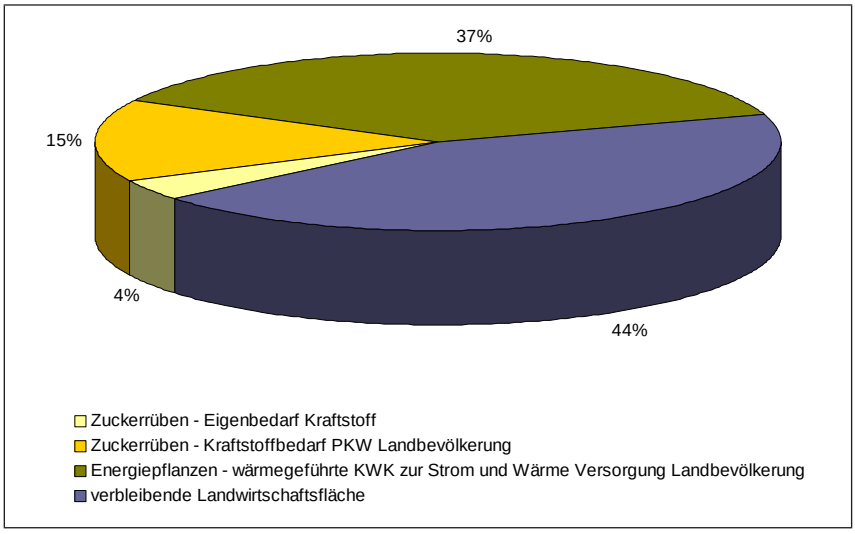


Abb. 5.2: Flächenverteilung eines 1000 ha-Betriebes [4]

Da wir uns im vorliegenden Beitrag auf die quantitative Diskussion naturwissenschaftlicher und technischer Kategorien beschränkt haben, können wir als Leitmotiv über alle diese Überlegungen und Diskussionen den energetischen Imperativ von Wilhelm Ostwald stellen: Vergeude keine Energie, verwerte sie! **40**

6 Literatur

[1] Fratzscher, W. u. K. Stephan (Hg.): Abfallenergieverwertung – Ein Betrag zur Entropiewirtschaft, Braunschweig, Wiesbaden 2000

[2] Fratzscher, W. et al.: Exergie – Theorie und Anwendungen, Leipzig 1986

[3] Hebecker, D. et al.: Hierarchically structured exergetic and exergoeconomic analysis and evaluation of energy conversion processes. In: Energy 46 (2005), S. 1247–1266

[4] Hebecker, D., Purr, I. u. K. Purr: Konversions-, Speicher- und Versorgungstechnologien für die energetische Biomassenutzung. Materialien der IAG Zukunftsorientierte Nutzung ländlicher Räume der BBAW 8, Berlin (2006).

[5] Heinloth, K.: Die Energiefrage, Braunschweig, Wiesbaden 1997

[6] Kaltschmitt, M.: Energetische Nutzung von Biomasse. Technik, Potentiale, Kosten, Umweltaspekte. In: Energie, Nova Acta Leopoldina 339, Bd. 91 (2004), S. 305–329

[7] Spindler, H.: Bericht "Mini-Bioraffinerie" Fördergemeinschaft Ökologische Stoffverwertung e.V., Halle(Saale) 2006

Übersicht

Die Aufsätze, bei denen *Autorennamen* angegeben sind, liegen bereits vor.

2000 Rahmenbedingungen für den Umgang mit Energie

2100 Anteile der einzelnen Energiequellen am Primärenergieverbrauch

2200 Anteile der einzelnen Energiequellen an der Stromerzeugung

2202 Globale Energie- und CO_2-Szenarien *(Groß/Kuckshinrichs/Wagner)*

2300 Energievorräte

2303 Perspektiven der Weltenergieversorgung *(Hilligweg)*

2400 Energiebedarf

2500 Energiebedingte Umweltprobleme

2520 Umweltverträglichkeitsuntersuchung von Offshore-Windenergieparks in der deutschen Nord- und Ostsee – Ein Baustein zum Coastal-Energy-Management *(Runge)*

2600 Potenziale und Zielwerte

2700 Organisation der Energieversorgung

Globale Energie- und CO_2-Szenarien

Christopher Groß, Wilhelm Kuckshinrichs und Hermann-Josef Wagner

Die Gewährleistung einer zukünftigen Energieversorgung der Welt ist Bestandteil politischer Überlegungen und energiewirtschaftlicher Betrachtungen. Internationale Organisationen entwerfen Zukunftsszenarien auf der Basis von sozioökonomischen und technischen Annahmen sowie politischen Entscheidungen und studieren deren Auswirkungen auf die Energiemärkte und CO_2-Emissionen.

Generell wird zwischen Ziel- und Laisser-faire-Szenarien unterschieden.

Alle Szenarien gehen von einem steigenden globalen Energieverbrauch in den nächsten Jahrzehnten aus. Während die meisten Szenarien für Industrieländer einen konstanten oder sogar rückläufigen Energieverbrauch erwarten, wird für die Schwellen- und Entwicklungsländer eine Steigerung berechnet.

Inhaltsübersicht

		Rn.			Rn.
1	Überblick und Einordnung der Szenarien	1–15	3	Primärenergieverbrauch und Energieträgerstruktur	22–27
2	Konzeption und Grundannahmen der Szenarien	16–21	4	Kohlendioxidemissionen	28–32
			5	Literaturverzeichnis	

1 Überblick und Einordnung der Szenarien

Die Zusammensetzung des weltweiten *Primärenergiebedarfs* im Jahr 2006 sowie der energiebedingten Kohlendioxidemissionen im Jahr 2007 wird in den Abbildungen 1.1 und 1.2 nach Regionen aufgeteilt. **1**

Erste Szenarien zur Entwicklung des *Weltenergiebedarfs* wurden z. B. durch den *Club of Rome* im Jahr 1972 mit „The Limits to Growth" [1] erstellt oder zu Beginn der 80er Jahre von Häfele et al. „Energy in a Finite World" [2]. Motivation dazu war die befürchtete Verknappung fossiler Energieträger. Unsicherheiten hinsichtlich der Ressourcen- **2**

vorräte forcierten vor allem die Erstellung von Szenarien, die die Möglichkeiten einer gesicherten Energieversorgung aufzeigten.

3 Ende der 80er Jahre sind neue *Szenarien* entwickelt worden, die neben der Ressourcenverfügbarkeit zusätzlich die Folgen der Energieumwandlung und des Energieverbrauchs auf das Klima einbezogen.

4 Nach Ratifizierung des Kyoto-Protokolls im Jahr 2004 wird in vielen Szenarien die Reduktion von energiebedingten *Treibhausgasemissionen* angestrebt.

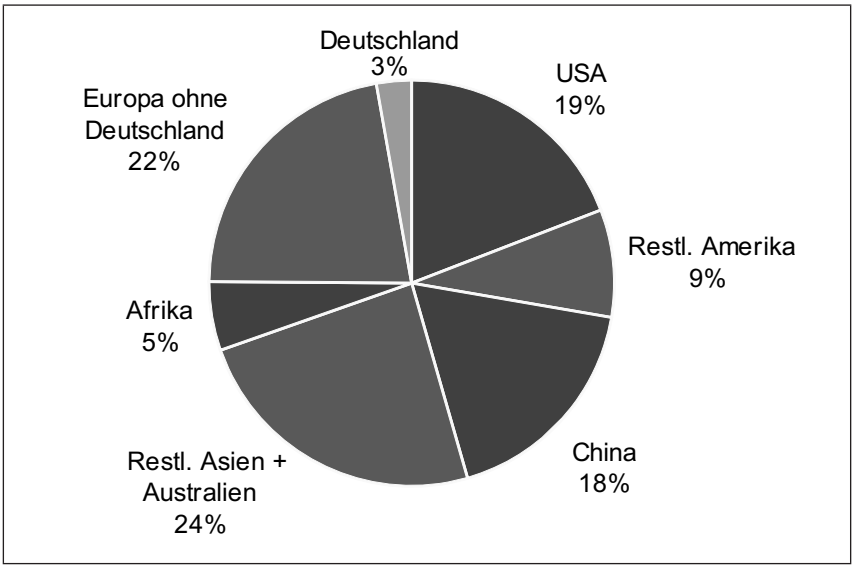


Abb. 1.1: Weltweiter Primärenergiebedarf 2008 insgesamt 514 EJ [3]

5 *Energieszenarien* arbeiten mit frei gewählten, aber in sich konsistenten Annahmen und Vorgaben. Es entsteht somit eine Wenn-dann-Rechnung. Ein Szenario berücksichtigt energiepolitische Maßnahmen, den Stand aktueller Technik sowie Annahmen fortschreitender technischer Entwicklung. Die Ergebnisse dienen dazu, die sich ergebenden rechtlichen, volkswirtschaftlichen, finanziellen, ökologischen, gesellschaftlichen und ordnungspolitischen Konsequenzen besser abschätzen zu können.

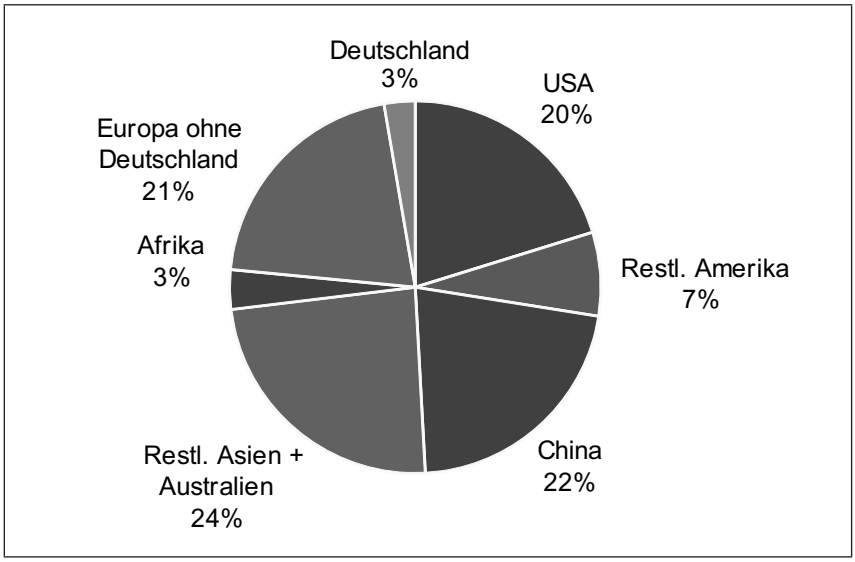


Abb. 1.2: Energiebedingter CO_2-Ausstoß 2007 nach Regionen, insgesamt 31.500 Mio. t [3]

Szenarien lassen mehrere Möglichkeiten für die Entwicklung der Zukunft zu und erklären die fortschreitende Entwicklung als nicht exakt prognostizierbar. Die zeitliche Komponente von Entwicklungsvorgängen kann durch die Darstellung einer Entwicklung, die aus der Gegenwart heraus zu einer Zukunftssituation führt, abgebildet werden. **6**

Im Allgemeinen unterscheidet man zwischen zwei Szenarioarten. Ein antizipatives oder auch zielorientiertes Szenario beschreibt von einem angenommenen zukünftigen Zustand rückwärts gewandt Entwicklungsverläufe, die zu diesem Ergebnis führen. Oft wird z. B. eine Obergrenze für die jährlichen CO_2-Emissionen im Zieljahr gesetzt. Ein exploratives Szenario hingegen beginnt seine Betrachtungen aus der Gegenwart heraus und zeigt mögliche Entwicklungspfade aus dem aktuellen Zeitgeschehen auf. Diese Szenarioart wird auch als Laisser-faire-Szenario bezeichnet. **7**

Unterschiedliche Treiberkräfte (z. B. Energiepolitik, energie- und umweltpolitische Instrumente etc.) führen zu verschiedenen Vorgehensweisen. Ein Teil der Szenarien folgt den Annahmen einer Fortsetzung der vorhandenen wirtschaftlichen, technologischen und **8**

sozioökonomischen Trends und vereinzelter politischer Verpflichtungen (z. B. im Rahmen des Kyoto-Protokolls). Diese Business-as-usual-Entwicklung wird von den meisten Szenarioerstellern als das Referenzszenario vorgestellt.

9 Im Weiteren werden folgende in den letzten Jahren erstellte Studien betrachtet:

(1) International Energy Agency (IEA): World Energy Outlook 2008, 2008 [4]
   [a] Szenario 1: Referenzszenario
   [b] Szenario 2: 550 ppm CO_2 Policy Scenario

(2) European Community (EC): World Energy Technology Outlook 2050 (WETO H2), 2006 [5]
   [a] Szenario 1: Referenzszenario
   [b] Szenario 2: 500 ppm CO_2-Reduktionsszenario

(3) Energy Information Administration (EIA): International Energy Outlook, 2008 [6]

(4) IIASA: GGI Scenario Database [7]
   [a] Szenario 1: B1 Baseline
   [b] Szenario 1: B1 480 ppm CO_2

(5) Shell: Shell Energy Scenarios to 2050, 2008 [8]
   [a] Szenario 1: Scramble
   [b] Szenario 2: Blueprints

(6) Exxon: The Outlook for Energy – A view to 2030, Dezember 2008 [9]

(7) IAEA: Energy, Electricity, Nuclear Power Estimates up to 2030, 2008 [10]
   [a] Szenario 1: Low Estimate
   [b] Szenario 2: High Estimate

(8) Opec: World Oil Outlook 2008, 2008 (11)

10 Sofern die Studien mehrere Szenarien vorstellen, wurden der Übersichtlichkeit halber nur jeweils die zwei Szenarien ausgewählt, die einen weiten Betrachtungsrahmen aufspannen. Im Gegensatz zu Analysen der vergangen Jahren hat sich vor allem die Anzahl der erschie-

nenen Szenarien vervielfacht. Dies könnte auf einem wachsenden Interesse der Öffentlichkeit beruhen, ausgelöst durch eine Vielzahl von Berichten bezüglich Klimaveränderung und Ressourcenknappheit.

11 Angemerkt werden muss, dass das Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) seit 2000 keinen neuen Special Report on Emission Scenarios veröffentlicht hat. Dieser wurde jedoch von dem International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA) fortgeführt und die Ergebnisse in der GGI Scenario Database [7] dokumentiert, welche ebenfalls Beachtung in der nachfolgenden Übersicht finden.

12 Szenarien des World Energy Council (WEC) [12] beschreiben ihre Berechnungen nur in prozentualen Änderungen und verzichten komplett auf absolute Zahlen, was eine Vergleichbarkeit sehr erschwert. Daher werden diese Szenarien hier nicht weiter betrachtet.

13 Die Studien unterscheiden sich im Einzelnen in ihren Annahmen, Betrachtungszeiträumen, Berechnungsmodellen und Ausgangsdaten (Ressourcenverfügbarkeit, Energiepreisentwicklung, Bevölkerungsentwicklung, Wirtschaftswachstum, Kosten und Effizienzparameter technologischer Entwicklungen usw.). Ein detaillierter struktureller Vergleich ist sehr umfangreich. Im Folgenden werden daher nur die Grundstrukturen und quantitativen Ergebnisse der Studien vergleichend analysiert.

Tab.1.1: Art der Untersuchung

Nummerierung/ Szenario/ Auftraggeber	**Art des Szenarios**	**Zeithorizont**	**Fokus**	**Geltungsregion**
[1a] IEA Referenzszenario OECD	Laisser-Faire	2006 bis 2030	Primärenergieverbrauch; CO_2-Emissionen	Global + Regionale Betrachtungen von OECD- und Nicht-OECD-Staaten
[1b] IEA 550 ppm CO_2 Policy Scenario OECD	Ziel-orientiert			

Nummerierung/ Szenario/ Auftraggeber	Art des Szenarios	Zeit-horizont	Fokus	Geltungs-region
[2a] EC Referenzszenario European Community	Laisser-Faire	2001 bis 2050	Primärenergie-verbrauch; CO_2-Emissionen	Global + Alleinige Betrachtung Europas
[2b] EC 500 ppm CO_2-Reduktions-szenario European Community	Ziel-orientiert			
[3] EIA U.S. Department of Energy	Laisser-Faire	2005 bis 2030	Primärenergie-verbrauch; CO_2-Emissionen	Global + Regionale Betrachtungen von OECD- und Nicht-OECD-Staaten
[4a] IIASA B1 Baseline	Laisser-Faire	2000 bis 2100	Primärenergie-verbrauch; CO_2 und weitere Treibhausgase; Temperatur-veränderungen	Global + Unterteilung der Welt in 4 Überregionen (OECD, Asien, Afrika + Lateinamerika, Schwellen-länder) und 11 Unterregionen
[4b] IIASA B1 480 ppm CO_2	Ziel-orientiert			
[5a] Shell: Scramble Shell	Laisser-Faire	2000 bis 2050	Primärenergie-verbrauch; CO_2-Emissionen	Global
[5b] Shell: Blueprints Shell	Laisser-Faire			

Nummerierung/ Szenario/ Auftraggeber	Art des Szenarios	Zeithorizont	Fokus	Geltungsregion
[6] Exxon	Laisser-Faire	2005 bis 2030	Primärenergieverbrauch; CO_2-Emissionen	Global + Regionale Betrachtungen von USA, EU und China/Pazifikraum
[7a] IAEA: Low Estimate	Laisser-Faire	2007 bis 2030	Primärenergieverbrauch; Konzentration auf Kernenergie	Global
[7b] IAEA: High Estimate	Laisser-Faire			
[8] OPEC	Laisser-Faire	2006 bis 2030	Primärenergieverbrauch; Konzentration auf Erdölwirtschaft	Global + Differierende regionale Betrachtungen

Eine eingeschränkte Vergleichbarkeit resultiert zudem daraus, dass die meisten Szenarien die Welt in einzelne Regionen aufteilen und somit schwer vergleichbare regionalspezifische Daten entstehen. Die unterschiedlich großen Betrachtungszeiträume mit zum Teil verschiedenen Stützjahren erschweren ebenfalls die Vergleichbarkeit. Der Artikel greift daher auf die in den Szenarien am häufigsten vorkommenden Stützjahre zurück. Tabelle 1.1 gibt einen groben Überblick über die Einordnung der einzelnen Szenarien. **14**

Die Alternativszenarien der International Energy Agency [1b], der European Commission [2b] und der IIASA [4b] stellen Zielszenarien dar, die eine CO_2-Konzentration in der Atmosphäre von 480–550 ppm im Jahr 2030 anstreben. Neben verschiedenen strukturellen Annahmen wird ein zunehmend globaler Emissionshandel in die Berechnungen miteinbezogen. **15**

2 Konzeption und Grundannahmen der Szenarien

16 Die Szenariotechnik verwendet in ihren Berechnungsmodellen viele verschiedene Parameter und Inputgrößen. Die wesentlichen Inputgrößen sind:

1. Bevölkerungsentwicklung
2. Rohölpreisentwicklung
3. Wirtschaftswachstum
4. Veränderungen der Wirtschaftsstruktur, unterteilt in:
   a. Intrasektoraler Strukturwandel: Veränderungen innerhalb eines Wirtschaftssektors, die zu zu- oder abnehmendem spezifischen Endenergiebedarf führen, z. B. effizientere Energieumwandlung
   b. Intersektoraler Strukturwandel: Veränderung der wirtschaftlichen Bedeutung einzelner Sektoren, z. B. tendenziell geringerer Anteil des tertiären Sektors

17 Hinsichtlich der Bevölkerungsentwicklung nehmen die Szenarien im Wesentlichen eine gleiche Entwicklung an. Bis 2030 steigt die Weltbevölkerung auf etwa 8 Milliarden Menschen an. Bis 2050 wird ein Zuwachs von einer weiteren Milliarde Menschen erwartet. Veränderungen von Altersstrukturen werden global nicht in den Vordergrund gestellt. Demografische Entwicklungen sind zudem regional sehr unterschiedlich.

18 Grundsätzlich gehen alle Szenarien von einem Anstieg der Energiepreise, speziell des Ölpreises, aus. Die dafür zu Grunde liegenden Annahmen sind jedoch unterschiedlich und aufgrund verschiedener Preisbasierung (Jahr) und Darstellung als Nominal- oder Realwert von den Zahlen her nicht ohne weitere Umrechnungen vergleichbar.

19 Annahmen zur Wirtschaftsentwicklung der Szenarien, gemessen am Bruttoinlandsprodukt (BIP), sind Tabelle 2.1 zu entnehmen. Während die Szenarien der European Community [2a+b] eine jährliche Zuwachsrate von 2,2% bis 2030 annehmen, rechnet die EIA mit 4,0 % bis 2030. Im Schnitt liegt die Zuwachsrate des globalen Wirtschaftswachstums bei ungefähr 3,2 %/a.

Eine zusätzliche Annahme in den Szenarien IEA [1a+b], EC [2a+b], Shell [5b] und IIASA [4a+b] ist die zunehmende Einführung der CCS-Technologie (carbon capture and storage), also der Abscheidung und -speicherung von Kohlendioxid aus fossil betriebenen Kraftwerken und weiteren industriellen Punktquellen. **20**

Tab. 2.1: Rahmenannahmen für die betrachteten Szenarien

Nummerierung	**Jahr**	**Bevölkerung**		**Wirtschaftsentwicklung (gemessen an BIP)**	**Energiepreise**
Szenario		**Mrd.**	**Steigerung[1] in %**	**in % pro Jahr**	
[1a+b] IEA	2006	6.5			Rohölpreis: 2008-2015: 100 $\$_{2007}$/b 2015-2030: 122 $\$_{2007}$/b Kohlepreis: 2010-2015: 120 $\$_{2007}$/t 2015-2030: 110 $\$_{2007}$/t
	2030	8.2	26	3.3	
[2a+b] EC	2001	6.1			Steigende Energiepreise, [2a]: Rohölpreis: 2030: 60 $\$_{2005}$/b 2050: 110 $\$_{2005}$/b Kohlepreis: 2050: 110 $\$_{2005}$/t [2b]: Rohölpreis: 2050: 90 $\$_{2005}$/b
	2010	6.8	12	2.9	
	2030	8.1	33	2.2	
	2050	8.9	46	2.2	
[3] EIA	2005	6.5			Rohölpreis: 2015: 70 $\$_{2006}$/b 2030: 113 $\$_{2006}$/b
	2030	8.3	28	4	
[4a+b] IIASA	2000	6.1			Keine Angabe
	2030	8.2	34	3.3	
	2050	8.7	43	3.1	

Nummerierung	Jahr	Bevölkerung		Wirtschaftsentwicklung (gemessen an BIP)	Energiepreise
Szenario		Mrd.	Steigerung[1] in %	in % pro Jahr	
[5a+b] Shell	2000	6			Hohe Energiepreise
	2025	8	33		
	2050	9	50		
[6] Exxon	2005	6.4			Keine Angabe
	2030	8	25	3	
[7a+b] IAEA	2007	6.6			Keine Angabe
	2030	8.1	23		
[8] OPEC	2006	6.6			Nominaler Anstieg des Rohölpreises um 70-90 $/b
	2030	8.2	24	3.5	

1 bezogen auf das Ausgangsjahr des Szenarios

21 Wie zuvor erwähnt, spielen interne Strukturveränderungen eine wichtige Rolle. Effizienzsteigernde Maßnahmen und neue Techniken in der Energieumwandlung resultieren in niedrigerem Endenergiebedarf und möglichweise in einer reduzierten CO_2-Emission. Intersektoraler Strukturwandel, also die Veränderung der wirtschaftlichen Bedeutung einzelner ökonomischer Sektoren, z. B. die zunehmende Entwicklung zu mehr Dienstleistungsangeboten und weniger Basisindustrie, wird oft als wichtiger Bestandteil autonomer Energieeffizienzsteigerung bezeichnet. Diese findet sich besonders bei „Laisserfaire-Szenarien" als Grundannahme wieder.

3 Primärenergieverbrauch und Energieträgerstruktur

22 Der weltweite Primärenergieverbrauch betrug 2006 rund 500 EJ/a. Alle Szenarien erwarten einen Anstieg über den Betrachtungszeitraum. Dieser variiert für 2030 zwischen 580 EJ/a und 830 EJ/a.

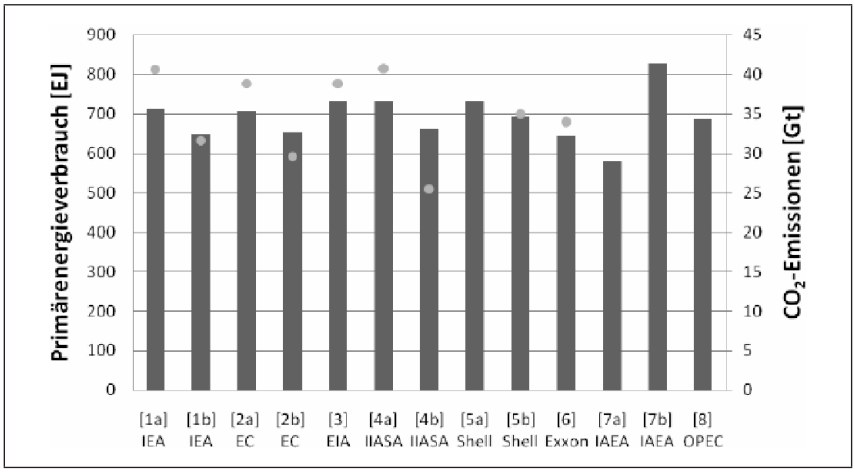


Abb. 3.1: Primärenergieverbrauch (Balken) und CO_2-Emissionen (Punkte) 2030

Für die Dekaden nach 2030 sagen die Szenarien einen weiteren An- **23**
stieg im Bereich von 770 EJ/a bis 940 EJ/a für 2050 voraus.

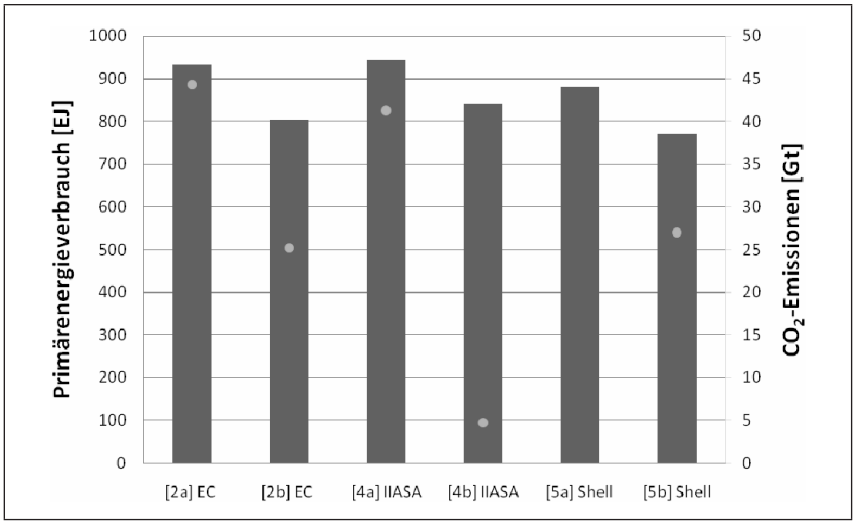


Abb. 3.2: Primärenergieverbrauch (Balken) und CO_2-Emissionen (Punkte) 2050

24 Ein weiteres Ergebnis der Szenarien ist die sich verändernde Energieträgerstruktur. Im Jahr 2006 betrug der Anteil der Primärenergieversorgung durch fossile Energieträger 81 % (34 % Erdöl, 26 % Kohle, 21 % Erdgas). Tabelle 3.1 erfasst die Anteile der einzelnen Energieträger am Gesamtenergiebedarf.

Tab. 3.1: Struktur der Primärenergieträger

Nummerierung/ Szenario	**Jahr**	**Primärenergiebedarf**	**Prozentuale Aufteilung**				
		EJ	**Öl**	**Erdgas**	**Kohle**	**Kernenergie**	**Erneuerbare**
Statistik	2006	491	34	21	26	6	13
[1a] IEA	2006	491	34	21	26	6	13
	2030	712	30	22	29	5	14
[1b] IEA	2006	491	34	21	26	6	13
	2030	648	30	22	23	7	18
[2a] EC	2001	412	35	20	24	7	14
	2030	706	32	24	24	8	12
	2050	933	27	18	26	14	15
[2b] EC	2001	412	35	20	24	7	14
	2030	653	31	25	19	10	15
	2050	804	23	20	15	21	21
[3] EIA	2005	488	37	23	26	6	8
	2030	733	33	24	29	6	8
[4a] IIASA	2000	402	38	22	24	2	14
	2030	734	28	33	13	3	23
	2050	942	21	35	8	6	30
[4b] IIASA	2000	402	38	22	24	2	14
	2030	662	30	32	6	5	27
	2050	839	15	26	1	12	46

Nummerierung/ Szenario	Jahr	Primärenergiebedarf	Prozentuale Aufteilung				
		EJ	Öl	Erdgas	Kohle	Kernenergie	Erneuerbare
[5a] Shell	2000	417	35	21	23	7	14
	2030	734	24	18	29	5	24
	2050	880	16	12	30	5	37
[5b] Shell	2000	417	35	21	23	7	14
	2030	692	28	20	27	5	20
	2050	769	20	16	27	7	30
[6] Exxon	2005	478					
	2030	644	34	25	19	8	14
[7a] IAEA	2007		32	23	27	6	12
	2030	579				6	
[7b] IAEA	2007		32	23	27	6	12
	2030	826				7	
[8] OPEC	2006	453	37	22	28	7	6
	2030	686	33	24	29	6	8

25 Es ist zu erkennen, dass die meisten Szenarien bis 2030 von einer nur wenig veränderten Energieträgerstruktur ausgehen.

26 Die Szenarien der IIASA [4a+b] und Shell [5a+b] prognostizieren einen größeren Rückgang der fossilen Energieträger um rund 5 bis 15 % zugunsten erneuerbarer Energieanteile. Bei den zielorientierten Szenarien der IEA [1b] und der European Community [2b] sind kleinere Umverteilungen zu erkennen, die auf die angestrebte Reduktion der Kohlendioxidemissionen zurückzuführen sind. Der Kernenergieanteil bleibt über diesen Zeitraum nahezu konstant. In Abbildung 3.3 ist die Verteilung der Energieträger zusammengefasst. Die Abbildung vermittelt grafisch sofort den nach wie vor hohen Anteil fossiler Energieträger in den Szenarien im Jahre 2030 (s. rechte Legende) und auch im Jahre 2050 liegt er noch über 50 %.

27 Erst nach 2030 ist eine wesentliche Veränderung der Struktur des Energiemixes zu erkennen. Der Rückgang von fossilen Energieträgern ist vor allem mit einem Zuwachs an erneuerbarer Energie verbunden. Diese können ihren Anteil auf durchschnittlich etwa 30 % erweitern. Der Anteil der Kernenergie bleibt in allen Szenarien unter 20 %, bei den Meisten unter 10 %. Die Ausnahme bildet das Szenario [2b] der European Community. Die größte Umverteilung weist das Szenario [4b] der IIASA auf. Dies basiert vor allem auf der Vorgabe einer bedeutenden Kohlendioxidminderung. Der ebenfalls hohe Anteil erneuerbarer Energien des Szenarios [5a] von Shell im Jahr 2050 resultiert aus der Annahme einer massiven Zunahme der Energieerzeugung aus Biomasse.

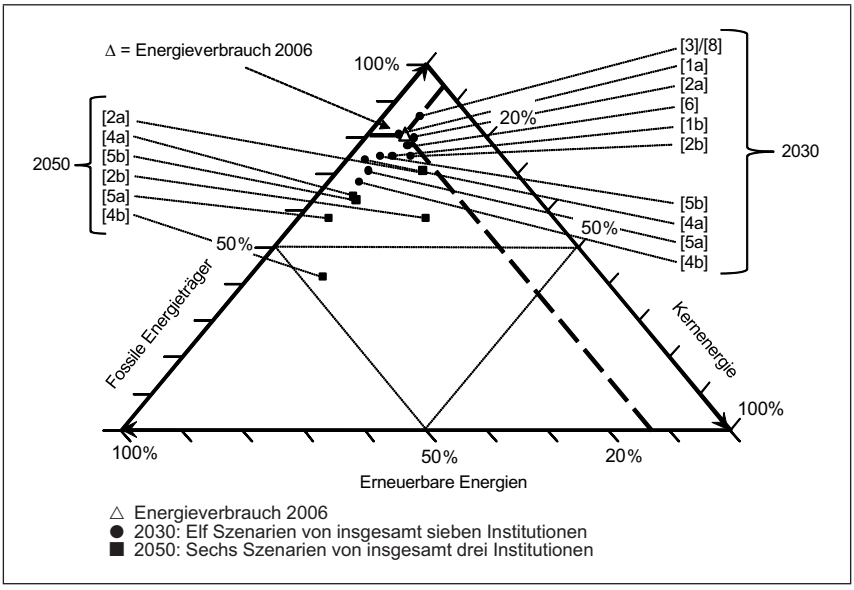


Abb. 3.3: Prozentuale Zusammensetzung des Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern
(Lesebeispiel: Man legt die Parallelen durch den betrachteten Punkt und ermittelt die Werte der einzelnen Energieträger auf den entsprechenden Achsen. Für 2006 ergibt sich: Fossile Energieträger 81 %, Erneuerbare Energien 13 %, Kernenergie 6 %.)

4 Kohlendioxidemissionen

Die Energieerzeugung verursachte im Jahr 2007 30,9 Gt[1] CO_2. Die Szenarien von Shell [5a], der IAEA [7a+b] und der OPEC [8] weisen nicht explizit CO_2-Emissionszahlen aus. Tabelle 4.1 zeigt einen Überblick über die vorhandenen prognostizierten Entwicklungen. **28**

Tab. 4.1: Entwicklung der globalen CO_2-Emissionen in den ausgewählten Szenarien in Gt CO_2

Nummerierung/Szenario	Betrachtetes Jahr			
	2008	**2020**	**2030**	**2050**
Statistik	31,5			
[1a] IEA		36,4	40,6	
[1b] IEA		31,6	31,6	
[2a] EC			38,8	44,3
[2c] EC			29,6	25,2
[3] EIA			38,8	44,3
[4a] IIASA		37,9	40,7	41,3
[4b] IIASA		30,5	25,5	4,8
[5b] Shell: Blueprints			35	27
[6] Exxon			34	

Die Daten in Tabelle 4.1 entsprechen den CO_2-Emissionen abzüglich der durch CCS gespeicherten Menge. Dies gilt allerdings nicht zwingend für das Shell-Szenario [5b], da keine Angabe zu der Zusammensetzung der Emissionen gemacht wird. Die Referenzszenarien der IEA [1a], der EC [2a], der EIA [3] und der IIASA [4a] weisen in etwa vergleichbare Werte für 2030 im Bereich von ca. 38–41 Gt/a auf. Shell [5b] und Exxon [6] liegen etwa 5 Gt/a unter diesem Wert aufgrund von Strukturveränderungen in der Energieeffizienz. **29**

Bei Szenarien mit einem expliziten CO_2-Minderungsziel sind selbstverständlich geringere Ausstöße vorzufinden, die in etwa dem Level **30**

1 Oftmals werden die Emissionen in der Literatur auch in t Kohlenstoff angegeben. Dabei entpricht 1 t Kohlenstoff etwa 3,68 t Kohlendioxid.

von 2006 entsprechen. Im Jahr 2050 wird der Unterschied zwischen den Szenarien zunehmend extremer. Während die angesprochenen Referenzszenarien Werte von in etwa 44 Gt/a aufweisen, berechnet das Alternativszenario der IIASA einen Wert von 4,8 Gt/a. Zurückzuführen sind die Veränderungen auf die Struktur des Energieträgermixes, der sich ab 2030 zugunsten erneuerbarer Energien verschiebt.

31 Der strukturelle Effekt einer sich, mit Blick auf die Klimaproblematik, wandelnden Energieversorgung wird besonders deutlich bei Betrachtung der Kohlenstoffintensität der Energieversorgung (s. Abb. 4.1). Sie ist ein Maß für die spezifische Freisetzung von Kohlenstoff aus der Umwandlung des verwendeten Mixes von Primärenergieträgern. Beeinflusst wird dieses Maß zum einen durch die Effizienz der Umwandlung fossiler Primärenergieträger, zum anderen durch die Wahl der eingesetzten Energieträger (z. B. Erdgas oder Kohle). Die Kohlenstoffintensität der Energieversorgung sinkt, wenn die Effizienz der Energieumwandlung steigt, bzw. wenn der Anteil kohlenstoffreicher Primärenergieträger zugunsten kohlenstoffarmer oder -freier Primärenergieträger verringert wird.

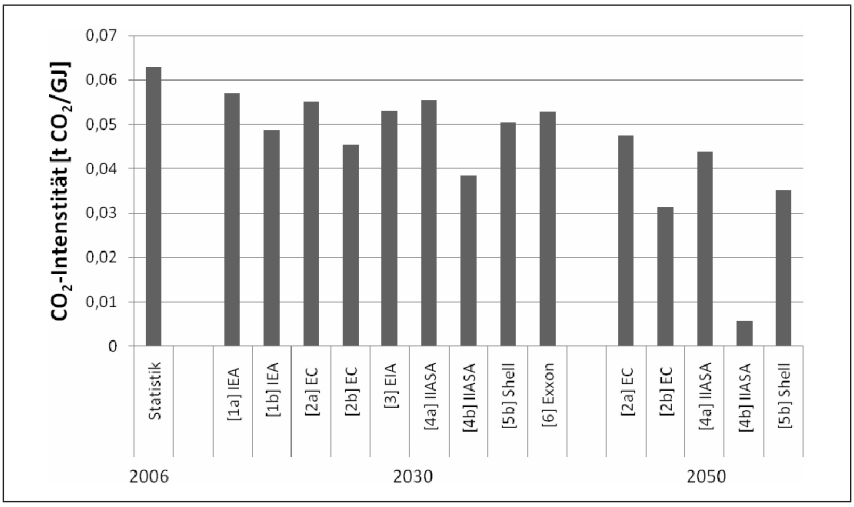


Abb. 4.1: CO_2-Intensität der Primärenergieversorgung

32 Insgesamt ist ein Abwärtstrend der CO_2-Intensität zu erkennen. Dies ist auf die Annahme einer energieeffizienteren Energieumwandlung, die in allen Szenarien enthalten ist, und insbesondere auch auf einen

Energieträgerwechsel bzw. den verstärkten Einsatz von Erneuerbarer Energie zurückzuführen.

5 Literaturverzeichnis

[1] **Meadows, D.H.; Meadows, D.I., Raneders, J. et al.** *The Limits to Growth.* Steckelhoern 9, 20457: Club of Rome, 1972.

[2] **Häfele et al.** *Energy in a Finite World.* Cambridge/Mass: International Institute for Applied System Analysis, Ballinger Verlag, 1981.

[3] **BMWi, Bundeswirtschaftsministerium für Wirtschaft und Technologie –.** Energiedaten. [Online] 2009. http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/energiestatistiken.html.

[4] **International Energy Agency (IEA).** *World Energy Outlook 2008.* Rue de la Fédération 9, 75739 Paris Cedex 15, France, 2008.

[5] **Directorate-General for Research.** *World Energy Technology Outlook 2050 (WETO H2).* 1049 Brussels, Belgium: European Commission (EC), 2006.

[6] **Office of Integrated Analysis and Forecasting.** *International Energy Outlook 2008.* 20585 Washington DC, USA: U.S. Department of Energy, 2008.

[7] **(IIASA), International Institute for Applied Systems Analysis.** GGI Scenario Database. [Online] 2007. [Cited: Juni 9, 2009.] http://www.iiasa.ac.at/web-apps/ggi/GgiDb/dsd?Action=htmlpage&page=series.

[8] **Shell International.** Shell Energy Scenarios to 2050. *Shell.com.* [Online] 2008. [Cited: Juni 5, 2009.] http://www-static.shell.com/static/public/downloads/brochures/corporate_pkg/scenarios/shell_energy_scenarios_2050.pdf.

[9] **Exxon.** The Outlook for Energy – A view to 2030, *Exxon.com.* [Online] [Cited: Juni 5, 2009.] http://www.exxonmobil.com/corporate/files/news_pub_2008_energyoutlook.pdf.

[10] **International Atomic Energy Agency.** Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates up to 2030. *iaea.org*. [Online] 2008. [Cited: Juni 5, 2009.] http://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/RDS1-28_web.pdf.

[11] **OPEC.** World Oil Outlook 2008. *opec.org*. [Online] [Cited: Juni 5, 2009.] http://www.opec.org/library/world%20oil%20outlook/WorldOilOutlook08.htm.

[12] **(WEC), World Energy Council.** *Energy Policy Scenarios to 2050*. Warwick Street 1-4, London, November 2007.

Perspektiven der Weltenergieversorgung

Gerd Hilligweg

Inhaltsübersicht

		Rn.
1	Wachsender Weltenergiebedarf	2–4
2	Energieträgermix der Zukunft	5–10
3	Energie als Schlüsselfaktor	11–12
4	Wachsende Importabhängigkeit	13–15
5	Aus der Vergangenheit lernen	16–17
6	Anpassungsreaktionen des Marktsystems	18–21
7	Strategien gegen Ressourcenerschöpfung	22–23
8	Falsche Verzichtsstrategien	24
9	Ein kurzes Fazit	25

Schlagwortübersicht

	Rn.
Effizienzsteigerung	23
Eniergieimportabhängigkeit	13
Energiepreiserhöhungen	24
Entwicklungsländer	11
Erneuerbare Energie	9
Fossile Energien	6
Funktionsfähigkeit des Marktmechanismus	18
Importquote	14
Industrieländer	11
Kernenergie	8
Konfliktpotential zwischen Energieversorgung und Umweltschutz	24
Schwellenländer	11
Sicherstellung der zukünftigen Weltenergieversorgung	5
Steigerung der globalen Energienachfrage	3
Veränderte Marktkostellationen	21
Verteuerung der Ölpreise	16
Weltenergiebedarf	2

Vor dem Hintergrund des gewaltigen Energiehungers der Welt wer- **1**
den alle Energien und alle technischen Optionen benötigt, um einer wachsenden Weltbevölkerung die Teilnahme an wirtschaftlichem und sozialem Wohlstand zu ermöglichen. Die möglichst sparsame und ef-

fiziente Nutzung des Faktors Energie ist – global wie regional der einzig zielführende Weg, um den ökonomischen, ökologischen und sozialen Erfordernissen gerecht zu werden.

1 Wachsender Weltenergiebedarf

2 An der Schwelle zum 21. Jahrhundert wird weltweit mehr Energie verbraucht als je zuvor. Allein in den letzten drei Jahrzehnten hat sich der **Weltenergiebedarf** verdoppelt. Diese Tendenz wird sich auch in den nächsten Jahrzehnten fortsetzen. Das Wachstum der Weltbevölkerung von derzeit 6 auf knapp 8 Milliarden (Mrd.) Menschen bis 2020 und 9–10 Mrd. Menschen bis 2050[1)], der wirtschaftliche Aufholprozeß in den Schwellenländern und eine bessere Versorgung der Bevölkerung in den Entwicklungsländern lassen keine Wende beim globalen Energieverbrauch zu. In den weniger entwickelten Ländern leben schon heute gut 4 Mrd. Menschen. Sie benötigen eine ausreichende und bezahlbare Energie als Voraussetzung für Wachstum und Beschäftigung.

3 Der Weltenergierat[2)] erwartet bis 2020 eine weitere **Steigerung der globalen Energienachfrage** um mindestens 40 Prozent – von heute rd. 13,6 Mrd. Tonnen Steinkohleeinheiten (t SKE) auf dann rd. 19 Mrd. t SKE. D. h., daß im Jahr 2020 eine Energiemenge zusätzlich benötigt wird, die weit größer ist als die heutige Weltölförderung. Dies ist eine eher vorsichtige Schätzung; sie setzt voraus, daß die Entwicklungsländer und die Staaten Osteuropas Anschluß an die hohe und wachsende Energieeffizienz der westlichen Industrieländer finden. Andernfalls ist ein höherer Anstieg vorgezeichnet. Das US-Energieministerium prognostiziert bis zum Jahr 2020 sogar einen Anstieg des weltweiten Primärenergieverbrauchs um 75 Prozent gegenüber 1995. Am weitesten in die Zukunft reichen Szenarien des

1 Vgl. Vereinte Nationen (Hrsg.): Weltbevölkerungsbericht, New York 1999.

2 Der Weltenergierat (WEC) mit Sitz in London, der 1924 gegründet wurde und dem über 100 nationale Komitees angehören, ist heute die bekannteste repräsentative Plattform für die Diskussion aktueller, vor allem aber langfristiger Fragen der Energietechnik, der Energiewirtschaft und der Energiepolitik. Der Weltenergierat ist nichtstaatlich, umfaßt jedoch alle Regionen und politischen Gruppierungen – Nord und Süd, Ost und West, Industrieländer ebenso wie Entwicklungs- und Schwellenländer. Seit Jahren gilt die Arbeit des Weltenenergierates zunehmend auch Umwelt- und Klimafragen.

Weltenergierates in Zusammenarbeit mit dem International Institute for Applied System Analysis (IIASA), die die Energiewelt bis 2100 beschreiben. Danach wird bis zum Jahr 2050 eine Verdoppelung und bis 2100 gar eine Verdreifachung des Weltenergieverbrauchs für wahrscheinlich gehalten.[3)]

Mit jährlichen Zuwachsraten von 3,8 Prozent fällt das Wachstumstempo in den Entwicklungs- und Schwellenländern besonders hoch aus; für die Industrieländer wird eine Zuwachsrate von durchschnittlich 1,2 Prozent pro Jahr zugrunde gelegt. Die Gewichte auf den Weltenergiemärkten werden sich damit in Zukunft entscheidend verlagern. Beanspruchen die Industrieländer – mit nur rund einem Viertel der Weltbevölkerung – heute noch rund drei Viertel des weltweiten Energieverbrauchs, so wird sich dieser Anteil in den nächsten Jahrzehnten nachhaltig zugunsten der Entwicklungs- und Schwellenländer verschieben, denn der Verbrauchszuwachs wird zu über zwei Dritteln in den Staaten Asiens, Südamerikas und Afrikas erwartet. **4**

2 Energieträgermix der Zukunft

Zur **Sicherstellung der zukünftigen Weltenergieversorgung** müssen nach übereinstimmender Meinung aller Energieexperten alle energiepolitischen Handlungsmöglichkeiten offen gehalten werden. Dabei reicht der Bogen von der Kernenergie über die fossilen Brennstoffe bis hin zu den erneuerbaren Energien. Den wesentlichen Beitrag zur Deckung des Energiebedarfs müssen auch künftig die klassischen Energien Erdöl, Erdgas und Kohle tragen. **5**

Die bekannten wirtschaftlich gewinnbaren Vorräte gewährleisten, daß die **fossilen Energien** noch auf lange Sicht zur Verfügung stehen.[4)] Auch für das Jahr 2020 wird der Anteil von Öl, Gas und Kohle **6**

3 In ihrer Studie über die Perspektiven der Energieversorgung bis 2100 beschreiben Weltenergierat/IIASA insgesamt sechs Szenarien mit einerseits deskriptiver Prägung (mögliche Entwicklungen werden ohne signifikante Veränderungen in Politik, Wirtschaft und Technologie beschrieben) und andererseits normativer Prägung (Szenarien versuchen, die Folgen bestimmter Änderungen bei bestehenden politischen Strategien, Institutionen und Technologien zu berücksichtigen). Die Zusammensetzung des Energieträgermix variiert dementsprechend deutlich zwischen den Szenarien. [Vgl. hierzu im einzelnen: International Institute for Applied System Analysis (IIASA): Global Energy Perspectives, London 1998.]

4 Vgl. Dittmann,A./Zschernig, J. (Hrsg.): Energiewirtschaft, Stuttgart 1998, S. 25f.

auf 80 Prozent der Weltenergieversorgung veranschlagt. Bei weiter steigendem Gesamtenergiebedarf könnte – so ein erstelltes Szenario von Weltenergierat/IIASA – ihr Anteil 2050 noch bei 64 Prozent und 2100 bei 45 Prozent liegen.[5)]

7 Vor dem Hintergrund der weltweit wachsenden Energienachfrage wird für Erdgas eine sehr günstige Entwicklung vorhergesagt, während Erdöl relativ zurückfällt. Die Bedeutung der Kohle wird weiter zunehmen. So sehen Weltenergierat/IIASA fast eine Verdoppelung des Kohleverbrauchs bis 2050 voraus, vor allem in Entwicklungs- und Schwellenländern. Anders als Öl, das heute schon zu 55 Prozent international gehandelt wird, wird der weit überwiegende Teil der Kohle im jeweiligen Förderland selbst eingesetzt.

8 Auch die **Kernenergie** könnte einen wachsenden Beitrag zur Weltenergieversorgung leisten. Ihr Anteil wird von Weltenergierat/IIASA auch zukünftig auf knapp 6 Prozent veranschlagt. Diese Prognose zeigt deutlich die Grenzen eines Szenarios auf, daß immer auch mit Setzungen arbeiten muß. So unterliegt die optimistische Zukunftsaussicht der Kernenergie den Annahmen der langfristig gesellschaftlichen Akzeptanz dieser Technologie sowie der Erfüllung von Anforderungen an Wirtschaftlichkeit und Sicherheit, etwa auch der Schließung des Nuklearbrennstoffkreislaufs.

9 Die Wasserkraft als traditionelle **erneuerbare Energie** trägt heute mit 3 Prozent zur weltweiten Energieversorgung bei. Ihre Nutzung vollzieht sich aufgrund der unterschiedlichen natürlichen Gegebenheiten regional differenziert. An Bedeutung gewinnt sie vor allem in China und Afrika.

10 Für die sogenannten neuen regenerativen Energieträger, d. h. Wind, Biomasse, Sonne usw., ergeben sich deutlich wachsende Beiträge. Ihr Anteil wird bis 2020 rund 5 Prozent erreichen. Der Umbau des Energiesystems hin zu erneuerbaren Energieträgern und zu neuen Technologien wie der Brennstoffzelle ist aber noch ein fernes Ziel. In den nächsten Jahrzehnten wird sich das Schwergewicht der Investitionen weiterhin auf die bewährten Energieformen konzentrieren. Der Investitionsbedarf in der Energiewirtschaft ist sehr groß. Nach Be-

5 Vgl. u. a. Deutsches Nationales Komitee des Weltenenergierates (DNK): 17. Kongreß des Weltenergierates 1998 – Kurzdokumentation, Düsseldorf 1999, S. 4ff.

rechnungen des Weltenergierats müssen bis 2020 etwa 30 000 Mrd. US-Dollar investiert werden, das ist mehr als das Weltsozialprodukt eines ganzen Jahres.

3 Energie als Schlüsselfaktor

11 Die steigende Nachfrage nach Energie spiegelt den Anspruch eines immer größer werdenden Teils der Weltbevölkerung nach wirtschaftlichem und sozialem Wohlstand wider. Energie ist damit ein strategisches und für die nachhaltige Entwicklung jeder Volkswirtschaft unerläßliches Schlüsselelement.

- In den **Industrieländern** ist eine verläßliche Energieversorgung Grundvoraussetzung ebenso für Produktion wie für Dienstleistung; sie sichert damit Arbeitsplätze, Wohlstand und Qualität des Wirtschaftsstandorts.
- In den **Schwellenländern** ist die Versorgung mit Energie der Treibstoff für den wirtschaftlichen Aufholprozeß. Einen Eindruck von der Dynamik dieses Prozesses vermittelt der immense Wirtschaftsaufschwung der asiatisch-pazifischen Wachstumsstaaten innerhalb des letzten Jahrzehnts. Die energiearmen Schwellenländer richten dabei ihre wachsende Energienachfrage auf den Weltmarkt.
- In den **Entwicklungsländern** ist Energie Voraussetzung für die Überwindung von Armutsgrenzen. Die wachsenden Ballungsräume werden hier zu Magneten der Energienachfrage. Der Ausbau der städtischen Infrastruktur, die Versorgung mit Elektrizität, die Schaffung von Arbeitsplätzen und Wohnraum sind energieintensive Voraussetzungen, um der Bevölkerung in den heute durch Elendsviertel und geringe Lebenserwartung geprägten Ballungsräumen eine menschenwürdige Perspektive zu eröffnen.

12 Die Versorgung der wachsenden Weltbevölkerung mit ausreichender und bezahlbarer Energie – dies unter bestmöglicher Schonung der Umwelt – ist somit das vorrangige Gebot für die Zukunft.

4 Wachsende Importabhängigkeit

13 Die sehr ungleichmäßige Verteilung der Weltenergieressourcen macht diese Aufgabe nicht leichter. Bevölkerungszunahme und wachsender

Energieverbrauch führen zugleich zu einem Anstieg der **Energieimportabhängigkeit**. Während heute schon etwa 50 Prozent der Weltbevölkerung von Energieimporten abhängig sind, wird dieser Anteil bis zum Jahr 2020 auf rund 80 Prozent steigen. Diese wachsende Energieimportabhängigkeit ist sowohl Chance für den Welthandel als auch – angesichts der mit rund 80 Prozent sehr hohen Konzentration der Öl- und Gasreserven auf die Staaten der ehemaligen UdSSR sowie des Nahen und Mittleren Ostens – politischer Zündstoff.

14 Mit großem Optimismus werden heute die Aussichten des kaspischen Öls bewertet. Viele Experten sehen in der Region um das Kaspische Meer schon den Persischen Golf des 21. Jahrhunderts. Dort liegen die zweitgrößten Erdölreserven der Welt – nur Saudi-Arabien hat mehr. Zusammen mit den Energievorräten der Golfregion bilden sie ein neues energiepolitisches Machtzentrum, aufgrund der geographischen Form als „Strategische Ellipse" bezeichnet. Europa und der Ferne Osten werden zunehmend um die Energien dieser Region wetteifern. Westeuropa beansprucht über 20 Prozent des gesamten Weltölverbrauchs, besitzt aber nur 2 Prozent der Vorräte; bei Erdgas ist die Situation nur wenig besser. Ähnlich ist die Ausgangslage im Fernen Osten. Die Abhängigkeit der Energieversorgung der Europäischen Union könnte nach neueren Einschätzungen der Europäischen Kommission bis 2020 auf über 70 Prozent bei der Kohle, über 80 Prozent beim Gas und über 90 Prozent beim Öl anwachsen. Bei Erdöl und Erdgas ist der Anstieg der Importe aufgrund der relativ geringen eigenen Vorräte zwangsläufig, bei der Kohle ist er politisch bestimmt. Noch vor dem Jahr 2010 wird Deutschland zu etwa 70 Prozent von Importenergien abhängig sein. Die **Importquote** ist für sich allein genommen noch kein Krisensignal. Sie ist – zumal bei steigender Tendenz – jedoch ein Indiz für Störanfälligkeiten, die für ein hochindustrialisiertes Land zum Problem werden können, denn eine sichere und zugleich wettbewerbsfähige Energieversorgung ist von existentieller Bedeutung für den Wirtschaftsstandort.

15 So rät der Weltenergierat: „Wir sollten uns besser frühzeitig auf ein Szenario einstellen, in dem alle aufstrebenden Länder ihre geballte Kaufkraft auf die Länder des Nahen und Mittleren Ostens sowie die frühere UdSSR richten, um sich dort das für ihre Wirtschaft lebenswichtige Mineralöl und Erdgas zu sichern – aus Quellen also, die viele Europäer und Amerikaner heute noch stillschweigend als für die Ver-

sorgung des Westens reserviert betrachten. Durch verstärkte internationale und interregionale Kooperation sowie durch eine stärkere Orientierung der nationalen Energiestrategien an den globalen Zusammenhängen müssen die weltweiten Energiehandelsströme stabilisiert werden."[6)]

5 Aus der Vergangenheit lernen

16 Die Gefahren einer hohen Konzentration auf der Angebotsseite sind der Wirtschaftswissenschaft seit langem bekannt. Sie verweist auf die Möglichkeiten zur autonomen Preisfestsetzung durch einen Monopolisten bzw. durch ein enges Oligopol, d. h. wenige Anbieter, und das hieraus erwachsende Machtungleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage. Ein drastisches Beispiel bot die Energiewirtschaft in den Jahren 1973/74 und 1979/80. In dieser Zeit wurden die westlichen Industrienationen „quasi über Nacht" von einer starken **Verteuerung der Ölpreise** überrascht. Die maßgeblichen Ölförderländer hatten sich zu einem Kartell – der OPEC – zusammengeschlossen, um mittels einer gemeinsamen Strategie der Begrenzung der Fördermengen über Länderquoten den Ölpreis in die Höhe zu treiben.

17 Die Politik war zunächst von Erfolg gekrönt. Schnell stiegen die Ölpreise 1973/74 von etwa 3 auf 11 Dollar/Barrel (b) an. Anfang der 80er Jahre kam es zu einem weiteren Preissprung auf 34 Dollar/b. Die Verteuerung beschränkte sich aber keineswegs nur auf das Öl selbst, sondern zog die Preise der anderen wichtigen Energieträger – Gas und Kohle – gleichfalls in die Höhe. Deutlich zeigte sich während der „Ölpreiskrisen", wie wichtig eine gesicherte Energieversorgung für jede Volkswirtschaft ist. Bleibt der „autofreie Sonntag" in der Rückschau nicht viel mehr als eine historische Anekdote, so sollten die durch den drastischen Auftrieb der Energiepreise bedingten Wachstumseinbußen dieser Zeit als eine **nachhaltige Warnung** vor allzuviel Sorglosigkeit in den Fragen der Energieversorgung in Erinnerung bleiben.

6 Zitiert in: Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus: Steinkohle 1996, Essen 1996, S. 19.

6 Anpassungsreaktionen des Marktsystems

18 In der Zeit hoher Ölpreise gelang es aufgrund der **Funktionsfähigkeit des Marktmechanismus** schnell, durch eine Diversifizierung der Energieträgerstruktur, durch forcierte Energieeinsparungen und durch die Exploration und konsequente Nutzung eigener Energievorräte, etwa der Öl- und Gasvorräte in der Nordsee, die Importabhängigkeit vom OPEC-ÖL zu vermindern und damit die Marktmacht des OPEC-Kartells – zumindest bis heute – zu brechen. Wieder einmal zeigte sich, was der Ökonom Hicks schon 1932 trefflich feststellte: „A change in the relativ prices of the factors of production is itself a spur to invention, and to innovation of a particular kind – directed to economising the use of a factor which has become relatively expensive."[7] Doch in der Perspektive wird die OPEC – so schätzen sowohl das US-Energieministerium als auch die Internationale Energie-Agentur ihren Anteil an der globalen Erdölproduktion längerfristig wieder auf mehr als die Hälfte ausdehnen. Könnte es dann zu einer späten Genugtuung der Ölpreis-Prognostiker der 70er Jahre kommen, die damals Langzeitprognosen von 100 Dollar/Barell Öl aufstellten? Oder wird der Markt – dies ist die feste Überzeugung des Autors – über Anpassungsreaktionen erneut schnell genug reagieren können?

19 Den Zwiespalt zwischen Prognose und Wirklichkeit hat schon im 18. Jahrhundert der bekannte Ökonom Robert Thomas Malthus mit seinen Thesen über Reichtum und Bevölkerung belegt.[8] Malthus hatte, für die damalige Zeit völlig richtig, bemerkt, daß die menschliche Population dazu tendierte, sich in konstanten Zeitabschnitten zu verdoppeln. Dieser exponentiell wachsenden Bevölkerung stellte Malthus ein, wie er glaubte, auf ewig nur linear wachsendes Sozialprodukt gegenüber, das die explodierende Bevölkerung nie ernähren könne, mit Hunger und Elend für die Masse der Menschen als unabwendbare Folge. Damalige Trends gaben Malthus durchaus recht, aber wie wir heute wissen, kehrten sie sich – zumindest in den westlichen Industrienationen – sehr bald um. Schon kurz nach Malthus' Tod begann der Kuchen des Sozialprodukts schneller und nicht langsamer zu wachsen als die Bevölkerung, die ihn verzehrte. Ein in der Tendenz zunehmender Wohlstand der westlichen Nationen, wenn

7 Hicks, J. R.: The Theory of Wages, London 1932, S. 124f.
8 Malthus, T. R.: Das Bevölkerungsgesetz, übersetzt von Barth, C. M., München 1977.

auch unterbrochen durch die katastrophalen Folgen der verschiedenen Kriege, war die Konsequenz.

20 Als moderne Erben von Malthus gelten die Mitglieder des „Club of Rome", die die Wissenschaft in den frühen 70er Jahren erneut mit pessimistischen Zukunftserwartungen aufrüttelten. Die „Grenzen des Wachstums", so der Titel des Werks des „Club of Rome", ergäben sich durch die begrenzten natürlichen Ressourcen, die von der wachsenden Weltbevölkerung aufgezehrt werden.[9)] Selbst wenn alle Ackerflächen der Erde unter den Pflug gebracht werden könnten, so drohe dennoch angesichts des Bevölkerungswachstums im Laufe der Zeit eine große Hungersnot. Die Übernutzung der Umwelt leiste das übrige, um den Kollaps der menschlichen Zivilisation zu beschleunigen. Auch Krisensituationen aufgrund übertriebener Ausbeutung der letztlich endlichen Vorräte an Energie und Rohstoffen findet sich in den Zukunftsszenarien des „Club of Rome" wieder.

21 Wäre es nach diesen zunächst durchaus plausiblen Modellen gegangen, so hätten wir heute kaum mehr Rohstoffe, die Weltbevölkerung wäre durch die vorausgesagten Umweltbelastungen und Hungerkrisen bereits stark reduziert und die Energieträger, insbesondere Öl und Gas, wären schon nahezu vollständig erschöpft. Doch die Wirklichkeit sieht anders aus. Unterschätzt haben alle „Zukunftsskeptiker", daß das marktwirtschaftliche System und der menschliche Erfindungsgeist in der Lage sind, auf **veränderte Marktkonstellationen** und Preise zu reagieren, meist mit Anpassungsfriktionen, letztlich aber immer mit Erfolg. Dennoch bleibt festzuhalten, daß Warnungen wie die vom „Club of Rome" in jedem Fall wichtige Denkanstöße geliefert, wenn nicht gar zu einem Umsteuern von Gesellschaft und Wirtschaft beigetragen haben.

7 Strategien gegen Ressourcenerschöpfung

22 Dem befürchteten Kollaps in der Energieversorgung wurde mit zwei Strategien begegnet. Zum einen gelang es, mit verstärkter Exploration zusätzliche Energievorräte zu entdecken und zu erschließen, mit neuen Techniken die vorhandenen Reserven besser als früher auszuschöpfen und damit die Reichweiten zu verlängern. Welche Techno-

9 Meadows, D. u. a.: Die Grenzen des Wachstums, 16. Aufl., Stuttgart 1994.

logiesprünge es dabei in den letzten Jahren gegeben hat, verdeutlicht u. a. das Beispiel der Offshore-Ölproduktion, in der sich heute rund ein Drittel der Weltölproduktion vollzieht. In den frühen 70er Jahren stieß durchschnittlich eine von zehn Explorationsbohrungen auf Erdöl und Erdgas. Heute ist das Verhältnis eins zu sieben. Die Suche nach Öl- und Erdgasfeldern, die einige Kilometer unter der Meeresoberfläche liegen können, beginnt heute im Weltraum. Satelliten erforschen die Erdoberfläche, aber auch die küstennahen Meere, um geologische Strukturen zu finden, die Öl und Gas führen könnten. Die Erforschung und Entwicklung schließen die unkonventionellen Energievorräte (z. B. Ölschiefer und Teersande) mit ein, die die Reichweiten der fossilen Energien wesentlich erhöhen. Deren Nutzung wird allerdings erst bei deutlich höherem Energiepreisniveau als heute attraktiv werden.

23 In den Industrieländern hat sich zum anderen bereits seit langem ein Prozeß entwickelt, die wirtschaftliche Entwicklung und den Energieverbrauch – und damit auch Umweltbelastung und Ressourcenverbrauch – zu entkoppeln. Ursächlich hierfür sind nicht nur der Strukturwandel zu weniger energieintensiven Dienstleistungen, sondern auch die beträchtlichen **Steigerungen in der Effizienz** der Bereitstellung und Anwendung der Energie. In Deutschland konnte seit den 50er Jahren eine stetige Entkopplung von Wertschöpfung und Energieverbrauch erreicht werden. In den letzten Jahrzehnten ist die Energieintensität der deutschen Volkswirtschaft im Jahresdurchschnitt um 1,5 Prozent gesunken. Seit 1970 konnte ein real um mehr als die Hälfte gestiegenes Bruttoinlandsprodukt mit etwa dem gleichen absoluten Energieeinsatz erwirtschaftet werden. In der Industrie ist der spezifische Energieverbrauch seit der ersten Ölpreiskrise über 40 Prozent gesunken.[10)] Auch in der deutschen Stromerzeugung konnte der spezifische Energieeinsatz in den zurückliegenden Jahren deutlich und nachhaltig gesenkt werden. Für die Erzeugung einer Kilowattstunde Strom werden heute weniger als 300 g SKE benötigt, 50 Prozent weniger als noch zu Beginn der 50er Jahre.[11)]

10 Schiffer, H. W.: Energiemarkt Bundesrepublik Deutschland, 7. Aufl., Köln 1999, S. 246 ff.

11 Deutsches Nationales Komitee des Weltenenergierates (DNK): Energie für Deutschland – Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext, Düsseldorf 1998, S. 12 f.

8 Falsche Verzichtsstrategien

Aus Teilen der Wissenschaft und auch der Politik werden dennoch **24**
weiterhin pauschale Forderungen nach einer Senkung des Energieverbrauchs laut. Doch diese sind im globalen Maßstab weder realistisch noch wünschenswert; sie lassen sich insbesondere auch nicht aus einem **vermeintlichen Zielkonflikt zwischen Energieversorgung und Umweltschutz** ableiten, denn

- ohne ausreichende Energieversorgung wird es in den Entwicklungsländern auch zukünftig nicht möglich sein, den fatalen Teufelskreis aus Bevölkerungswachstum und Unterversorgung zu durchbrechen, der keine andere Wahl läßt, als Raubbau an der Umwelt zu betreiben, etwa durch Brandrodung oder durch die Herstellung von Produkten in rückständigen Fertigungsanlagen ohne den geringsten Umweltschutz.
- ohne ausreichende Energieversorgung wird es in den Industrieländern nicht möglich sein, das zum Einsatz und zur Weiterentwicklung effizienzsteigernder Technologien erforderliche Kapital zu erwirtschaften und diese Technologien zur weltweiten Anwendung bereitzustellen.

An dieser Stelle nur eine kurze Anmerkung zu **Forderungen nach schnellen Energiepreiserhöhungen**: Diese bedeuten immer zuerst eine Verteuerung der Produktion, denn technischer, energiesparender Fortschritt – selbst wenn er planmäßig gelänge – braucht immer Zeit. Notwendig ist daher der verantwortungsbewußte (wirtschafts-)politische Einsatz von steuerlichen Maßnahmen zur Verteuerung von Energie. Verantwortungsbewußtsein heißt hier, nicht der Versuchung zu erliegen, schnelle fiskalische Erfolge durch höhere Einnahmen erzielen zu wollen. Eine „Schocktherapie“ i. S. *kurzfristig* steigender Energiepreise ist nicht zielführend. Denn je weiter die Energienutzung bereits technologisch ausgereizt ist, umso schwieriger wird es, noch weitere Effizienzerfolge, d. h. Steigerung des Nutzengewinns pro eingesetzter Energieeinheit, zu erreichen. Im Vordergrund sollten *langfristige* Lenkungserfolge stehen. Um ein Optimum der Energieeffizienz zu erreichen, sollte die Wirtschaftspolitik verläßliche Preissignale setzen, d. h. sie darf und sollte durchaus deutlich machen, daß Energie langfristig nicht so billig bleiben wird wie heute! Aber auch der verläßliche Beschluß von Energiesteuern, die moderat steigen und

ihre Wirkung erst in mittel- bis langfristiger Perspektive entfalten, fordert die Energiewirtschaft und lenkt diese über den Preismechanismus in die gewünschte Richtung. Er ist Anreiz zum Energiesparen, aber nicht Überforderung.

9 Ein kurzes Fazit

25 Die **Versorgung der wachsenden Weltbevölkerung mit ausreichender und bezahlbarer Energie** – dies unter bestmöglicher Schonung der Umwelt – ist vorrangiges Gebot. Nie ein Weniger, sondern nur ein Mehr an Energie kann die globalen Zukunftsprobleme lösen. Dazu müssen alle heute und künftig verfügbaren Energieträger beitragen. Die unmittelbaren Forderungen dafür lauten: Weitere stetige und nachhaltige Verbesserung der Energieeffizienz sowie die Erforschung und Entwicklung neuer Energietechnologien, und zwar auf dem Boden des marktwirtschaftlichen Systems. Auf dieser Basis wird es am besten gelingen, ein energiewirtschaftlich tragfähiges Fundament zu errichten, das den Ausgleich schafft zwischen den Bedürfnissen der heutigen und zukünftigen Generationen.

Umweltverträglichkeitsuntersuchung von Offshore-Windenergieparks in der deutschen Nord- und Ostsee – Ein Baustein zum Coastal-Energy-Management

Karsten Runge

Inhaltsübersicht

		Rn.
1	Raumintensität regenerativer Energieversorgung	1–3
2	Fortschreitende Windenergienutzung auf dem Lande	4–8
3	Räumliche Vorsorge für Windenergienutzung in zwei Bundesländern	9–12
4	Grundlagen der Offshore-Windenergienutzung	13–15
5	Offshore-Windenergienutzung in Dänemark	16–19
6	Anfänge der Offshore-Windenergienutzung in Deutschland	20–21
7	Themen der Umweltverträglichkeitsprüfung für Offshore-Windenergieanlagen	22–46
7.1	Potentielle Beeinträchtigung von Vögeln	25–29
7.2	Potentielle Beeinträchtigung von Fischen	30–31
7.3	Potentielle Beeinträchtigung von Meeressäugern	32–33
7.4	Potentielle Beeinträchtigung von Benthoslebensgemeinschaften	34
7.5	Potentielle Beeinträchtigung des Landschaftsbildes	35–38
7.6	Risiko der Kollision eines Schiffes mit Windenergieanlagen	39
7.7	Potentielle Emissionen durch Anstriche, Bau- und Betriebsstoffe	40
7.8	Potentielle Veränderungen der hydrographischen Verhältnisse	41
7.9	Potentielle Beeinträchtigung archäologisch bedeutsamer Relikte	42
7.10	Schutzgebiete	43–46
8	Restriktionsgebiete in Nord- und Ostsee	47–53
9	Vom Coastal-Zone-Management zum Coastal-Energy-Management	54–58
10	Literatur	

Schlagwortübersicht

	Rn.
Aktionsplan „Energie 21“	16
Baurecht	9 ff.
BSPA	45
Einzelanlagen	8
Emissionsszenarien	1
Energieausbeute	15
Erneuerbare-Energien-Gesetz	20
Erschließungsgrenzen	13
Evertebratenfauna	34
FFH-Gebiete	44, 48 ff.
Flächenvorsorge	10
Größendimension	5
IBA	46
Klimagasersparnis	23
Klimamodellrechnungen	1
Kollisionsrisiko	39
Konfliktbereiche	18
Küstenmorphologie	41
Marinearchäologie	42
Megawattgeneration	4
Mehrkosten	14
Nationalpark	43
Natura 2000	44
Ornithologische Studien	18 f., 25 ff.
Raumordnungsrecht	9 ff.
Restriktionsflächen	10
SPA	44, 50
Tabubereiche	10
TBT-Emissionen	40
Tieffliegerzonen	53
U-Boot-Tauchgebiete	53
Umwelteinwirkungen	6 ff.
Unterwasserflora	34
Wasserqualität	41
Windenergieerlass	10

1 Raumintensität regenerativer Energieversorgung

1 Energieversorgung beruht auf einem außerordentlich flächenintensiven und meist auch zeitintensiven Prozess. Wir nehmen bei unserem alltäglichen Energiekonsum kaum wahr, dass auch die fossilen Energieträger, die heute zu Versorgungszwecken überwiegend in Anspruch genommen werden, in einem über Millionen von Jahren andauernden und flächenintensiven Vorgang entstanden, in dem Sonnenenergie von Lebewesen zunächst auf niedrigem Energieniveau akkumuliert und erst über anschließende geologische Konzentrationsprozesse mit hoher Energiedichte in einer leicht transportablen Form gespeichert wurden. Aus dem Alltagsblickwinkel des Verbrauchers scheint Energieversorgung nahezu raum- und zeitlos zu sein. Die scheinbar zeitlose, fossile Energieversorgung wird in den nächsten Jahrzehnten allerdings erheblich zurückgefahren werden müssen, denn auf Grund realistischer Emissionsszenarien und darauf basierender Klimamodellrechnungen ist sonst in absehbarer Zeit – und wesentlich durch fossile Energieerzeugung bedingt – eine welt-

weite Erwärmung um durchschnittlich 1 bis 3 Grad Celsius zu erwarten. Dies wird weit reichende, teils noch unbekannte Konsequenzen für das Leben auf unserer Erde haben. Zu den bereits absehbaren Wirkungen dieser Klimaveränderungen zählen u. a. der Anstieg des Meeresspiegels, die Überforderung der Pufferkapazität natürlicher und naturnaher Ökosysteme, die Verschiebung der Niederschlagsgürtel samt weltweiten Bodendegradationen, die zwangsweise Aufgabe traditioneller Landwirtschaftsstandorte und darauf folgende Migrationsströme. Dies alles wird ggf. von heftigen inter- und intragesellschaftlichen Spannungen begleitet sein.

2 Als Ausweg aus diesem Dilemma bieten sich in gegenseitiger Ergänzung Energieeinsparung und regenerative Energieversorgung an. Je mehr wir aber v. a. mit Blick auf eine für das Globalklima nachhaltige Entwicklung auf regenerative Energiequellen zurückgreifen, desto mehr wird die räumliche Verortung der Energiegewinnung als notwendige Ausgangsfrage in den Vordergrund rücken. Regenerative Energie, gleich ob Solar-, Wasser- oder Windenergie, liegt im Unterschied zur fossilen ja nicht schon in hochverdichtet gespeicherter Form vor, sondern muss zunächst auf niedrigem Energieniveau – und das bedeutet flächenintensiv – gewonnen werden, bevor sie hochverdichtet weitergeleitet werden kann.

3 Aus der aktuellen Diskussion um die sich entwickelnde Offshore-Windenergienutzung deutet sich bereits an, dass Raumrestriktionen und Umweltverträglichkeitsüberlegungen nicht nur zu dieser besonderen Ausprägung regenerativer Energiegewinnung führen, sondern dass diese Energiegewinnung selbst auf dem Meer durch andere Flächenansprüche in Grenzen gewiesen wird.

2 Fortschreitende Windenergienutzung auf dem Lande

4 Im Verlaufe der 80er-Jahre verhalfen die Windgeneratoren der 30–80 kW-Klasse der modernen Windenergienutzung zum Durchbruch. Viele tausend solcher mit 2 oder 3 Rotorblättern ausgerüsteten Turbinen sind v. a. in Kalifornien, Dänemark und Deutschland installiert worden. Seit den 80er-Jahren hat bei den Windgeneratoren dann allerdings eine Vorwärtsentwicklung eingesetzt, die in Begriffen und

Wachstumsverhältnissen am ehesten mit der zeitgleich ablaufenden Personal-Computerentwicklung zu vergleichen ist. So wie sich dort innerhalb weniger Jahre die Leistung eines legendären IBM 8086 Prozessors vervielfachte, so vervielfachte sich die Leistung der heute gängigen Turbinen der so genannten Megawattgeneration gegenüber den frühen Windgeneratoren der 30–80 kW-Klasse. 2–2,5 Megawattturbinen gehören heute zu den serienmäßig angebotenen Modellen und 5 Megawattturbinen sind das Entwicklungsziel der nächsten Jahre.

5 Die Rotorgondel einer 2 MW-Turbine wird üblicherweise auf 70–80 m hohen Türmen postiert und kann mehrere aufrecht stehende Menschen beherbergen. Bis zur obersten Rotorspitze erreichen die Anlagen eine Höhe von 100–130 m. Allein aus dem Größenvergleich der Rotorgondel lässt sich mehr als bei trockenen Zahlenangaben ermessen, um welche Größendimension es sich bei diesen Generatoren handelt. Es sind Maschinen, denen nichts romantisches mehr anhaftet und deren Platzierung im Raum sorgfältig bedacht werden sollte. Doch allein die Größe einer Megawattturbine sagt noch wenig über ihre Umweltwirkung aus. Eine 2 MW- Turbine kann immerhin 20–65 Windgeneratoren der 30–80 kW-Klasse ersetzen und verursacht mit einem Schallleistungspegel von rund 100 dB(A) gegenüber den üblichen 93 dB(A) dieser Maschinen nur unwesentlich mehr Lärm als ein einziger der Generatoren dieser frühen Generation.

6 Zu den vorrangigen negativen Umwelteinwirkungen, die von Windenergieanlagen ausgehen, zählen:

- Schallimmissionen,
- elektromagnetische Einwirkungen auf Radar- und Funkeinrichtungen,
- Einwirkungen auf die Tierwelt, insbesondere auf die Vogelfauna sowie
- optische Beeinträchtigungen des Landschafts- und Ortsbildes.

7 Die Möglichkeiten der Vermeidung von Beeinträchtigungen durch Veränderungen an den Windturbinen selbst sind zwangsläufig beschränkt. Dies lässt sich exemplarisch anhand der optischen Wirkung der Anlagen mit wenig Worten deutlich machen. Sicher kann der Turmfuß von Windturbinen mit einer farblichen Abschattierung in

den Hintergrund einer ähnlich farbigen Landschaftsstruktur eingepasst werden. Der Großteil der Anlage wird sich dennoch deutlich von der umgebenden Landschaft abheben. Auch Grauschattierungen, die dem Grau des Himmels entgegenkommen, wirken je nach Sonneneinstrahlung und Wettersituation in unterschiedlichen Kontrasten hell oder dunkel. Weitere optische Wirkungen lassen sich mit der Geschwindigkeit der Rotorumdrehung und der Anzahl der Rotorblätter erzielen (3 Rotorblätter bewirken einen ruhigeren Lauf als 2). Auch die Form der Gondel und die Größe und Form von Typenschildern wirkt sich auf den Gesamteindruck der Anlage aus. Trotz aller Minderungs- und Kompensationsversuche bleibt die Windturbine jedoch ein hervorstechendes und kaum zu kaschierendes Landschaftselement, dessen Verträglichkeit nicht mit jedem Orts- und Landschaftsbild vereinbar ist.

8 Letztlich steht selten eine Einzelanlage zur Diskussion. Bei der Erzeugung nennenswerter Strommengen geht es vielmehr um Windenergieparks, deren Einzelanlagen auf großer Fläche sehr weiträumig angeordnet werden müssen, um gegenseitige Windschatten zu vermeiden. Sowohl unter dem Aspekt der Wirtschaftlichkeit als auch unter dem Aspekt der eben nur ausschnittartig angesprochenen Umweltrestriktionen ist Windenergienutzung daher v. a. eine Frage der Raumverfügbarkeit. Die räumliche Planung der Länder ist somit aufgefordert, Räume auszuweisen, auf denen die absehbar verbleibenden Umweltauswirkungen verträglich erscheinen. Die im folgenden angeführten Beispiele zweier Bundesländer zeigen, welch unterschiedliche Maßstäbe auf diesem Gebiet z. Z. angelegt werden.

3 Räumliche Vorsorge für Windenergienutzung in zwei Bundesländern

9 Das Bau- und Raumordnungsrecht privilegiert die Windenergie als räumliche Nutzung. Den Ländern und Kommunen bleibt dabei ein Steuerungsmechanismus erhalten. Verschiedene Bundesländer haben von ihren Möglichkeiten der räumlichen Steuerung des Windenergieausbaus Gebrauch gemacht.

10 Im Land Brandenburg gibt der sog. „Windenergieerlass“ des Ministeriums für Umwelt, Naturschutz und Raumordnung die baupla-

nungs- und naturschutzrechtlichen Modalitäten der Genehmigung von Windenergieanlagen in Text und Karte vor. Die Begleitkarte des brandenburgischen Windenergieerlasses zeigt eine große Anzahl gelb markierter Flächen, die zusammengenommen wohl ein gutes Drittel der Landesfläche ausmachen. Es handelt sich hierbei um die so genannten Eignungsflächen, in denen das Land Brandenburg die Ansiedlung von Windenergieanlagen ausdrücklich fördert. Seltenere rot und grün markierte Flächen gelten als Tabubereiche für Windenergieanlagen. Doch selbst eine weitere Flächenkategorie, die „Restriktionsflächen" weiß markiert, lässt unter erhöhtem Vorbehalt eine Aufstellung von Windenergiekonvertern prinzipiell immer noch zu. Das Land Brandenburg wirbt ganz offensichtlich mit seiner Flächenvorsorge um die Installation von Windenergieparks.

11 Ganz anders als in Brandenburg sieht die Flächenvorsorge für Windenergienutzung im benachbarten Bundesland Mecklenburg-Vorpommern aus. Hier haben heftiger Andrang der Windenergiebetreiber in den windhöffigen Küstenregionen und Befürchtungen vor den Auswirkungen der Privilegierung der Windenergie durch das Bundesrecht die Landesregierung in eine überwiegend restriktive Haltung gedrängt. Eine zunehmend kritischere Tendenz schlägt der Windenergienutzung ja oft gerade in den besonders windbegünstigten Regionen entgegen. Die Landesplanung Mecklenburg-Vorpommerns weist über die Landesfläche verteilt nur einige, sehr wenige, eng umrissene Gebiete aus, in denen der Bau neuer Windenergieparks grundsätzlich ermöglicht wird.

12 Die Unterschiedlichkeit der beiden benachbarten Bundesländer im Umgang mit der Windenergienutzung lässt sich auf verschiedenste Weise interpretieren. Einerseits kann hier ein Indiz für immer noch große Bewertungsunsicherheiten der hoheitlichen Planung im Umgang mit relativ neuartigen Raumnutzungen gesehen werden. Andererseits spielen ganz unabhängig der jeweiligen Raumsituation unverkennbar auch politische Lenkungsinteressen mit hinein. Die reale Windenergieentwicklung beider Bundesländer ist von den Planungsabsichten aber dennoch deutlich zu unterscheiden, denn auch von den in Brandenburg so freizügig vorgehaltenen Eignungsgebieten dürfte z. Z. nur ein kleiner Teil ökonomisch zuträglich erschließbar sein.

4 Grundlagen der Offshore-Windenergienutzung

Nicht nur in Deutschland, auch in den Nachbarländern Dänemark und Niederlande zeigt sich immer deutlicher, dass die Anzahl ökonomisch und umweltverträglich erschliessbarer Windparkstandorte in kurzer Zeit auf ihre Grenzen stoßen wird. Bei einer Steigerung auf das 25fache der installierten Leistung von ca. 200 MW in 1992 auf 6100 MW Ende des Jahres 2000 vervielfachte sich auch der jährliche Zubau von Windenergieanlagen in Deutschland. Obwohl gerade mit Windenergie bereits ein erkennbarer Anteil zur CO_2-Reduktion erzielt werden konnte, liegt der Anteil regenerativer Energien dennoch weit unter den von EU und Bund formulierten Ausbauzielen.[1)] Je offensichtlicher aber die Begrenztheit potenzieller Baustandorte auf dem Lande und der trotz aller Bauaktivität vergleichsweise noch geringe Anteil regenerativer Energie an der Gesamtenergieversorgung wird, desto mehr wächst in der Politik und bei den Investoren die Bereitschaft zu neuen Lösungen. Dabei geht es insbesondere darum, Standortalternativen in Betracht zu ziehen, deren Erschließungsaufwand das bisher bekannte zwar um ein Vielfaches übersteigt, die räumlich jedoch die Möglichkeit von Windparks in einer Großkraftwerken vergleichbaren Dimension eröffnen. Derartige Standortalternativen bietet grundsätzlich das Meer, auch wenn die verfügbaren Flächen in der Ost- und Nordsee keineswegs so unbegrenzt sind, wie sie dem unbedarften Betrachter zunächst erscheinen. **13**

Offshore-Windenergieanlagen müssen härteren Beanspruchungen entsprechen als Windenergieanlagen auf dem Lande. Sie benötigen insbesondere einen verstärkten Schutz vor Korrosion und Blitzschlag sowie konstruktive Vorkehrungen, um den Strömungs-, Wellen- und Eiskräften standzuhalten. Nach Angaben von Investoren können die erhöhten Kosten für Fundament und Turmfuß einer Offshore-Windenergieanlage leicht 40% der Gesamtkosten einer Anlage betragen. Eine Offshore-Windenergieanlage verursacht gegenüber einer Land- **14**

1 Die Europäische Union hat sich u. a. in ihrem Weißbuch zur europäischen Energiepolitik 1998 dazu verpflichtet, den Stromerzeugungsanteil aus regenerativen Energiequellen (Sonne, Wind, Wasser und Biomasse) bis zum Jahr 2010 zu verdoppeln. Dabei sieht sich Deutschland auf Grund seiner weit überdurchschnittlichen Emissionen in besonderem Maße gefordert, diesen Anspruch einzulösen.

anlage weitere erhebliche Mehrkosten mit der zwangsläufig notwendigen Einspülung von Seekabeln und der ggf. notwendigen Vorhaltung einer Umspannstation auf See. Diese hohen Investitionskosten würden nicht in Kauf genommen werden, wenn sie nicht auch durch Vorteile aufzuwiegen wären. Solche Vorteile liegen einerseits in der potenziellen Größe der geplanten Windparks und andererseits in der vielfach höheren Energieausbeute, die durch Offshore-Windenergieanlagen ermöglicht wird.

15 Ein Blick auf die Windgeschwindigkeiten im Binnenland und auf See hilft zur Erläuterung des höheren Energieertrags von Offshore-Windenergieanlagen. Die mittleren Windgeschwindigkeiten in den nicht eben windschwachen Räumen Kiels, Hamburgs und Bremens liegen auf auf 10 m-Niveau bei etwa 4 m/s. Auf Höhe der 12-Seemeilenzone hat sich die Windgeschwindigkeit mit im Schnitt etwa 7,5 m/s nahezu verdoppelt. Einige 10 km weiter wird in der deutschen Bucht eine durchschnittliche Windgeschwindigkeit von 8,5–9 m/s erreicht. Nun entspricht eine Verdoppelung der Windgeschwindigkeit aber nicht nur einer Verdoppelung des Energieertrags. Das Leistungspotenzial von Windgeneratoren wächst mit zunehmender Windgeschwindigkeit exponenziell. Eine Verdoppelung der Windgeschwindigkeit von 8 m/s (frische Brise) auf 16 m/s (steifer Wind) entspricht theoretisch, d. h. technische Umsetzbarkeit vorausgesetzt, einer Leistungssteigerung von ca. 300 W/qm auf ca. 2500 W/qm, also auf gut das Achtfache. Ist der Bau von Offshore-Windenergieanlagen auch mit erheblich erhöhten Kosten und Risiken verbunden, so winkt andererseits ein gegenüber Landstandorten erheblich höherer Gewinn.

5 Offshore-Windenergienutzung in Dänemark

16 Dänemark gilt als Pionier der Offshore Windenergienutzung. Das nördliche Nachbarland hat bereits seit Anfang der 90er-Jahre weitreichende Vorkehrungen für einen groß angelegten Ausbau der Offshore-Windenergienutzung in der Nord- und Ostsee getroffen. Nach dem dänischen Aktionsplan „Energie 21“ soll die Windenergieerzeugung in den nächsten 3 Jahrzehnten bis zu einer 50-prozentigen Deckung der dänischen Elektrizitätsversorgung ausgebaut werden. Mit 2/3 der größte Teil der aus Windenergie gewonnenen Elektrizität soll

in Offshore-Windenergieparks auf dem Meer erzeugt werden. Mit Unterstützung norwegischer Wasserkraftwerke werden saisonale Energieerzeugungsschwankungen angemessen ausgleichbar sein.

17 Mit dem Ziel einer schrittweisen Verwirklichung dieses ehrgeizigen nationalen Plans zum Aufbau einer regenerativen Energiewirtschaft hat die dänische Regierung mit den beiden großen dänischen Stromversorgern ELSAM und SEAS einen Grundsatzvertrag geschlossen. Ein erster Schritt zur Verwirklichung bestand in einer systematischen, die gesamten dänischen Nord- und Ostseegewässer einbeziehenden Standortsuche für Offshore-Windenergieparks. Nach Berücksichtigung aller grundsätzlichen Restriktionen, die v. a. vonseiten der Schifffahrt, der Marine, der Fischerei, des Naturschutzes und des Tourismus hervorgebracht wurden, blieben 5 Meeresgebiete übrig, die heute als Großstandorte für Offshore-Windenergieparks in Frage kommen. Um Erschließungskosten und Umweltauswirkungen zu minimieren, handelt es sich um nur wenige, dafür aber umso ausgedehntere Standorte auf denen Offshore-Windenergieparks verwirklicht werden sollen. Es werden Parkgrößen mit mehreren hundert Einzelturbinen angestrebt, die sich jeweils über mehrere 10 qkm erstrecken. Die Windenergieparks werden schrittweise in Ausbauphasen von 100–150 MW aufgebaut. Schon ab 2002 ist mit der Inbetriebnahme der ersten Ausbauphasen der Windenergieparks „Horns Rev“ in der Nordsee und „Rød Sand“ in der Ostsee zu rechnen.

18 Um die vordringlichsten ökologischen Konfliktbereiche vorzuklären, gingen den dänischen Gebietsausweisungen neben den obligatorischen, standortbezogenen Umweltverträglichkeitsuntersuchungen ausführliche, über mehrere Jahre an einer Testanlage durchgeführte ornithologische Beobachtungen und Benthos-Untersuchungen voraus. Als Testanlage diente der Offshore-Windpark Tunø Knob, der etwa 20 km südöstlich von Aarhus in der Ostsee gelegen ist. Die 10 Anlagen von Tunø Knob haben eine Nabenhöhe von 40,5 m, einen Rotordurchmesser von 39 m und kommen so auf eine Gesamthöhe von etwa 60 m. Sie stehen in 2 Reihen etwa 5 km vom Festland entfernt in einer Wassertiefe von 4–5 m. Der Standort dieser Testanlage wurde bewusst innerhalb eines von Wasservögeln gut besuchten Überwinterungsgebietes gewählt. Mitarbeiter des nationalen Umweltforschungsinstituts beobachteten die Veränderungen der ganz überwiegend in diesem Gebiet anzutreffenden Eiderenten- (90%)

und Trauerentenpopulationen (8%) vor und nach dem Bau der Anlagen kontinuierlich über einen Zeitraum von insgesamt 3 Jahren (und in späteren Jahren erneut) aus der Luft sowie von einer dafür errichteten Beobachtungsplattform. Im Ergebnis konnten sie feststellen, dass die Abundanz der Eiderentenpopulation maßgeblich mit der Abundanz ihrer Hauptnahrungsquelle, der Miesmuschel korrelierte und nur unwesentlich von dem Bau der Windenergieanlagen beeinflusst wurde. Die Ergebnisse der Vogelzählungen vor Anlagenbau im Frühjahr 1994, direkt nach Anlagenbau im Frühjahr 1995 und im Herbst des gleichen Jahres lassen erkennen, dass die Eiderenten den Standort des Windenergieparks nach einer anfänglichen Distanz von mehr als 1 km innerhalb eines halben Jahres wieder bis auf eine Nähe von etwa 100 m angenommen haben. Die direkte Nähe der Anlagen wurde von den Vögeln gemieden, sodass auch Kollisionen der Vögel mit den Anlagen nur in geringem Maße zu verzeichnen waren.

19 Die Autoren der ornithologischen Studien am Standort Tunø Knob betonen zwar, dass sich die Ergebnisse ihrer Untersuchungen nicht zwangsläufig auch auf größere Anlagen, andere Standorte oder andere Vogelarten übertragen lassen, dennoch beflügelten diese ersten Ergebnisse die weitere Planung an dänischen Offshore-Windenergiestandorten.

6 Anfänge der Offshore-Windenergienutzung in Deutschland

20 Bei den Raumordnungsbehörden der Küstenländer Mecklenburg-Vorpommern, Schleswig-Holstein und Niedersachsen sowie bei dem für die außerhalb der 12 Seemeilenzone in der Aussenwirtschaftszone baurechtlich zuständigen Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrografie gehen z. Z. in zunehmendem Maße Anfragen und Anträge von Interessenten für den Bau und Betrieb von Offshore-Windparken in Deutschen Meeresgewässern ein. Mit In-Kraft-Treten des Erneuerbare-Energien-Gesetz EEG vom 25. 2. 2000 verstärkte sich der einsetzende Run auf Deutsche Offshore-Windenergiestandorte, denn das EEG sieht besondere Vergünstigungen für Offshore-Windenergieanlagen vor, die bis zum Jahresende 2006 in Betrieb genommen worden sind.

Im Unterschied zu der bereits beschriebenen staatlich gesteuerten Erkundung und Entwicklung von Offshore-Windenergiestandorten in Dänemark kommt der Standortfindungsprozess in Deutschland jedoch nur schleppend in Gang. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt ist noch kein Planungsprojekt über die Anfänge privat initiierter standortspezifischer Umweltuntersuchungen hinaus gediehen. Es liegt nicht nur an den verstreuten privaten Investoreninitiativen, die ohne staatliche Einweisung in generelle Großstandorte mit unterschiedlichem Fachwissen über die zu erfüllenden Anforderungen im zumeist föderalen Nebeneinander der Verwaltung ihre behördlichen Ansprechpartner suchen. Die Standortsuche für Offshore-Windparks wird auch durch die Tatsache erschwert, dass bislang weder in Deutschland noch im benachbarten Ausland ein großmaßstäbliches Projekt je realisiert wurde und die verschiedenen in ihren Belangen berührten Fachverwaltungen vor diesem Hintergrund sehr unsicher sind, Genehmigungsanforderungen, insbesondere Anforderungen an die nach UVP-Recht oder Seeanlagenverordnung vom Antragsteller durchzuführenden Umweltuntersuchungen zu formulieren. Innerhalb eines Spannungsfeldes, das in seinen Extremen von flüchtigen Minimalstatements und Anforderungen maximaler Grundlagenforschung markiert wird, lässt sich auf Grundlage von Investorenvoranfragen und -anträgen sowie ersten Stellungnahmen von Verbänden und Fachverwaltungen immerhin annähernd vorauszusehen, welche grundsätzlichen Untersuchungsaspekte in Umweltverträglichkeitsprüfungen (UVPen) abzuhandeln sein werden. Im Einzelfall eines künftigen UVP-Verfahrens wird die federführende Behörde jeweils die von Fachbehörden und Trägern öffentlicher Belange im so genannten Scoping hervorgebrachten Besorgnisbereiche systematisieren, gewichten und darauf aufbauend den jeweiligen Untersuchungsrahmen der zu erarbeitenden Umweltverträglichkeitsstudie festlegen. **21**

7 Themen der Umweltverträglichkeitsprüfung für Offshore–Windenergieanlagen

Zu den Inhalten eines Raumordnungs-, bzw. Genehmigungsverfahrens für Offshore-Windenergieanlagen gehört v. a. die Abstimmung mit den vorhandenen und geplanten Nutzungen auf dem Meer. Hier hinein fallen insbesondere Belange der Schifffahrt, der Fischerei, der **22**

Marine und der Aufsuchung von Bodenschätzen (z. B. Kiesschürfung, Erdöl- und Erdgasbohrungen). Eine umfassende Erfassung und Bewertung nach den Standards einer Umweltverträglichkeitsuntersuchung, hat unterschiedlichste Umweltgesichtspunkte zu berücksichtigen. Hierzu gehören Aspekte des Lebens, der Gesundheit und des Wohlbefinden des Menschen, der Tier- und Pflanzenwelt, des Bodens, des Wasser, der Luft und des Klimas, der Landschaft in ihrer Gesamtheit sowie des Erhalts von Kultur- und sonstigen Sachgütern.

23 Projektträger einer Offshore-Windenergieplanung neigen dazu, die Leistungen der Klimagasersparnis solcher Anlagen als positive Umweltwirkungen in den Vordergrund zu stellen. In der Tat sollen nach EU-UVP-Richtlinie und UVPG im Rahmen einer Umweltverträglichkeitsuntersuchung nicht nur negative, sondern auch positive Umweltwirkungen ermittelt werden. Insofern sollen auch eine Berechnung der Klimagasersparnis gegenüber herkömmlicher fossiler Energieerzeugung Teil der Umweltverträglichkeitsuntersuchung sein[2]. In den Niederlanden gehört das Kriterium „Klimagasersparnis" nach Auskunft in der holländischen UVP-Kommission in Utrecht neben den Kriterien „Vogellebensraum" und „Landschaftsbild" sogar zu den drei ausschlaggebenden Umweltkriterien bei der Beurteilung von Offshore-Windenergieanlagen. Die deutsche UVP-Verwaltungsvorschrift (UVPVwV) untersagt allerdings die Gesamtsaldierung von Umweltwirkungen im Ergebnis einer UVP. Das bedeutet, dass positive und negative Umweltwirkungen auf keinen Fall schlicht miteinander verrechnet werden dürfen. Auch die negativen Umweltwirkungen müssen für sich stehend ermittelt und bewertet werden. In den folgenden Abschnitten werden ohne Gewichtung und ohne Anspruch auf Vollständigkeit Untersuchungsthemen erörtert, die wohl in jedem Fall Thema einer Umweltverträglichkeitsstudie für Offshore-Windenergieanlagen sein dürften.

24 Die unten stehende Tabelle fasst in Frage kommende Themenbereiche einer Umweltverträglichkeitsstudie für Offshore-Windenergieanlagen zusammen. Auf der vertikalen Achse reihen sich die z. T. ausdifferenzierten Schutzgüter einer Umweltverträglichkeitsuntersuchung,

2 In diesem Zusammenhang erscheint es nicht unerheblich, dass der vorhergesagte Meeresspiegelanstieg infolge der Klimaerwärmung nach Ansicht der Umweltstiftung WWF-Deutschland (1998 S. 11) „zur größten Gefahr schlechthin für unsere Küste und ihre Nationalparke" werden könnte.

auf der horizontalen Achse reihen sich die in einer Umweltverträglichkeitsstudie zu berücksichtigenden Lebensphasen eines Planungsprojekts, vom Bau bis zur Entsorgung. Unter den diversen in der Tabelle aufgeführten Einzelpunkten finden sich je nach Standort unterschiedliche Themen, auf die lokal besondere Aufmerksamkeit zu legen sein wird.

7.1 Potenzielle Beeinträchtigung von Vögeln

25 Die ornithologischen Untersuchungen dürften an nahezu jedem Standort zu den zentralen Bereichen einer Umweltverträglichkeitsstudie gehören. Die weltweit sehr zahlreichen Studien zu den Wirkungen von Windenergieanlagen auf Vögel begründen einen zwar nicht unbeträchtlichen, angesichts der Arten- und Standortabhängigkeit der Auswirkungen von Windgeneratoren auf Vögel allerdings immer noch anfänglichen Wissensstand. Im Offshore-Bereich klaffen generell ornithologische Wissenslücken.

26 An jedem beabsichtigten Baustandort ist mithilfe ausführlicher ornithologischer Untersuchungen zu klären, ob und wie eine unzumutbare Beeinträchtigung von Vogelarten ausgeschlossen werden kann. Dabei erstrecken sich die Untersuchungen nach Lokalität unterschiedlich auf den Vogelzug (Frühjahrs- und Herbstzug sowie Zug zwischen Rastgebieten) als auch auf die Erfassung rastender, mausernder oder brütender Vögel.

27 Vogelzugrouten sind artenspezifisch, dabei kann festgestellt werden, dass die weit überwiegende Zahl der Norddeutschland überquerenden Zugvögel im Herbst nach Südwesten zieht und dass die überwiegende Zahl der Vogelflugrouten den Küstenlinien folgt. Die deutsche Ostseeküste wird vom Vogelzug besonders frequentiert, da sie im Kreuzungsbereich zweier wichtiger Routen liegt. Zum einen kommen über Schweden und Dänemark Durchzügler und Überwinterungsgäste aus dem skandinavischen Raum. Zum anderen folgen aus Finnland, Nordrussland und sogar aus dem nördlichen Asien kommende Vögel dem südöstlichen Verlauf der Ostseeküste.

28 Abgesehen von besonders ungünstigen Situationen, bei denen Windenergiestandorte an Engpässen von Vogelzugrouten gewählt wurden oder nachtziehende Vogelarten durch niedrige Turmbeleuchtungen über die wahre Höhe der Anlagen getäuscht wurden, haben sich Be-

fürchtungen eines außergewöhnlich hohen Vogelschlags bei Windenergieanlagen offenbar bisher nicht bestätigt. Nach derzeitigem Kenntnisstand wird es im Offshore-Bereich außerhalb der Hot Spots von Rast-, Mauser- oder Brutgebieten daher vor allem darauf ankommen, mithilfe von Schiffserkundungen, Befliegungen und ggf. technisch aufwendigen Radaruntersuchungen die Arten und Anzahl von ziehenden Vögeln in den relevanten Flughöhen zu unterschiedlichen Jahres- und Tageszeiten zu ermitteln, um Konflikte innerhalb von Hauptflugrouten auszuschließen. Aussagen über mögliche Scheuchwirkungen auf und Ausweichvermögen von durchziehenden Vögeln werden ergänzend zu treffen sein.

29 Nicht nur der eigentliche Betrieb der Windenergieanlagen, sondern auch potenzielle Störungen der Vogelpopulationen durch Bau- und Wartungsverkehr auf dem Wasser und in der Luft werden in das Kalkül von Umweltverträglichkeitsuntersuchungen einzubeziehen sein. Last but not least gibt es bereits jetzt einen weitgehenden Konsens darüber, dass im Falle der Realisierung eines ersten größeren Offshore-Windparks ein mehrjähriges Monitoring der Auswirkungen der Anlage auf die Lebensräume von Vögeln durchzuführen sein wird.

7.2 Potenzielle Beeinträchtigung von Fischen

30 Über potenzielle Auswirkungen auf die Gesundheit und das Wanderverhalten bestimmter Fischarten auf Grund von elektrischen und magnetischen Feldern ableitender Seekabel, thermischer Belastungen durch Kabel und auf Grund von Infraschallemissionen der Windenergieanlagen gibt es hier und da geäußerte Befürchtungen, allerdings bisher noch wenig Informationen. Zu den wenigen Forschungen über dieses Thema zählen immerhin einige experimentelle Untersuchungen des National Board of Fisheries, Schweden, die an verlegten Seekabeln zwar leichte, keineswegs aber grundsätzliche Barriereeffekte auf die Aalwanderung nachgewiesen haben. Probefänge des schwedischen National Board of Fisheries einer Semi-Offshore-Windanlage während Betriebs- und Stillstandszeiten lassen dem Bundesamt für Naturschutz (1999) zufolge bei Aalen eine gewisse Scheuchwirkung in direkter Nähe betriebener Anlagen vermuten.

31 Auf Grund der noch geringen Untersuchungsdichte auf diesen Gebieten werden in einer Umweltverträglichkeitsuntersuchung voraus-

sichtlich ichthyologische Literatur- und Vor-Ort-Untersuchungen durchzuführen sein. Der Umfang dieser Untersuchungen wird unter anderem von der Bedeutung des Gebiets für bestimmte Fischarten, von der zu erwartenden Ausbreitung von Schallwellen und von der zu erwartenden Intensität der elektrischen Felder der Seekabel abhängen. Bei Verwendung eines so genannten Flattype-Kabels kann die Entstehung elektrischer und magnetischer Felder offenbar auf ein Minimum reduziert werden.

7.3 Potenzielle Beeinträchtigung von Meeressäugern

32 Meeressäuger könnten v. a. Baugeräusche unter Wasser (bspw. wenn Fundamente in den Meeresboden gerammt werden) sowie durch den zu erwartenden Schiffsverkehr in Bau- und Betriebsphasen der Anlagen gefährdet sein. Darüber hinaus wurde verschiedentlich Besorgnis geäußert, dass sich von Offshore-Windenergieanlagen ausgehende Schall- und Vibrationswellen negativ auf die Gesundheit und das Verhalten von Meeressäugern auswirken können. Die zu erwartende Intensität von betriebsbedingten Schall- und Vibrationswellen dürfte je nach Bauart einer Anlage (Kapselung; Stahl- oder Betonpfeiler) sehr unterschiedlich ausfallen. Trotz noch geringer Datengrundlagen auf diesen Gebieten, sowohl was die tatsächlich zu erwartenden Emissionen von Unterwasserschall- und -vibrationswellen anbelangt, als auch die diesbezügliche Störungsempfindlichkeit bestimmter Meeressäuger, kann man davon ausgehen, dass bestehende Wissenslücken im Rahmen einer Umweltverträglichkeitsuntersuchung in ausreichendem Maße geklärt werden können.

33 Als potenziell beeinträchtigte Meeressäuger kommen v. a. Schweinswale (kleine Tümmler) und Seehunde in Betracht. Beide Arten sind überwiegend in der Nordsee und zu einem geringeren Anteil in der nordwestlichen Ostsee verbreitet. In einem ersten Schritt einer Umweltverträglichkeitsuntersuchung wird jeweils das tatsächliche Aufkommen der entsprechenden Arten am Standort ermittelt werden und ggf. werden in einem zweiten Schritt Untersuchungen zur potenziellen Beeinträchtigung dieser Meeressäuger durchgeführt werden. Zu den bislang wenigen Vorarbeiten für Seehunde zählt eine schwedische Untersuchung, die direkte negative Auswirkungen einer Offshore-Windenergieanlage nicht bestätigen konnte.

7.4 Potenzielle Beeinträchtigung von Benthos-Lebensgemeinschaften

34 Es werden Zoo- und Phytobenthosuntersuchungen am vorgesehenen Standort der Windenergieanlage als auch auf der vorgesehenen Trasse des ableitenden Kabels durchzuführen sein. Daraus ergeben sich einerseits Aufschlüsse über Nahrungsketten, andererseits über Schutzwürdigkeiten des Benthos selbst. Während der Bauphase wird auf eine möglichst geringe Beeinträchtigung der Benthoslebensräume und nachfolgender Nahrungsketten durch Trübungsfahnen und Sedimentverlagerung zu achten sein. Immerhin nennt die Rote Liste der Meerestiere in der Nord- und Ostsee 20% der Evertebratenfauna als ausgestorben, aktuell oder potenziell gefährdet. An den Kabeltrassen ist u. a. die Möglichkeit thermischer Belastungen zu berücksichtigen.

7.5 Potenzielle Beeinträchtigung des Landschaftsbildes

35 Im Rahmen einer Umweltverträglichkeitsuntersuchung ist an jedem potenziellen Standort für Offshore-Windenergieanlagen zu untersuchen und sicherzustellen, dass der projektierte Windpark keine landschaftsprägende Veränderung wertvoller Landschaftsbildräume darstellt. Dabei ist u. a. zu unterscheiden, welche Nutzungen auf potenziellen Betrachterstandorten ausgeübt werden und von welcher Höhe und Entfernung aus der geplante Baustandort gesehen werden kann. Nicht zuletzt spielt bei der Landschaftsbildanalyse eines Offshore-Windenergieparks auch die jeweilige Ausfüllung des Betrachter-Blickwinkels eine Rolle.

36 In einer Studie des dänischen Umwelt- und Energieministeriums (1994) werden Offshore-Windenergieanlagen mit einer Nabenhöhe von 57 m (50 m Rotordurchmesser) in unterschiedlichen Entfernungen simuliert und beurteilt. In einer Entfernung größer als 25 km werden diese Anlagen bspw. als unter Berücksichtigung von Erdkrümmung, Wahrnehmungsgewohnheiten und Sichtbedingungen unsichtbar (reelt unsynlig) eingeschätzt. Bei den heute projektierten Offshore-Windenergieanlagen ist jedoch einerseits von einer höheren Nabenhöhe >80 m sowie von größeren Rotordurchmessern auszuge-

hen. Im Rahmen einer Umweltverträglichkeitsuntersuchung werden vergleichbare Abschätzungen anlagen- und standortbezogen jeweils von neuem anzustellen sein. Foto- und Videosimulationen können der Abschätzung der zu erwartenden visuellen Wirkung und der Erörterung der Möglichkeiten zur Beeinträchtigungsminderung durch Veränderungen der Parkaufstellung, der Farbgebung etc. dienen.

37 Sehr küstennah gelegene Offshore-Windparkprojekte haben sich in der Vergangenheit insbesondere mit Landschaftsbildargumenten auseinander setzen müssen. Das niederländische 100 MW „Nearshore-Windenergieprojekt", welches seinem Namen zufolge zunächst sehr nahe der Küste geplant war, konnte nach einem jahrelangen öffentlichen Standortfindungsprozess auch nach 2 Jahren noch nicht „*near shore*" platziert werden. Im Zuge der Begleituntersuchungen zu diesem Projekt wurden etliche moderierte Gruppendiskussionen initiiert und eine Befragung von 600 Anwohnern, Touristen, Gastwirten durchgeführt. Sowohl in den Gruppendiskussionen als auch in der Befragung wurde deutlich, dass die befürchtete visuelle Einwirkung vor allen anderen Umweltwirkungen der am häufigsten genannte Negativaspekt des Offshoreprojekts war (NOVEM 1997). Auch mit einem, eine Zeit lang nur 5 km vor einem Ostseekurort projektierten deutschen Offshore-Windenergieprojekt wurde eine vergleichbare Erfahrung gemacht.

38 In Dänemark wurden als erstes verschiedene visuell begründete Mindestabstände für Offshore-Windenergieanlagen in Abhängigkeit von Gebietsnutzung, Küstenform und Anlagengröße definiert. Für flache Küsten mit naturnaher Umgebung bzw. Erholungsnutzungen wurde bei 55 m hohen Anlagen ein Mindestabstand von 5 km und bei 83 m hohen Anlagen ein Abstand von 7,5 km genannt. Industrielle oder landwirtschaftliche Küstennutzungen implizieren geringere Mindestabstände. Im „*Action Plan for Offshore Windfarms in Danish Waters*" 1997 haben die dänischen Energieversorger darauf verständigt, bei Offshore-Windenergieanlagen in Abhängigkeit von ihrer Größe bestimmte Mindestabstände nicht zu unterschreiten.

7.6 Risiko der Kollision eines Schiffes mit Windenergieanlagen

39 Das Risiko der Kollision eines Schiffes mit gefährlicher Ladung ist in allen Teilen der Nord- und Ostsee gegeben, in denen sich Meeresbauten befinden. Die Gefahren, insbesondere von Ölkatastrophen, sind hinlänglich bekannt, sodass die noch tragbaren Risiken wohl erwogen werden sollten. Im Rahmen einer Umweltverträglichkeitsprüfung ist auf Grundlage vorliegender Schifffahrtsdaten und auch durch die Beurteilung der Gestaltung von Fundamenten und Türmen auszuschließen, dass an dem vorgesehenen Standort ein unverträgliches hohes Kollisionsrisiko mit erheblichen Auswirkungen auf die Meeresumwelt in Kauf genommen wird. Kollissionsrisiken lassen sich insbesondere durch Sicherheitsabstände von Schifffahrtsstraßen, Reeden und anderen Orten erhöhten Schiffsverkehrs vermindern.

7.7 Potenzielle Emissionen durch Anstriche, Bau- und Betriebsstoffe

40 Die Verwendung von Anstrichen, Bau- und Betriebsstoffen wird im Hinblick auf ihre Umweltverträglichkeit (Bau, Betrieb, Störfall) zu beurteilen sein. Besonderes Augenmerk gilt Isolier- und Schmierstoffen sowie potenziellen TBT-Emissionen durch Antifouling-Anstriche, die grundsätzlich vermieden werden können.

7.8 Potenzielle Veränderungen der hydrografischen Verhältnisse

41 Zur Beurteilung von möglichen Veränderungen der hydrografischen Verhältnisse, der Wasserqualität und der Küstenmorphologie sind je nach Standort Spezialgutachten im Rahmen einer jeweiligen Umweltverträglichkeitsuntersuchung notwendig. Auch wenn morphologische Veränderungen von Küstenbereichen in großen Küstenentfernung kaum zu erwarten sind, geht es u. a. auch darum, nachteilige Auswirkungen auf benthische Lebensräume auszuschließen, die durch große Strömungsveränderungen hervorgerufen werden könnten.

		Bau der Anlagen	Betrieb der Anlagen	Kabelverlegung	Kabelbetrieb	Wartungsverkehr	Entsorgung
Wasser	**Hydrografie**	Strömungsänderung Sedimentation	Standsicherheit	Sedimentation	in Küstennähe ggf. Freispülung		
	Qualität	Farben, Antifouling, Mobilisierung toxischer Stoffe	Getriebeöle im Störfall, Schmierstoffe	Mobilisierung toxischer Stoffe	ggf. Isolieröle im Störfall	Bau- und Schmierstoffe	Mobilisierung toxischer Stoffe
Boden	**Benthos**	Trübungsfahnen, Sedimentation	Abfälle	Trübungsfahnen, Sedimentation	Erwärmung, elektrische Felder	Abfälle	
	Altlasten	Munition, Kampfstoffe		Munition, Kampfstoffe			
Luft u. Klima	**Globalklima**		Klimagasersparnis				
Mensch	**Personal**		Unfallrisiko (Sturm)			Unfallrisiko (Sturm)	
	Sportboote	Verkehrsregelung	Havarierisiko		Kompassmissweisung	Havarierisiko	
	Badebetrieb	ggf. Lärm durch Küstenverkehr	visuelle Eindrücke	ggf. Störung in Küstennähe		verstärkter Küstenverkehr	
	Schifffahrt / Flugverkehr	Schiffssicherheit, Signalbeleuchtung	Havarierisiko, Radar oder Funkstörungen		Schleppanker-Havarierisiko		Hindernisbeseitigung
	Rohstoffaufsuchung	ggf. Kies/Sand		ggf. Kies/Sand			
	Fischerei	Flächenverlust			Flächenverlust		Hindernisse
Tiere	**Brut-, Rast-, Mauser-Zugvögel**	v. a. Scheuchwirkung	Kollisions- und Scheuchwirkung	v. a. Scheuchwirkung		v. a. Scheuchwirkung	
	Fische	Fischlaichstörung d. Sedimentation	Schall/Vibrationen		elektrische Felder Wanderfischarten		
	Schweinswal u. Robben	Baulärm, Schiffsverkehr	ggf. kontinuierl. Schall/Vibrationen				Baulärm
Pflanzen	**Seegras, sonst. Rote-Liste-Arten**	ggf. Störung durch Trübungsfahnen		ggf. Störung durch Trübungsfahnen			
Landschaft	**Landschaftsbild**	Bauverkehr	visueller Eindruck Tag u. Nacht				
	Küstenmorphologie	ggf. Sedimentation		ggf. Sedimentation			
	Schutzgebiete	Baulärm	Betriebsgeräusche	mechanische Störung		ggf. Durchfahrt	
Kultur- u. Sachgüter	**Archäologie**	ggf. Wracks		ggf. Wracks			
Wechselwirkungen			ggf. Kumulationen mit anderen Parks		Nahrungsketten		

Stichworte zur Umweltverträglichkeitsuntersuchung eines Offshore-Windenergieparks

7.9 Potenzielle Beeinträchtigung archäologisch bedeutsamer Relikte

42 Das Antreffen marinearchäologisch bedeutsamer Relikte, z. B. Wracks, an Baustandorten der Einzelanlagen kann durch den Abgleich mit historischen Karten weitgehend vermieden werden.

7.10 Schutzgebiete

43 Nationalparke sind Großschutzgebiete zum Erhalt und zur Pflege unberührter Naturlandschaften. Die deutschen Küstennationalparke umfassen großräumige Meeresgebiete. Auf Grund ihres besonders strengem Schutzregimes kommen sie als Standort eines Offshore-Windenergieparks allerdings nicht in Betracht. Natur- und Landschaftsschutzgebiete innerhalb und außerhalb von Nationalparken erstrecken sich selten auch auf größere Meeresflächen, sie sind allerdings in jedem Fall bei der Planung von Stromtrassen zu beachten.

44 FFH-Gebiete sind Naturschutzgebiete von internationaler Bedeutung, die auf Grundlage der EU-Richtlinie 92/43 zur Erhaltung der natürlichen Lebensräume sowie der wild lebenden Tiere und Pflanzen von 1992 (Fauna-Flora-Habitat-Richtlinie) ausgewiesen werden. Die Richtlinie dient der Sicherung der biologischen Vielfalt durch die Schaffung eines kohärenten europäischen ökologischen Netzes besonderer Schutzgebiete mit der Bezeichnung „Natura 2000". Natura 2000 umfasst Gebiete zum Schutz verschiedenartigster Lebensraumtypen. Hierzu zählen nach Anhang 1 der Richtlinie u. a. auch natürliche oder naturnahe aquatische Gebiete wie etwa Sandbänke und Riffstrukturen. Die EU Mitgliedstaaten sind verpflichtet, unter Beachtung der Auswahlkriterien für Gebiete von gemeinschaftlicher Bedeutung Schutzgebiete zu bestimmen und sie in einer Liste der Kommission vorzuschlagen, die diese dann als verbindlich und definitiv annimmt. Ebenfalls in das Natura 2000 System fallen internationale Vogelschutzgebiete, die auf Grundlage der EU-Richtlinie 79/409 über die Erhaltung der wild lebenden Vogelarten ausgewiesen wurden. Diese Richtlinie beabsichtigt den Schutz von Vogelarten, insbesondere Zugvogelarten durch die Einrichtung von Schutzgebieten (SPAs – Special Protection Areas). Art. 4 Abs. 1 RL 79/409 enthält die Verpflichtung der Mitgliedstaaten, für die Erhaltung der in Anhang 1 der Richtlinie aufgeführten Arten geeignete Gebiete (auch Meeresgebiete) zu

Schutzgebieten zu erklären. FFH- und Internationale Vogelschutzgebiete erstrecken sich vielfach über Meeresflächen, doch kommen sie auf Grund ihrer Schutzziele kaum als Standorte von Offshore-Windenergieanlagen in Betracht. Das Natura 2000 System beinhaltet ein spezielles Prüfverfahren, mit welchem Bauprojekte innerhalb oder in der Nachbarschaft von Natura 2000 Gebieten auf die Verträglichkeit mit den Schutzzielen dieser Gebiete zu untersuchen sind.

45 Neben den genannten Schutzgebieten gibt es spezielle Meeresschutzgebiete, die auf Grundlage der internationalen Vereinbarungen zum Schutz von Nord- und Ostsee ausgewiesen werden. Die Baltic Sea Protected Areas beruhen bspw. auf Grundlage des Art. 15 des Helsinki Übereinkommens. Dieses ist ein regionaler multilateraler völkerrechtlicher Vertrag, der sich als Spezifizierung des Seerechtsübereinkommens für den Ostseebereich versteht. In seiner revidierten Fassung von 1992 wird schwerpunktmäßig eine ökologische Aufwertung der Ostsee mit Hilfe eines Systems geschützter Küsten- und Meeresgebiete in der Ostsee – Baltic Sea Protected Areas (BSPAS) ins Auge gefasst. Ihrem Schutzziel nach handelt es sich um internationale Naturschutzgebiete, mit denen keine verbindlichen Rechtspflichten verknüpft sind. In Deutschland standen vorerst acht Regionen als BSPA an, darunter die Wismarer Bucht, die Nationalparks „Vorpommersche Boddenlandschaft“ und „Jasmund“ sowie der Greifswalder Bodden, Achterwasser und das Oderhaff. Darüberhinaus existieren weitere Fachvorschläge.

46 Neben den offiziellen Schutzgebietsausweisungen und -Vorschlägen in Nord- und Ostsee gibt es eine Reihe inoffizieller Schutzgebietsvorschläge, zu denen an vorderster Stelle die Important Bird Areas (IBAs) zählen. Es sind (leider nicht immer scharf eingegrenzte) Gebiete, die von BirdLife International, einer weltweiten Partnerschaft von Naturschutzorganisationen nach weitgehend standardisierten Kriterien bestimmt werden[3)], und die als Gebietsvorschläge für eine Unterschutzstellung nach der EU-Vogelschutzrichtlinie aufgefasst werden können.

3 Areas with internationally important concentrations of migrating or wintering bird species. Areas with populations of globally threatened species (Species of European Conservation Concern category 1 SPEC 1) or areas that are part of the most important national areas for species that have an unfavourable conservation status in Europe (Species of European Conservation Concern category 2 and 3 SPEC 2 and 3).

8 Restriktionsgebiete in Nord- und Ostsee

47 Mit Blick auf die bestehenden landschaftsökologisch und artenspezifisch begründeten Schutzgebiete und auf aussichtsreiche Schutzgebietsvorschläge lassen sich eine Reihe von Meeresgebieten für die Nutzung der Offshore-Windenergie von vornherein ausschließen. Hierzu ein rascher Blick über die deutschen Meeresgebiete von Ost nach West.

48 Vorpommern verfügt über eine wenig besiedelte ausgeprägte Nehrungsküste mit ausgedehnten Flachwasserzonen, den landschaftstypischen Bodden und Haffs, ein idealer Aufenthaltsort für zahlreiche gewässerabhängige Vogelarten. Die Küste Rügens und der Pommerschen Bucht kennzeichnet sich daher aus durch eine Reihe von Nationalparken, FFH- und internationalen Vogelschutzgebieten, Biosphärenreservaten, Naturparken, Natur- und anderen Schutzgebieten von z. T. höchster Bedeutung. Vom Aussterben bedrohte Limnikolenarten wie Alpenstrandläufer, Kampfläufer und Uferschnepfe besitzen z. B. im Nationalpark „Vorpommersche Boddenlandschaft große und stabile Populationen. Im gleichen Gebiet finden sich zahlreiche Brutstätten von Eisvogel, Kormoran, See- und Schreiadler. Auf dem Herbstzug rasten allein im Nationalpark Vorpommersche Boddenlandschaft bis zu 100 000 Bleß- und Saatgänse. Das Gebiet ist mit bis zu 30 000 Exemplaren im Herbst größter Kranichrastplatz in Europa. Potenzielle Bauvorhaben in den vorgelagerten Meeresgewässern werden sicherzustellen haben, dass die Schutzziele der Nationalparke, FFH- und Internationalen Vogelschutzgebiete durch das Vorhaben weder in erheblichem Umfang noch in vermeidbarer Weise beeinträchtigt werden. Dabei sind neben direkte Einwirkungen auch indirekte Beeinträchtigungen zu berücksichtigen, wie sie außerhalb des Gebietes durch Beeinträchtigung einer in diesem Gebiet beheimateten oder rastenden Population auftreten könnten.

49 Die Pommersche Bucht ist mit einer weit nach Polen hineinreichenden west/östlichen Ausdehnung von etwa 150 km und einer maximalen nord/südlichen Ausdehnung von ursprünglich ca. 100 km in die Liste der Important Bird Areas aufgenommen worden. Die Pommersche Bucht und in ihrem Zentrum die Oderbank gelten in dieser Ausdehnung gleich nach den vorpommerschen Boddengewässern als wichtigstes Überwinterungsgebiet für Seevögel im gesamten Ostseeraum.

Im Großraum überwintern durchschnittlich 1,3 Millionen Seevögel, davon dreizehn Vogelarten mit Rastzahlen von „internationaler Bedeutung". Die unten stehende Tabelle führt zehn dieser Arten und ihr durchschnittliches Winteraufkommen in der Pommerschen Bucht auf.

Tab. 1: International bedeutende Anzahl überwinternder Vogelarten in der Pommerschen Bucht

Arten	**Durchschnittl. Anzahl 1988–1993**	**% der NW-Europ. Winterpopulation**
Stern- u. Prachttaucher	4 080	3,3%
Haubentaucher	4 530	4,5%
Rothalstaucher	1 250	8,3%
Ohrentaucher	1 700	34,0%
Eisente	803 000	17,1%
Trauerente	91 470	9,2%
Samtente	357 210	38,4%
Mittelsäger	453 114	5,0%
Gryllteiste	6 000	12,0%

50 Es handelt sich dabei vornehmlich um Seetaucher- und Entenarten. Ihre Verbreitungsgebiete erstrecken sich in sehr ähnlicher Weise über Nordskandinavien und Nordrussland wobei sich diese Verbreitungsgebiete in vielen Fällen nach Süden in trichterfömiger Weise auf die Pommersche Bucht als natürlichem Schutzort vor winterlichen Kälteeinbrüchen zuspitzen. In einer über die offiziellen Vorschlagslisten hinausgehenden FFH-Schattenliste des BUND (1998) für das Land Mecklenburg Vorpommern wird die inmitten der Pommerschen Bucht gelagerte Oderbank als potenzielles FFH-Gebiet sowie als potenzielles SPA im Sinne der EU-Vogelschutzrichtlinie benannt. Weitere Vorschläge existieren zur Ausweisung des Gebietes als Baltic Sea Protected Area (BSPA). Nicht nur die Oderbank, sondern die Pommersche Bucht insgesamt dürfte auf Grund ihrer ornithologischen Bedeutung aus der Standortsuche für Offshore-Windenergieparks herausfallen.

51 In ähnlicher Weise wie für die Küste Vorpommerns dargestellt, reihen sich auch an der Mecklenburgischen und Schleswig-Holsteinischen Küste Internationale Vogelschutzgebiete, FFH- sowie Natur- und Landschaftsschutzgebiete unterschiedlicher Bedeutung. Auffällige Ausnahmen stellen die stark befahrenen, vorgelagerten Buchten großer Hafenstädte wie Rostock, Wismar und Lübeck dar. Da die deut-

sche Außenwirtschaftszone in der Ostsee nur sehr schmal ist, bleiben in der Ostsee nur sehr wenige Standorte, die für Offshore-Windenergieanlagen grundsätzlich in Betracht kommen.

52 Bei Betrachtung der Nordsee fallen zunächst einmal die vorgelagerten Nationalparke Schleswig-Holsteinisches Wattenmeer, Hamburgisches Wattenmeer und Niedersächsisches Wattenmeer ins Auge, welche dem Festland und den friesischen Inseln in einem seewärts stellenweise über 20 km breiten Gürtel nahezu durchgängig vorgelagert sind. Es steht außer Zweifel, dass die Nationalparken Wattenmeer mit ihren zahlreichen Schutzzonen für unterschiedlichste Tier- und Pflanzenarten als zentrale Standorte von Offshore-Windenergieparks nicht zur Verfügung stehen. In ähnlicher Weise wird auch das dem Nationalpark Schleswig Holsteinisches Wattenmeer westlich von Sylt vorgelagerte Walschutzgebiet kaum als Offshore-Windenergiestandort in Frage kommen. Weitere Schutzgebietsplanungen werden die 12-Seemeilenzone möglicherweise bald gänzlich vor Baumaßnahmen sichern.

53 Seewärts der aufgeführten Schutzgebiete schließen sich in Nord- und Ostsee viel befahrene Schifffahrtswege und Schwerpunkte der Fischerei an. Auch sie stellen eine erhebliche Flächenkonkurrenz für Offshore-Windenergiestandorte dar. Das Gleiche gilt für ausgreifende militärische Übungsgebiete (Tiefflliegerzonen und U-Boot-Tauchgebiete) deren tatsächliche Ausdehnung weit über die auf den bekannten Seekarten verzeichneten Gebiete hinausgeht. Außerhalb der 12-Seemeilenzone sind darüber hinaus bergrechtliche Claims, insbesondere die internationaler Erdöl- und Erdgaskonsortien zu beachten.

9 Vom Coastal-Zone-Management zum Coastal-Energy-Management

54 Wie schon zu Beginn angesprochen, wird regenerative Energieversorgung stets komplexe Fragen räumlicher Planung aufwerfen, sobald sie nennenswerten Umfang erreichen soll. Das zumindest dürfte an dem erörterten Beispiel der Offshore-Windenergienutzung deutlich geworden sein. Selbst wenn die auf den vorhergehenden Seiten erwähnten Funktionen und Nutzungen des Meeres nur exemplarisch dargestellt werden konnten, ist zu erkennen, dass auch die Offshore-

Windenergienutzung – die doch gerade deswegen aufgegriffen und entwickelt wird, um den Zwängen der Flächenkonkurrenz auf dem Lande zu entkommen – von Beginn mit erheblichen Flächenkonkurrenzen konfrontiert ist.

55 Die Bundesregierung als auch die Regierungen der Küstenländer Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern haben vorbehaltlich nachzuweisender Umweltverträglichkeit ihr grundsätzliches Interesse an der Offshore-Windenergie wiederholt deutlich gemacht. Auch das EEG unterstreicht dieses Interesse mit seiner spezifischen Offshore-Windenergie-Klausel. Der mögliche Anteil der Offshore-Windenergie an der Energiewende wird aus einer Prognose des deutschen Windenergieinstituts (DEWI) deutlich, nach der Offshore-Windenergie zwischen 2020 und 2030 ca. 15 % der deutschen Stromproduktion übernehmen könnte. Bevor der Weg dorthin begangen werden kann, sollten aber Raum- und Umweltverträglichkeiten noch viel grundsätzlicher ins Auge gefasst werden, als dies heute der Fall ist. Die ersten Erfahrungen aus den Genehmigungsverfahren für Offshore-Windparks jedenfalls lassen dies ratsam erscheinen. Der Schritt hinaus aufs Meer führt nicht weg von Nutzungskonkurrenzen und Umweltunverträglichkeiten, sondern lediglich zu Nutzungskonkurrenzen und Umweltgütern anderer und neuer Art. Mit Blick auf einen zukünftig möglicherweise bedeutsamen Anteil der Offshore-Windkraft an der nationalen Stromerzeugung wird eine bloße Aneinanderreihung der für Einzelanlagen konzipierten UVP langfristig nicht ausreichen. In diesem Fall sind frühzeitigere, überregionale Planungskonzepte gefordert, die im Einklang mit den Grundsätzen eines adäquaten Coastal-Zone-Managements stehen.

56 Coastal-Zone-Management steht seit einigen Jahren für die international vermehrten, interdisziplinären Versuche, planerisch und steuernd auf die Nutzungs- und Umweltentwicklung von Küstenregionen einzuwirken. Weltweit befinden sich Küstenregionen in raschem Nutzungswandel und unter zunehmendem Umweltstress, was unter oft sehr ähnlichen Voraussetzungen einheitliche Lösungskonzepte plausibel macht. Auch die deutschen Küstenregionen in den Bundesländern Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern sind in einem ständigen Veränderungsprozess begriffen. Traditionelle Nutzungsformen der Landwirtschaft und Fischerei treten wirtschaftlich zunehmend in den Hintergrund, stattdessen ist die

Tourismusbranche in den ländlichen Küstenregionen zum Faktor großer wirtschaftlicher Bedeutung herangewachsen. Der Naturschutz hat in den letzten 15 Jahren mit Nationalparken, internationalen und Biosphärenreservaten enorme Flächenanteile des Küstensaums in Anspruch genommen. Mit einer Dynamik, die den Wandel der bisher erwähnten Nutzungen noch deutlich in den Schatten stellt, geht seit einem Jahrzehnt der Zuwachs an Windenergieproduktion an der Küste einher.

57 Coastal-Zone-Management wird in der internationalen Diskussion ausgiebig unter den Aspekten wie Meeresverschmutzung, Küstennaturschutz, Tourismusplanung und Übernutzungstendenzen diskutiert. Der weltweit bislang nur von wenigen Nachbarländern (Dänemark, Niederlande) geteilte Zuwachs an Windenergieproduktion im deutschen Küstenbereich und die hier nun hinzukommenden Offshore-Windenergieplanungen fordern eine Ergänzung dieser Diskussion durch Coastal-Energy-Management.

58 Coastal-Energy-Management bezieht die Konzepte des Coastal-Zone-Managements direkt auf die Integration küstennaher regenerativer Energieerzeugung in das Nutzungsgefüge und die spezifische Umwelt des Küstensaums. Hierbei geht es unter Einbezug von Sozial-, Planungs- und Naturwissenschaften um Managementkonzepte zur Integration von Onshore-Windenergie, Offshore-Windenergie oder zukünftigen Meeresenergiekraftwerken gleichermaßen. Umweltverträglichkeitsuntersuchungen von Einzelanlagen sind ein erster Schritt zur Nachhaltigkeit. Doch nur durch frühzeitig eingebrachte und überregional angelegte räumliche Steuerungskonzepte im Sinne eines Coastal-Energy-Managements wird es möglich sein, im öffentlichen Konsens das ambitionierte und weitgehend durch Offshore-Windenergie beabsichtigte Ziel der Energiewende mit einer nachhaltigen räumlichen Entwicklung zu verknüpfen.

10 Literatur

[1] BirdLife International: Important Bird Areas in Europe – Priority Sites for Conservation. Totnes, UK 2000

[2] Bundesamt für Naturschutz, INA Insel Vilm: Ergebnisprotokoll Workshop „Technische Eingriffe in marine Lebensräume" 1999

[3] Bundesamt für Naturschutz (BfN): Karte der Ökologisch besonders wertvollen Gebiete im Deutschen Ostseebereich. Vilm, Febr. 2000

[4] Danish Energy Agency: Action Plan for Windfarms in Danish Waters. Elkraft, SEAS, Danmark 1997

[5] Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz EEG) vom 25. 2. 2000

[6] *Guillemette, M, Larsen, J. K., Clausager, I.:* Impact assessment of an off-shore windpark on sea ducks. Neri technical report No. 227. National Environmental research Institute,, Ministry of Environment and Energy, Denmark 1998

[7] *Guillemette, M, Larsen, J. K., Clausager, I.:* Assessing the impact of Tunø Knob windpark on sea ducks. Neri technical report No. 263. National Environmental research Institute,, Ministry of Environment and Energy, Denmark 1999

[8] Haskoning: Near Shorewindenergie. Voorstudie locatieselectie. Nijmegen, Niederlande 1997

[9] *Kremer, H.:* Der Schweinswal in Nord- und Ostsee. WWF-Umweltinformation, Panda Fördergesellschaft für Umwelt mbH 1991

[10] *Merck, T. & H. von Nordheim:* Rote Listen und Artenlisten der Tiere und Pflanzen des deutschen Meeres- und Küstenbereichs der Ostsee. In: Bundesamt für Naturschutz (Hrsg.), Schriftenreihe für Landschaftspflege und Naturschutz, Heft 48, Bonn, 1996, 108 S.

[11] Miljö- og Energiministeriet Danmark, Energistyrelsen: Vindmöller i danske farvande – en undersögelse af de visuelle forhold ved opstilling af vindmöller pa havet. Miljöbutikken, Kopenhagen 1994

[12] Neue Energie – Magazin für Erneuerbare Energien. Heft 8/2000, BWE eV.

[13] NOVEM: Haalbarheidsstudie Demonstratieproject Near Shore Windpark. Utrecht, Niederlande 1997

[14] OECOS-Umweltplanung: Kurzeinschätzung zu Landschaftsverträglichkeit und Akzeptanz von Baustandorten für den Offshore Windpark „SKY 2000". Gutachten im Auftrag der 1.SHOW. VG, www.oecos-umweltplanung.de 1999

[15] OECOS-Umweltplanung: Ersteinschätzung der Themen einer Umweltverträglichkeitsuntersuchung zum Vorhaben Offshore Windpark „Arkonabecken Süd-Ost". Gutachten im Auftrag der BEC, www.oecos-umweltplanung.de 2000

[16] *Peters, H. J.:* Umweltverträglichkeitsprüfung im und am Meer. Vortragsmanuskript. Rostock 1999

[17] *Sundberg, J., Söderman, M.:* Windpower and Grey Seals – An Impact Assessment of potential effects by sea-based windpower plants on a local seal population. Upsala University, Dep. of Animal Ecology 1999

[18] *Weiß, Andrea:* Möglichkeiten der Regelung der Fischerei, des Bergbaus und der Schifffahrt in „Baltic Sea Protected Areas" (BSPAs) in der Ausschließlichen Wirtschaftszone der der Bundesrepublik Deutschland vorgelagerten Ostsee. Bundesamt für Naturschutz 1999

[19] Umweltstiftung WWF – Deutschland: Unser Naturerbe bewahren – Mit starken Nationalparken an Nord- und Ostsee. Bilanz der fünf deutschen Küsten-Nationalparke 1998

[20] UVP-Verwaltungsvorschrift zur Ausführung des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPVwV). Gemeinsames Ministerialblatt S. 675, 0.5.1.2

Übersicht

Die Aufsätze, bei denen *Autorennamen* angegeben sind, liegen bereits vor.

3000 Energiepolitik

3100 Globale Aspekte der Energiepolitik

3101 e8-Initiative – Engagement der Stromwirtschaft für globalen Umweltschutz und nachhaltige Entwicklung in Entwicklungsländern *(Straßburg)*

3102 Die Internationale Atomenergie-Organisation (IAEO) – Geschichte, Struktur, Aufgaben *(Sandtner)*

3103 Instrumente zur Förderung von Windenergie – Ein Ländervergleich (Stand 2006) *(Hilligweg/Weise)*

3200 Energiepolitik der EU

3300 Nationale Energiepolitik

3303 Energiepolitik in der Bundesrepublik Deutschland von 1946 bis 2000 *(Czakainski)*

3311 Unbundling – Liberalisierung der Energiemärkte *(Korfkamp/Hanisch)*

3400 Kommunale Energiepolitik

3500 Aus- und Weiterbildung im Energiebereich

3600 Energiepolitische Konfliktlinien

3610 Der deutsche Atomausstieg und seine Folgen für eine zukünftige Elektrizitätsversorgung *(Beck/Salander)*

3700 Technikbewertung

e8-Initiative – Engagement der Stromwirtschaft für globalen Umweltschutz und nachhaltige Entwicklung in Entwicklungsländern

Wolfgang Straßburg

Neun weltweit führende Elektrizitätsversorgungsunternehmen aus den G8-Industrieländern gehören der im Rahmen der Rio-Umweltschutz-Konferenz 1992 gegründeten e8-Initiative an. Die e8-Mitglieder bringen sich aktiv mit Vorschlägen in die globale Umwelt- und Klimaschutzdiskussion ein und setzen das Konzept der nachhaltigen Entwicklung mit Hilfe ausgewählter Projekte unentgeltlich vorrangig in Schwellen- und Entwicklungsländern weltweit in die Tat um. Mit rd. 40 bereits erfolgreich durchgeführten oder teils noch in Bearbeitung befindlichen Projekten nimmt e8 unter den Nicht-Regierungsorganisationen (NGO) eine Sonderstellung ein.

Inhaltsübersicht

		Rn			Rn
1	Einleitung	1-4	5.1	Human Capacity Buildings	33-36
2	Gründung der e8-Initiative	5-21	5.2	Capital Projects	37-41
2.1	Ziel	7-11	5.3	Activities Implemented Jointly	42-44
2.2	Mitglieder	12-15	6	Projekterfahrungen	45-51
2.3	Struktur	16-21	7	Bildungsmaßnahmen für nachhaltige Energieversorgung	52-53
3	e7-Fonds	22-24	8	Bewertung	54-58
4	Nicht-projektbezogene Aktivitäten	25-27	9	Ausblick	59-63
5	Projektbezogene Aktivitäten	28-44			

1 Einleitung

Der jüngste **UN-Klimabericht** des Intergovernmental Panel on Climate Change (**IPCC**) wurde in Paris am 2. Februar 2007 veröffentlicht[1]. Nach ihm ist mit einer Erderwärmung schneller und intensiver zu rechnen, als ursprünglich angenommen. Die Wahrscheinlichkeit **1**

1 Bislang nur vorveröffentlichte Zusammenfassung des Berichts (www.ipcc.ch). Vollständiger Bericht wird im Laufe des Jahres 2007 veröffentlicht.

ist deutlich gewachsen, dass der Mensch hiefür mitursächlich ist. Nach nahezu allen Szenarien bedarf es baldiger und großer Anstrengungen weltweit, um die globale Erderwärmung auf 2 ˚C, gemessen am vorindustriellen Niveau, zu begrenzen. Nach allgemein vorherrschender Auffassung wird ein solcher Temperaturanstieg das Weltklima nicht nachhaltig beeinträchtigen. Mithin ist angesagt, die Klima verändernden Auswirkungen unverzüglich so gering wie möglich zu halten und durch bereits geeignete Klimafolgemaßnahmen zu begleiten.

2 Die Industrieländer müssen unbestreitbar den größten Teil der **Emissionsreduktionen** in ihren Ländern leisten. Immerhin sind 25% der Weltbevölkerung, die in den OECD-Ländern leben, für rund 75% der CO_2-Emissionen infolge hohen Energieverbrauchs verantwortlich. Die internationale Staatengemeinschaft hat mit ausreichender Mehrheit das Kyoto-Protokoll[2] ratifiziert und damit einen weiteren Schritt in der Klimapolitik getan. Vorrangige Bedeutung misst das **Kyoto-Protokoll** neben den sechs festgelegten, zu berücksichtigenden **Treibhausgasen**[3] den flexiblen Instrumenten zur Eindämmung der Treibhausgasemissionen bei. Ausdrücklich genannt werden folgende Instrumente: **Handel mit Emissionsrechten, Joint Implementation, Clean Development Mechanism,** Berücksichtigung von **CO_2-Senken** sowie Anerkennung des **Bubble-Konzepts** für die Europäische Union (EU)[4].

3 Im europäischen sowie auch im weltweiten Vergleich engagiert sich Deutschland im Klimaschutz ambitioniert. Unbestreitbar wird damit eine gewisse Vorbildfunktion eingenommen. Allerdings ist Vorsicht geboten, nicht überzogene Anforderungen zu etablieren. Diese könnten einen **Ausweichmechanismus** in solche Regionen der Welt aus-

2 Mit der Ratifizierung des Protokolls durch Russland trat dieses am 16.02.2005 in Kraft. Damit wurde die 55% Hürde der CO_2-Emissionen der beteiligten Industrieländer überschritten.

3 Es sind die folgenden Gase bzw. Gasgruppen, die wesentlich zum Treibhauseffekt beitragen: Kohlendioxid (CO_2), Methan (CH_4), Distickstoffoxyd (Lachgas N_2O), teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe (H-FKW/HFCs), perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW/PFCs), Schwefelhexafluorid (SF_6). CO_2 dient als Referenzwert.

4 Siehe zu den Emissionszielen des Kyoto-Protokolls im Einzelnen, Das Kyoto-Protokoll und die wirtschaftlichen Folgen für Deutschland 2005, Institut für politische Analysen und Strategie (Hrsg.), Eigenpublikation, Berlin 2005 (www.politik-institut.de), S. 27; ferner zusammenfassend zum Inhalt des Kyoto-Protokolls S. 25 f.

lösen, wo weniger Anforderungen an den Klimaschutz gestellt werden. Geboten ist eine vernünftige Klimapolitik und keine Hysterie. Abzuwägen ist, wie viel Ressourcen für Risikovorsorge eingesetzt werden sollen und wie sich Emissionsreduzierungen am effizientesten organisieren lassen, und zwar ohne Preisgabe anderer politischer Ziele, wie etwa einer langfristig gesicherten Energieversorgung.

Der **Klimawandel** ist ein **globales Problem**, das zur Bewältigung eine **4**
internationale Sichtweise zwingend erfordert. So gelangt z. B. jede Tonne CO_2 in die nur einmal vorhandene Atmosphäre, völlig unabhängig davon, wo sie freigesetzt wird. Das in der Welt letztendlich beschränkt verfügbare Kapital muss tunlichst dort eingesetzt werden, wo es nicht nur ökologisch die größte Wirkung entfaltet, sondern auch dort, wo es möglichst andere Probleme der Menschheit, wie z. B. Armut, gleichzeitig hilft zu bekämpfen[5]. Bei dem anstehenden Energiehunger von Schwellen- und Entwicklungsländern ist deren Einbindung für den globalen Klimaschutz geboten. Dies dürfte aber realistischerweise nur gelingen, wenn auch die **Liberalisierung des Welthandels** mit diesen Bemühungen Schritt hält. Eine Blockade der Welthandelsrunde erschwert Erfolge im Klimaschutz.

2 Gründung der e8-Initiative

Knapp ein Drittel der Weltbevölkerung hat keinen Zugang zu kom- **5**
merzieller elektrischer Energie. Mehr als 40% der weltweiten CO_2-Emissionen stammen heute aus der Stromerzeugung. Der Energiehunger der Schwellen- und Entwicklungsländer ist extrem groß. Bis 2050 wird die Weltbevölkerung auf über 9 Mrd. Menschen anwachsen, in den 50 ärmsten Ländern sich allein von heute 0,8 Mrd. Menschen auf rd. 1,7 Mrd. erhöhen. Elektrizitätsversorgung ist essentiell für die Entwicklung moderner Zivilisationen, und zwar sowohl im wirtschaftlichen wie auch sozialen Bereich. Von den Vorteilen für die menschliche Entwicklung seien z. B. nur erwähnt **Bildung, Sicherheit, Gesundheit, Hygiene, Information** und **Kommunikation**[6]. Strom unterstützt Produktivprozesse und garantiert Wertschöpfung.

5 So zu Recht *Lomborg, B.*, Intelligente Umweltpolitik und globaler Klimaschutz, in: Vom Kostentreiber zum Innovationsmotor – Wende in der Energie- und Umweltpolitik, Wirtschaftsrat Deutschland, Eigendruck, Berlin 03/2006, S. 5 f.

6 Diese Fakten waren bestimmend, dass bereits im Umfeld der **Rio-Umweltschutzkonferenz** im Jahre 1992 sieben große Elektrizitätsversorgungsunternehmen (**EVU**) aus den Industriestaaten zusammen kamen, um die Gründung eines internationalen Forums für nachhaltige Entwicklung zu erörtern. Bei dieser Idee stand vorne an, sich an der weltweiten Diskussion über Umwelt- und Klimaschutz sowie nachhaltige Entwicklung mit Vorschlägen zu beteiligen. Ergänzend wurde es für notwendig erachtet, dass die Unternehmen sich durch ihr persönliches Know-how gerade in **Schwellen- und Entwicklungsländern** für eine nachhaltige Entwicklung einbringen. Dies führte noch im Jahre 1992 zur Gründung der e8-Initiative, die zunächst die Bezeichnung e7 in Anlehnung an das Auswahlkriterium **G7/G8** hinsichtlich der Herkunft der Unternehmen sowie „e" für Elektrizität führte. Namhafte Unternehmen der Stromwirtschaft haben sich hierdurch ergänzend zu politischen Bemühungen für eine nachhaltige Entwicklung **weltweit** eingebracht.

2.1 Ziel

7 Gemeinsames Ziel der e8-Initiative ist es, eine aktive Rolle im weltweiten Umwelt- und Klimaschutz, u. a. auch dadurch zu spielen, dass die Kernkompetenzen der beteiligten Unternehmen in internationale Referenzprojekte eingebracht werden. Dazu zählen: Projekte/Initiativen auf nationalen und internationalen Märkten einzubringen bzw. zu verwirklichen; Teilhabe an der globalen Debatte zu elektrizitätsrelevanten Themen; wirtschaftliche und zukunftsträchtige Erzeugungen und Anwendung von Strom zu fördern, insbesondere in Entwicklungsländern; Transfer von Fachwissen, Erfahrungen, auch zur Weiterentwicklung des Ausbildungsstandards vor Ort, schließlich als Berater für Entwicklungsprojekte internationaler Finanzierungsinstitutionen zur Verfügung zu stehen.

8 Die e8-Initiative unterscheidet sich ganz wesentlich von der überwiegenden Anzahl sonstiger Umweltschutzverbände oder **NGOs (Non-Governmental Organizations)**. Viele von diesen beschränken sich,

6 *Roussely, F.*, How we can achieve Sustainable Development, in: e7 – 10th Anniversary, A decade of action, Eigenpublikation, Montreal, Kanada 2002, S. 25 – e8secretariat@hydro.qc.ca.

wie Greenpeace mit spektakulären Aktionen belegt, darauf, Umweltbelastungen aufzuzeigen bzw. anzuprangern.

9 Demgegenüber wirkt die e8-Initiative mit **Projekten** an einer nachhaltigen Entwicklung mit. Dazu zählen sowohl **Beratungs**- und **Ausbildungsprojekte** als auch kleiner dimensionierte **Investitionsprojekte**. Bei beiden stehen der Know-how-Transfer sowie die Möglichkeit im Vordergrund, die Projekte durch die Partner im Entwicklungsland in eigener Regie nochmals und evtl. größer dimensioniert zu verwirklichen. Der **Referenzcharakter** ist häufig mitentscheidend. Schwellen- und Entwicklungsländer an über Jahrzehnte gewonnenen Erfahrung („**best practise**") teilhaben zu lassen, ist wichtiger und effizienter, als allein finanzielle Unterstützung zu leisten. Das gilt im besonderen Maße bei dem in vielen Ländern anstehenden Auf- bzw. Ausbau der Elektrizitätswirtschaften. Technologisch wird ein Präjudiz für die nächsten 30 bis 40 Jahre, nämlich für die Lebensdauer der Anlagen, geschaffen. Einmal investiert lassen sich die Systeme nur bedingt und begrenzt optimieren.

10 Die Initiatoren von e8 hatten von Beginn an das übereinstimmende Grundverständnis, getrennt von ihrem kommerziellen Geschäft diese Aktivitäten für nachhaltige Entwicklung auf einer **unentgeltlichen Basis** anzubieten. Das galt und gilt nicht nur für den vorrangig angestrebten Transfer von Erfahrungen und Know-how, sondern auch für die damit durch das Reisen von Experten verursachten Kosten bzw. Aufwendungen[7].

11 Gewiss legt der globale Charakter des Problems „Klimavorsorge" eine Zusammenarbeit der in den Industrieländern führenden EVU nahe. Es ist aber bei weitem nicht selbstverständlich, wie z. B. der **World Business Council for Sustainable Development (WBCSD)**[8] oder der **Prototyp Carbon Fund (PCF)**[9] der Weltbank belegen. Dort sind industrielle Partner aus ganz unterschiedlichen Branchen Mitglieder. Bei der e8-Initiative erweist es sich als Vorteil, dass für alle Aktivitäten und Projekte die **„EVU-zu-EVU"-Beziehung** genutzt werden kann.

7 So „The e7 Sustainable Energy Charter", Eigenpublikation (Fn. 6) S. 9; ferner www.e8.org.

8 Zusammenschluss von 180 international tätigen Unternehmen mit dem Ziel, Wirtschaftswachstum und Nachhaltigkeit in Einklang zu bringen. Der WBCSD initiiert jedoch keine vergleichbaren Projekte in Schwellen-/Entwicklungsländern wie die e8-Initiative.

Das jahrelange Verständnis für die sog. „Basis-Infrastruktur" der Stromversorgung wirkt im Ausland, und zwar gerade bei staatlich involvierten Stellen, vertrauensbildend.

2.2 Mitglieder

12 Zurzeit gehören der e8-Initiative insgesamt neun Unternehmen aus den G8-Ländern an:
- American Electric Power (AEP)
- Electricité de France (EDF)
- Enel
- Hydro-Québec
- Kansai Electric Power Company (KANSAI)
- Ontario Power Generation (OPG)
- RAO UESR
- RWE
- Tokyo Electric Power Company (TEPCO)

Damit sind zurzeit bis auf **Großbritannien (UK)** alle G8-Länder durch mindestens ein Unternehmen vertreten – Kanada und Japan durch zwei. Bei allen EVU handelt es sich um große Unternehmen der Stromwirtschaft ihres jeweiligen Landes, die über weit reichende Erfahrungen verfügen.

13 Neben den beiden größten japanischen Unternehmen TEPCO und Kansai gehören vier europäische EUV der Initiative an. Die mehrheitlich staatlich noch beherrschten Unternehmen Electricité de France aus Frankreich, Enel aus Italien sowie RAO UESR aus der Russischen Föderation; ferner RWE aus der Bundesrepublik Deutschland. Von Nordamerika gehören drei Mitglieder zu e8, und zwar American Electric Power (AEP), das größte amerikanische Erzeugungsunternehmen, sowie von der Ostküste Kanadas Ontario Power Generation (OPG) und Hydro Québec (HQ). Die Bandbreite hinsichtlich des **praktizierten Energiemixes** reicht bei den e8-Mitgliedern von überwiegend regenerativer Erzeugung durch Wasser-

9 Eine Zusammenarbeit zwischen 17 Industrieunternehmen und 6 Regierungen, die von der Weltbank seit Gründung in 2000 gemanagt wird. Der erste Fonds dieser Art, der projektbezogen die Reduzierung von Treibhausgasen für mehr nachhaltige Entwicklung erproben soll. Die Unternehmen erhalten für ihr finanzielles Engagement Treibhausgas-Gutschriften aus vom PCF durchgeführten Projekten.

kraft (so Hydro-Quebec zu rund 95 %) bis hin zu dominierender Versorgung durch Kernenergie (Electricité de France zu rd. 80 %). Nutzbare **Erfahrungen** ergeben sich ferner durch **Auslandsengagements** der Unternehmen, wodurch sie über erfahrenes Personal verfügen, in fremden Kulturen erfolgreich zu wirken. Mit Unternehmen aus Europa, Nordamerika und Japan waren und sind bei e8 gute Voraussetzungen geschaffen, weltweit zu wirken. Dies gilt gerade für Regionen, die vorrangig Unterstützung bzw. Partnerschaften für nachhaltige Entwicklung bedürfen. Dazu zählt in erster Linie Afrika, gefolgt von Lateinamerika sowie schließlich Teile von Asien und Südostasien.

14 Die e8-Initiative ist zur Zeit darum bemüht, **weitere Mitglieder** aus den G8-Ländern zu gewinnen. Dies gilt insbesondere für einen Partner aus Großbritannien (UK), nachdem ScottishPower mit Beschränkung auf den nationalen Markt die Initiative 2006 verlassen hat. Kooperationen für Einzelprojekte mit großen EVU außerhalb der G8-Länder bestätigen schließlich die Attraktivität, bei der e8-Initiative mitzuwirken. Erwähnt sei z. B. die Zusammenarbeit mit **Endesa** aus Spanien sowie **ESKOM** aus Südafrika.

15 Mit der Entwicklung der Industrieländer hin zu **G8** sowie den Beitritt des russischen Elektrizitätsversorgungsunternehmens RAO UESR zur ursprünglichen e7-Initiative sah man sich im Mai 2006 auf dem e8-Summit veranlasst, **e7** in **e8** umzubenennen und auch das Logo anzupassen. Das „e" steht für **Elektrizität**. Mit der Beschränkung auf EVU aus den G8-Ländern soll die Anzahl der Mitglieder limitiert bleiben, um eine hohe Funktionsfähigkeit bei der Abstimmung und Durchführung von Projekten weiterhin zu gewährleisten.

2.3 Struktur

16 Beiträge bzw. sonstige Mitwirkung der Mitglieder sollen ganz überwiegend der Projektarbeit und damit den Inhalten zugute kommen. Ein mit wenigen Personen besetztes **Sekretariat** in Montreal, Kanada, erweist sich seit vielen Jahren als ebenso professionell wie effizient. Die **Federführung** bei e8 wechselt unter den Mitgliedern **jährlich** und ist im Vorhinein festgelegt.

17 Die Struktur von e8 ähnelt der von G8: Die Mitglieder werden durch ihre **Chairmen** vertreten. Hierbei handelt es sich um die **Konzern-**

chefs bzw. **Präsidenten**, die sich persönlich verpflichten, die Ziele der Initiative durch ihre Unternehmen zu erfüllen. Sie kommen einmal jährlich – gleich G8 – zu einem Summit zusammen. Dieser wird von den **Sherpas** vorbereitet. Jedes Mitglied verfügt über einen Sherpa auf Vice President-Level. Diese treffen sich zweimal pro Jahr im sog. **Management Board**. In diesem werden, soweit nicht der Entscheidung der Chairmen vorbehalten,

- Stellungnahmen zu nachhaltiger Entwicklung und Klimawandel erörtert und verabschiedet;
- Strategien, Rahmenbedingungen und Auswahlkriterien für Projekte beraten und verabschiedet;
- Konkrete Projektempfehlungen zur Prüfung oder Realisierung freigegeben;
- Sämtliche Gegenstände des Summits beschlussfähig vorbereitet.

18 Den Sherpas obliegt es in erster Linie, die Haltung der e8-Initiative auf internationalen Konferenzen oder auch in relevanten Gremien zu vertreten, den Kontakt zu **UN-** und **Finanzorganisationen**, der **EU**, der **WB**[10] und **ADB**[11] zu halten sowie das projekt-bezogene Netzwerk zu pflegen.

19 Die Sherpas werden ihrerseits unterstützt durch ein **Netzwerk von Experten**, die aus den Mitgliedsunternehmen rekrutiert werden. Es handelt sich hierbei um erfahrene Energiewirtschaftler und Projektmanager. Das Netzwerk besteht aus einer Politischen und einer Projekt-Arbeitsgruppe, die eng mit dem e8-Sekretariat zusammenarbeiten. Die **Politische Arbeitsgruppe** befasst sich schwerpunktmäßig mit allen relevanten Themen des Klimawandels, entwirft Stellungnahmen, erarbeitet Analysen und Empfehlungen auch für externe Gremien und Organisationen. Sie wird unterstützt durch ein Kommunikations-Team, das aus erfahrenen Mitarbeitern in den Mitgliedsunternehmen besteht. Die **Projekt-Arbeitsgruppe** identifiziert alleine oder im Zusammenwirken mit z. B. UN-Organisationen

10 Die Weltbank gehört 184 Mitgliedsländern und hat ihren Sitz in Washington D.C., USA. Ihre Hauptziele sind es, weltweit Armut zu bekämpfen und die Lebensbedingungen helfen zu verbessern.

11 Die Asien Development Bank ist ein Finanzinstitut für multilaterale Entwicklung. Sie gehört 65 Mitgliedern, von denen 47 aus der Region kommen. Ihr Hauptsitz ist in Manila, Philippinen.

Investitions-Projekte und prüft diese nach grundsätzlicher Freigabe durch die Sherpas auf ihre Machbarkeit. Schließlich werden von der Projekt-Arbeitsgruppe Beratungs- und Ausbildungsprojekte identifiziert und zur Durchführung vorbereitet. Dabei wirken solche Experten von den Mitgliedern mit, die über die entsprechenden Erfahrungen verfügen und anschließend für die Realisierung zur Verfügung stehen.

Wesentlich erscheint, dass Experten aus ihrem laufenden Geschäft **20**
nur projektbezogen und damit zeitlich befristet für e8-Aufgaben eingesetzt werden. Für nicht wenige Mitarbeiter sind durch die Arbeit in einem internationalen Team ein Erfahrungsgewinn und zugleich eine angenehme Abwechslung verbunden. Es soll bewusst vermieden werden, für die Projektarbeit festere Strukturen zu schaffen, die – wie viele Organisationen belegen – leider häufig zur Selbstrechtfertigung dienen.

Die Mitwirkung an Projekten basiert auf dem **Prinzip der Freiwilligkeit** der Mitglieder. Allerdings haben sich alle Mitglieder durch einen sog. **Fünf-Jahres-Plan** verpflichtet, innerhalb dieses Zeitraums je eine Mindestanzahl von Beratungs-/Ausbildungs- und Investitionsprojekten federführend zu unterstützen. Dieser Plan wird jährlich aktualisiert und auf dem Summit von den Chairmen verabschiedet. Zur Durchführung eines Projektes bedarf es mindestens der **Unterstützung** durch **zwei Mitglieder**. Dieses Vorgehen hat sich als ebenso flexibel wie erfolgreich bewährt. **21**

3 e7-Fonds

Ergänzend zur e8-Initiative wurde im Jahre 1998 der **e7-Fonds** für **22**
Nachhaltige Energieentwicklung in Frankreich nach französischem Recht gegründet. Mit diesem Fonds sollen finanzielle Mittel sowohl von e8-Mitgliedern als auch dritten Sponsoren für ausgewählte Investitionsprojekte gesammelt werden. So war es der e8-Initiative bereits möglich, mehrere kleiner dimensionierte Projekte für eine nachhaltige Entwicklung mit Hilfe dieses Fonds zu realisieren. Der Fonds ist eine **juristische Person**. Mit dessen Hilfe konnten **Joint Ventures** im Ausland gegründet werden, die sich zur Projektrealisierung teils als notwendig erwiesen.

23 e8 hat durch den Fonds den Status eines UN-Beobachters und ist auch bei der **UNO** als **NON-GOVERNMENTAL Organisation (NGO)** akkreditiert. Der Fonds hat mit mehreren UN-Organisationen Kooperationsabkommen geschlossen bzw. unterhält enge Beziehungen, so z. B. mit **UNDP**[12], **UNEP**[13], **UNESCO**[14] sowie dem **Sekretariat** von **UNFCCC**[15]. Aufbauend auf den in den vergangenen Jahren gesammelten Erfahrungen prüft die e8-Initiative derzeit, ob sie die Struktur des Fonds so belässt oder dessen Funktion in die e8-Initiative integriert. Im letzteren Fall sollen die Vorteile einer eigenen Rechtspersönlichkeit sowie deren Akkreditierung bei der UNO durch die e8-Initiative selbst erlangt werden.

24 Die e8-Initiative ist weiterhin bestrebt, **Drittmittel** einzuwerben, nicht um ihr Engagement bezahlt zu erhalten, sondern um mit ihren Experten größere und evtl. auch der Anzahl nach mehr Projekte realisieren zu können. Neben **Fundraising** ist dabei auch in Überlegung, für einige Projekte eingeschränkt den Finanzmarkt zu nutzen. Nicht leicht zu verstehen ist die noch erkennbare Zurückhaltung **internationaler Finanzinstitutionen**, der EU sowie teils auch nationaler staatlicher Einrichtungen finanziell an Investitionsprojekten mitzuwirken. Entsprechendes Kapital wäre nach vorlaufenden Machbarkeitsstudien gut und sicher investiert, da die e8-Mitglieder aufgrund ihrer hohen Reputation in nahezu allen Fällen Erfolge der Vorhaben nicht nur wünschen, sondern auch brauchen. Es leuchtet nicht ein, dass stattdessen eher Geld für Studien ausgegeben wird. Zahlreiche der damit erarbeiteten Empfehlungen finden später keine Umsetzung, da es letztendlich hierfür an den Experten vor Ort fehlt.

12 United Nations Development Programme, in mehr als 160 Ländern unterstützend tätig, die Lebensverhältnisse zu verbessern.

13 United Nations Environment Programme, in vielen Ländern unterstützend für bessere Lebensbedingungen bei bestmöglichem Umweltschutz tätig.

14 United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization mit Sitz in Paris, Frankreich.

15 United Nations Framework Convention on Climate Change mit Sitz des Sekretariats in Bonn, Deutschland.

4 Nicht-projektbezogene Aktivitäten

25 Die e8-Mitglieder beteiligen sich aktiv an dem weltweiten Bemühen, mehr Umwelt- und Klimaschutz, insbesondere durch eine nachhaltige Entwicklung, zu erreichen. Dabei sind es in erster Linie die seit Jahrzehnten in ihrem eigenen Land erfolgten Optimierungen und Erfahrungen, die sie für die globale Problematik und Diskussion einbringen wollen. In den Stromwirtschaften der großen Industrieländer ist man seit langem erfolgreich bemüht, **Energieverbrauch** und **Wirtschaftswachstum** voneinander weiter zu **entkoppeln**. Dies gelingt vorrangig durch Effizienzsteigerungen bei der Energieerzeugung, Verringerung von Energie-Transportverlusten sowie Reduzierung des Verbrauchs per Anwendung. Dies ist ohne Zweifel ein dynamischer Prozess, der in den Industriestaaten mit noch deutlich höherem Energieverbrauch weitere Anstrengungen zur Effizienzsteigerung bzw. Einsparung erfordert. Gerade in Ländern wie z. B. China und Indien, die ihren extremen künftigen Energiebedarf zu decken haben, sollten möglichst umweltschonende und effiziente Technologien, und zwar zügig, zur Anwendung kommen.

26 Die e8-Initiative nimmt an dem seit dem Rio-Weltgipfel 1992 global stattfindenden **Dialog** zum Umwelt- und Klimaschutz vielfältig teil. Ihr Ziel ist es dabei, in Gremien oder bei relevanten Institutionen ihre jahrelange praktische Erfahrung („**best practise**“) einzubringen. Ohne Anspruch auf Vollständigkeit zählen hierzu u. a.

- Die Bindung der e8-Mitglieder an gemeinsam erarbeitete **weltweite Umweltstandards** mit veröffentlichter **Selbstverpflichtung**.
- Teilnahme an nahezu allen **Klimaschutzkonferenzen** (Conferences of the Parties – **COP** – bzw. Meetings of the Parties – **MOP** –) mit Durchführung von e7/e8-Foren. Letztere dienten der Präsentation und Erörterung von e8-Aktivitäten sowie konferenzrelevanter Themen.
- Organisation und Durchführung hochrangig besetzter **Foren** mit Regierungsvertretern, Repräsentanten von UN-Organisationen, Finanzinstitutionen und Industrievertretern auch aus anderen Branchen.
- **Kolloquien** und **Workshops** mit der Weltbank (WB) und Asian

Development Bank (ADB) zur Identifizierung von Projekten und Bestimmung deren Prioritäten.

- **Round Table** mit EVU-Vertretern aus Schwellen-/Entwicklungsländern, um deren Erfahrung und Einschätzung der bisherigen e7/e8-Aktivitäten kennen zu lernen und für die künftige Arbeit berücksichtigen zu können.
- Erarbeitung von Strategie- und Positionspapieren sowie deren Einbringung in die aktuelle Debatte.
- **Zusammenarbeit** mit **UN-Organisationen** einschließlich Einbringung praktisch gesammelter Erfahrungen.
- Einbringung von **praktischen Erfahrungen** sowie Zuarbeit für die Regularien von Klimaschutzprojekten, sog. **CDM/JI-Projekten**.

27 Umfangreiche Vor- und Nacharbeiten erfolgen durch die **Politische Arbeitsgruppe**. Sie entwirft Stellungnahmen, erarbeitet Analysen und Empfehlungen auch für externe Gremien oder Organisationen. Sie wird unterstützt durch ein **Kommunikationsteam**, das aus erfahrenen Mitarbeitern in den Mitgliedsunternehmen besteht. Dieses erstellt insbesondere Informationsbroschüren, hält den Kontakt zu den Medien und entwirft und aktualisiert den Internet-Auftritt von e8.

5 Projektbezogene Aktivitäten

28 e8 versteht sich nicht nur als Beratungsgruppe für supranationale Institutionen und Regierungen, insbesondere in Entwicklungsländern. Der Initiative geht es auch darum, nachhaltige Entwicklung durch „**Taten**“, d. h. projektbezogene Aktivitäten zu fördern. Selbstverständlich kann es sich hierbei nur um einen von vielen Bausteinen handeln, um dem globalen Problem des Klimawandels zu begegnen.

29 Das Kyoto-Protokoll sieht vor, dass Treibhausgase auch im Rahmen von **privatwirtschaftlichen Projekten** reduziert werden können. Allerdings müssen diese Projekte den Bestimmungen der flexiblen Mechanismen **Joint Implementation** bzw. dem **Clean Development** Mechanismen entsprechen[16]. Clean Development Mechanismen (auf Deutsch: Mechanismus für umweltverträgliche Entwicklung) ermöglicht es Industrie- und Entwicklungsländern, gemeinsam Klima-

16 Siehe zum Leitfaden für CDM- und JI-Projekte – www.bmu.de/klimaschutz.

schutzprojekte in Entwicklungsländern durchzuführen. Werden solche Projekte gemeinsam in einem Land durchgeführt, das selbst ein Reduzierungsziel von Treibhausgasen eingegangen ist (z. B. Länder Mittel-/Osteuropas), dann handelt es sich begrifflich um ein sog. Joint Implementation (JI)-Projekt. Begrifflich leitet sich die Bezeichnung von der gemeinsamen Projektrealisierung ab[17]. Zur Anerkennung solcher Projekte sind genaue Kriterien und Verfahrensabläufe festgelegt. Dazu gehören u. a.: Der Sponsor bzw. initiative Förderer trägt mit seinem Geld dazu bei, dass das Klimaschutzprojekt überhaupt möglich wird (**Zusätzlichkeit**). Das Projekt spart tatsächlich verglichen zu dem Fall ohne Projekt Emissionen (**Emissionsvermeidung**). Durch bei der UNO akkreditierte unabhängige **Organisationen** (z. B. TÜV) werden Projekte zu Beginn und nach Fertigstellung bewertet und zertifiziert (**Kontrolle in allen Phasen**). Nach Registrierung beim Sekretariat des UNFCCC[18] werden die Zertifikate nachfolgend frei handelbar.

Das Know-how-Netzwerk der e8 umfasst inhaltlich z. B. **30**

- Wirkungsgradsteigerung von Kraftwerken.
- CO_2-freie oder CO_2-arme Kohletechnologien.
- Erstelektrifizierung ländlicher Regionen.
- Implementierung und Nutzung erneuerbarer Energien.
- Analyse und Beurteilung von Umweltbelastungen.

---

17 Von der kaum noch überschaubaren Literatur, beispielhaft: *Barett, S.*: The Strategy of Joint Implementation in the Framework Convention on Climate Change, New York und Geneva 1995; *Rentz, H.*: Kompensation im Klimaschutz – Ein erster Schritt zu einem nachhaltigen Schutz der Erdatmosphäre, Berlin 1995; ferner *Straßburg, W.*: Joint Implementation, ökologische Herausforderung und ökonomische Chance? in: ET 1996, 280 ff., ders., JI- und CDM-Projekte eines EVU am Beispiel der RWE AG, in: Flexible Mechanismen zu CO_2-Minderung, VDI-Berichte, Düsseldorf 2002, S. 79 ff.; ders., Joint Implementation – Ein ergänzendes Instrument für den globalen Klimaschutz , in: Energie- und Umwelt, *Peiß, H.* u. *Günter, H.* (Hrsg.), Verlag Wisschenschaft und Praxis, Sternenfels 1999, S. 54 ff. Kritisch äußern sich z. B. Climate Network Europe, Joint Implementation – From a Europe Perspective, Brüssel 1995.

18 United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) mit Sekretariat in Bonn, Deutschland. Das Rahmenabkommen der Vereinten Nationen (Klimarahmenkonvention oder kurz UNFCCC) wurde 1992 in Rio de Janeiro von 154 Staaten verabschiedet. In der Folge wurde das Kyoto-Protokoll 1997 beschlossen, das 2005 in Kraft trat und bis zum Jahr 2012 Gültigkeit besitzt.

- Nachfragemanagement.
- Optimierung von Behördenorganisationen für nachhaltige Entwicklung sowie
- Verbesserung der Managementstruktur im gleichen Sinne.

31 e8 hat bislang rd. **30 Beratungs-/Aus-** und **Weiterbildungsprojekte** sowie **10 Investitionsprojekte** realisiert bzw. in Bearbeitung. Die Investitionsprojekte haben jeweils ein Finanzvolumen zwischen 2 bis 10 Mio. US $. Die e8-Initiative unterscheidet begrifflich zwei Arten von Projekten: **Human Capacity Building (HCB)** = Beratungs-/Aus- und Weiterbildungsprojekt sowie **Capital Project (CP)** = Investitionsprojekt, die ergänzend zum Know-how-Transfer Mindestkapital zur Realisierung erfordern.

32 Die Prüfung von Projekten unterscheidet sich inhaltlich grundsätzlich nicht von der eines kommerziell verfolgten Projektes. Einzige Ausnahme ist, dass nicht stets ein **Return on Investment** des vorgesehenen Kapitals Vorbedingung ist. Die generierbaren Einnahmen müssen aber mindestens so hoch und regelmäßig sein, dass die laufenden Kosten für Wartung und Reparatur des Projektes gedeckt werden können, um auch **finanzielle Nachhaltigkeit** zu gewährleisten. Schließlich werden von der Projektarbeitsgruppe Beratungs- und Ausbildungsprojekte identifiziert und zur Durchführung vorbereitet. Dabei wirken solche Experten von den Mitgliedern mit, die über die entsprechenden Erfahrungen verfügen und anschließend für die Realisierung zur Verfügung stehen. Gewiss können hier nicht alle Projekte dargestellt werden. Dies geschieht für eine beschränkte Auswahl. Anschließend wird auf Fragen und Probleme bei der Realisierung von Projekten eingegangen; ferner, wie Gewähr für Nachhaltigkeit erreicht werden kann.

5.1 Human Capacity Buildings

33 Umweltbelastungen zu erkennen und ihre Auswirkungen zu begreifen ist ein erster und wirksamer Schritt hin zu einer mehr nachhaltigen Entwicklung. Oft ist es den Menschen aufgrund langer Gewohnheit und Tradition nicht bewusst, wie sehr sie die Umwelt alltäglich belasten. Dies in gemeinsamen Workshops aufzuzeigen und mit Vorschlägen – angepasst an die **lokalen** und **regionalen Verhältnisse** – zu ver-

binden, ist ein Hauptanliegen von e8. So wurden z. B. in **Mexiko, Ägypten, Syrien, Paraguay, Tunesien** und **Malaysia** – um nur einige Länder zu nennen – gemeinsam sog. **„Environmental Impact Assessment (EIA)"-Workshops** durchgeführt. Zusammen mit einem Partner-EVU aus dem Gastland und/oder auch einer Behörde erfolgen im Rahmen solcher Workshops Präsentationen, praktische Übungen sowie interaktive Diskussionen. Die Teilnehmer kommen von EVUs, der Regierung, wissenschaftlichen Institutionen des Gastlandes sowie – was vielerorts wichtig erscheint – von NGOs. Nicht fremd bestimmend, sondern durch einen hohen Grad an Integration ist e8 bemüht, **Akzeptanz** vor Ort zu gewinnen.

34 Die **Kooperation mit UN-Organisationen**, – wie z. B. mit United Nations Development Programme (**UNDP**) im Jahre 1995 in Syrien – erwies sich als sehr hilfreich und vertrauensbildend. In **Thailand** war e8 zusammen mit der Weltbank für staatliche Stellen fördernd tätig, um ein verbessertes Luftreinhaltungsmanagement zu etablieren. In der **Mongolei** wurden durch e8-Experten vor Ort wie auch in Anlagen der e8-Mitglieder dortige Kraftwerkler geschult, um deren Anlagen effizienter und damit umweltgerechter betreiben zu können. In **Bangladesch** und **Bhutan** gab e8 auf Einladung der ADB Unterstützung für ein verbessertes Management in der Stromwirtschaft. In gemeinsamen Workshops in **China** ging es um effiziente Erzeugungstechnologien sowie ein verbessertes Nachfragemanagement, um den Zubau neuer Kapazitäten geringer halten zu können. Einen Workshop zur **Erstelektrifizierung ländlicher Regionen** führte e8 zusammen mit **UNEP** in Kenia durch. An ihm nahmen Vertreter von zehn afrikanischen Staaten teil. In Kairo behandelte ein Seminar zusammen mit **UNDESA** Fragen des Verbundes elektrizitätswirtschaftlicher Systeme. In **Bulgarien** diente ein e8-Workshop dazu aufzuzeigen, wie in Universitäten und Schulen die Strom- und Wärmeversorgung verbessert werden können. Organisationen des Landes – z. B. in **Mexiko, Indonesien** und **Thailand** – wurden seitens e8 erfolgreich geschult, um mit breiter Wirkung ihrerseits für mehr nachhaltige Entwicklung in der Elektrizitätswirtschaft zu sorgen. Schließlich wurde in **Südafrika** und **Lateinamerika** u. a. die Einrichtung von Schulungszentren gefördert.

35 Patentlösungen kann es nicht geben; dafür sind die Gegebenheiten vor Ort zu unterschiedlich. Gleichwohl hat das e8-Team einen **Leit-**

faden bzw. **Kriterienkatalog** erarbeitet und publiziert. Dieser soll helfen, durch umfassende und integrale Lösungsansätze bei Elektrizitätsprojekten sowie auch dem Umgang mit Energie Umweltbelastungen zu minimieren, und zwar hin zu mehr nachhaltiger Entwicklung.

36 Glaubwürdigkeit erlangen die e8-Mitglieder durch ihre Selbstbindung an die von ihnen früh erarbeitete und publizierte „**Sustainable Energy Charter**“[19]. Darin verpflichten sich die Mitglieder, Energieprojekte im eigenen Land wie auch in Entwicklungs- und Schwellenländern nur im Einklang mit den Prinzipien einer nachhaltigen Entwicklung zu realisieren. Dazu zählt u. a.:

- Die Entwicklung langfristiger und nachhaltiger Energiestrategien.
- Praktizierte Effizienzsteigerung mit geringerem Ressourcenverbrauch und minimierter Umweltbelastung.
- Die Bereitschaft, gerade in Entwicklungsländern sowie Ländern Osteuropas, durch vielfältige Beratung und Schulung die Anzahl der Menschen zu mehren, die für eine nachhaltige Entwicklung in der Energiewirtschaft eintreten können.
- Dabei werden die Rechte der Nationen, ihre eigenen Ressourcen zu entwickeln, ebenso wie die sozialen und wirtschaftlichen Gegebenheiten vor Ort respektiert.
- Die Bereitschaft zur Kooperation mit Regierungen, regierungsabhängigen oder regierungsunabhängigen Organisationen, um Rahmenbedingungen für erfolgreiche Projekte gemeinsam zu erarbeiten und diese durchzuführen.
- Gesundheitsgefährdungen und Sicherheitsrisiken durch e8-Aktivitäten sollen so gering wie möglich gehalten bzw. weitgehend ausgeschlossen werden.

5.2 Capital Projects

37 Seit Beginn war die e8-Initiative ebenso bemüht, durch **Investitionsprojekte** für nachhaltige Entwicklung, insbesondere in Entwicklungsländern einzutreten. Alleine oder mit anderen zusammen stellt sie Kapital zur Verfügung, um mit ihren Experten und Partnern vor

19 So „The e7 Sustainable Energy Charter“ (s. Fn. 7) S. 9.

Ort solche Projekte zu realisieren. Eine Auswahl bereits abgeschlossener oder in Realisierung bzw. Entwicklung befindlichen Projekte sollen die e8-Aktivitäten verdeutlichen.

38 Ein **Kleinwasserkraftwerk** in **Bhutan** ist das erste e8-Projekt, das offiziell als sog. Clean Development Mechanism **(CDM)-Projekt** nach dem Kyoto-Protokoll im November 2005 registriert wurde, und zwar zugleich auch als erstes Projekt im Königreich Bhutan am Himalaya. Es handelt sich um ein Wasserlaufkraftwerk mit einer Leistung von 70 kW. Dieses versorgt rd. 50 Haushalte, eine Krankenstation sowie eine Schule des Dorfes Chendebji in Zentralbhutan. Es ist das erste Mal, dass die dortige Bergbevölkerung völlig abgelegen von sonstigen urbanen Zentren mit Elektrizität versorgt wird. Das Projekt zeigt, dass es neben der umweltgerechten Elektrizitätsversorgung nicht selten darum geht, gleichzeitig die Lebensqualität der Menschen zu verbessern und Armut zu bekämpfen. Die Familien sind nunmehr in der Lage, abends ihr Essen in ihren Häusern mit Beleuchtung einzunehmen. Die Schulkinder können bei Licht noch Hausaufgaben erledigen. Seit der Elektrifizierung wurden ein neuer Laden und ein Restaurant nahe dem Dorf errichtet.

39 Im **Nationalpark „W-Park“** des Länderdreiecks **Benin, Burkina Faso, Niger** hat e8 **Photovoltaik-Systeme** installiert, um in einer entlegenen Gegend erstmals eine Elektrifizierung zu bewirken, die zugleich der Wasserversorgung dient. Mit der Energieversorgung von Dörfern, Kranken- sowie Rangerstationen wird ein Beitrag geleistet, einen der wertvollsten Faunaparks Westafrikas zu erhalten. Er wurde 1996 als Biosphärenreservat in das UNESCO-Programm „Mensch und Biosphäre“ aufgenommen und gehört zum **Weltkulturerbe** der **UNESCO**. Zu Beginn des Jahres 2006 hat die e8-Initiative ein Wartungs- und Monitoring-Programm für die nächsten fünf Jahre beschlossen, um die Nachhaltigkeit für dieses Projekt zu gewährleisten und tunlichst zu bestätigen. Das Programm wird durch eine lokale NGO (ECOPAS) durchgeführt.

40 Fortgeschritten mit dem Ziel der Inbetriebnahme in 2007 ist das **Galapagos-Windkraft-Projekt**. Auf der San Cristobal Insel der Galapagos in Ecuador installiert e8 Windgeneratoren. Diese werden zu etwa 50% die heute auf der Insel noch erfolgende Stromerzeugung durch Dieselgeneratoren ersetzen. Dieselimporte können dann redu-

ziert werden und Umweltschäden durch Ölleckagen verringert werden. Das Projekt hat **Gesamtkosten** von mehr als **10 Mio. US $**, von denen ca. 5,5 Mio. US $ von e8 ergänzend zu den unentgeltlich erbrachten Dienstleistungen aufgebracht werden. Die übrige Finanzierung erfolgt durch die **United Nations Foundation**, sonstige Spenden sowie staatliche Subventionen und Steuerentlastungen seitens Ecuadors. Zu erwähnen ist, dass aufgrund der hohen Umweltsensibilität bei der Projektprüfung aufwändige Umweltverträglichkeitsprüfungen durchzuführen waren, auf denen insbesondere vor Ort arbeitende Umweltgruppen bestanden.

41 In **Kenia** ist ein Projekt zur Weiterentwicklung des regionalen Stromnetzes im fortgeschrittenen Stadium. In **Madagaskar** und **Nicaragua** sind kleinere Wasserkraftanlagen mit Erweiterung der Netzinfrastruktur in ländlichen Regionen in Entwicklung; in Madagaskar in Zusammenarbeit mit der **GTZ**[20] sowie in Nicaragua mit angestrebter finanzieller Unterstützung der **DEG**[21].

5.3 Activities Implemented Jointly

42 Die e8-Initiative unternahm bereits Projekte zur Emissionsreduzierung von Energieerzeugung im Ausland, bevor das Kyoto-Protokoll Gutschriften („credits“) erlaubte. Vom Jahre 1995 an sah die Klimarahmenkonvention eine **fünfjährige Pilotphase** für gemeinsam im Ausland realisierte, Emissionsmindernde Projekte vor. Mit ihnen sollte das **Joint Implementation (JI)** als flexibles Instrument erprobt werden[22]. Die partnerschaftliche Umsetzung gibt dem Instrument seinen Namen. Die während dieser Zeit durchgeführten Projekte führten die Bezeichnung **Activities Implemented Jointly (AIJ)** und waren ausdrücklich ohne Kreditierung.

43 In **Jordanien** war es Ziel des e8-Projekts, den Energiewirkungsgrad von ausgewählten ölgefeuerten Kraftwerken zu verbessern. Durch

20 Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH. Sie arbeitet mit Partnern international zusammen für nachhaltige Entwicklung.

21 DEG – Deutsche Investitions- und Entwicklungsgesellschaft mbH, ein Unternehmen der KfW-Bankengruppe. Sie finanziert und strukturiert Investitionen privater Unternehmen in Entwicklungs- und Schwellenländern.

22 So das Protokoll von Berlin (1995), 1. Vertragsstaatenkonferenz der Klimarahmenkonvention.

technische Optimierungen konnten schließlich Einsparungen von 73.000 t CO_2-Emissionen pro Jahr erreicht werden. Das Projekt wurde zusammen mit jordanischen Stellen durchgeführt. Die jordanische Regierung hat das Projekt als „AIJ" nach der Klimarahmenkonvention anerkannt.

44 Bei dem e8-Projekt in **Indonesien** ging es um die dezentrale Versorgung einer abgelegenen Region mit erneuerbaren Energien. Mit 1.000 Photovoltaik-Solaranlagen, einer Wind-Solar-Diesel-Hybrid-Anlage und einem Klein-Wasserkraftwerk werden Bewohner einer Insellandschaft versorgt, in der die Installation eines Stromnetzes für eine zentrale Versorgung viel teurer wäre. Zu der bisherigen Versorgung mit Dieselkraftstoff werden rd. 33.000 t CO_2-Emissionen für die Lebensdauer der Anlagen (900 t CO_2/a) eingespart. Dem Projekt kommt bei der vergleichsweise geringen Emissionseinsparung **Pilotcharakter** zu. Die indonesische Regierung hat das Projekt als AIJ nach der Klimarahmenkonvention anerkannt. Ferner hat sie nach diesem Vorbild ein weiteres Projekt in größerem Maßstab eigenständig durchgeführt. Verständlicherweise ist dies, was e8 sich am meisten wünscht, nämlich gelungene **„Hilfe zur Selbsthilfe"**. Das e8-Projekt wurde auf dem Weltgipfel für nachhaltige Entwicklung in Johannesburg im Jahre 2002 durch **UNEP** ausgezeichnet[23].

6 Projekterfahrungen

45 Einige ausgewählte Erfahrungen aus der Projektarbeit seien kurz erwähnt. Besonders schwierig ist es zu Beginn, die **„soziale Akzeptanz"** zu erreichen. Die Bevölkerung vor Ort, die Region sowie auch staatliche Stellen sind davon zu überzeugen, welchen **Nutzen** das Projekt für sie hat. Die frühe und kontinuierliche Einbindung ist mithin für den nachhaltigen Erfolg entscheidend. Dazu zählt auch, dass die Partner vor Ort einen Kostenbeitrag zum Projekt leisten müssen. Ein **Cost-Sharing** wertet das Projekt auf. Auf e8-Seite ist es oft nicht leicht, die jeweils **geeigneten Projektmanager** zu finden. Sie müssen über das Fachwissen hinaus verstehen, die **kulturellen Barrieren** zu überwinden und vertrauensbildend zu wirken. So gilt es allem voran neben technischen Fragen der Projektrealisierung die Menschen vor

23 Der seinerzeitige Executive Director, Klaus Töpfer, überreichte den Award.

Ort „mitzunehmen“ und zu begeistern. Sie müssen lernen, die Anlage nach gemeinsamem Aufbau allein warten und reparieren zu können. Dazu gehört auch die Kenntnis über die Logistik, wo und wie Ersatzteile beschafft werden können. Schließlich müssen Verantwortliche vor Ort mit einem an die Gegebenheiten angepassten System regelmäßig Entgelte von den Verbrauchern einsammeln, ordnungsgemäß verwalten und für die Instandhaltung vorhalten bzw. verwenden. Generell lässt sich feststellen, dass nahezu bei allen Investitionsprojekten voran oder begleitend umfangreiche **Beratungs-/Schulungsprogramme** erfolgen müssen. Projekte, die die Menschen vor Ort nicht annehmen, haben auf Dauer keinen Erfolg.

46 Bei einem Teil der Projekte erweist es sich – soweit nicht schon rechtlich geboten – als ebenso wertvoll und bedeutsam, mit einigem zeitlichen Nachlauf ein **Monitoring** durchzuführen. Dies geschieht seitens e8 nicht nur bei dem W-Park-Projekt, sondern erfolgte auch bei dem vorgenannten Projekt in Indonesien. Das Monitoring dient nicht nur der Bestätigung der Nachhaltigkeit, sondern hat auch einen enormen Lerneffekt für unsere künftige Projektarbeit. Für registrierte CDM/JI-Projekte ist dies zwingend vorgesehen.

47 Nicht alle Projekte von e8 sind ausschließlich oder vorrangig ökologisch, d. h. allein emissionsmindernd angelegt. In **Afrika** oder wie erwähnt in **Bhutan** werden auch Projekte realisiert, die den dort lebenden Menschen erstmals Zugang zu elektrischer Energie verschaffen. Die Verbesserung der Infrastruktur und damit der Lebensverhältnisse hilft zugleich, die **Armut** zu **bekämpfen**, was bei vielen Projekten in Afrika in der Dringlichkeit vorne mit ansteht.

48 Die von e8 unentgeltlich erbrachte Projektarbeit befreit nicht davon, geeignete juristische Projektorganisationen vor Ort zum Teil in der Form von **Joint Ventures** zu etablieren und ebenso sorgfältig darauf zu achten, dass Haftungsfragen begrenzt sind. Bei einigen Projekten bewährt sich die **Public Private Partnership (PPP)**.

49 **Politische Stabilität** und **Verlässlichkeit** sind **Grundvoraussetzungen** für die Projektarbeit. Wenn durch Neuwahlen und nachfolgende neue Zuständigkeiten bestehende Verträge in Abrede gestellt werden, bleibt häufig nur der Abbruch des Projektes. e8 erfuhr dies in der Praxis durch ein in Zimbabwe verfolgtes Projekt. Die für die Projektentwicklung bereits verausgabten Kosten waren verloren.

Ein Sonderproblem ist in bestimmten Regionen die noch vorherrschende **Korruption**. Kooperationen mit UN-Organisationen erweisen sich als hilfreich, entsprechende Anliegen zurückzudrängen. Diese verfügen meistens über langjährige Kontakte zu den staatlichen Stellen und können besser Einfluss nehmen als private Unternehmen. **50**

Fremdfinanzierungen sind für Investitionsprojekte nur sehr eingeschränkt zu erhalten. Gleiches gilt für **Staatsgarantien**. Ein „return" des von Sponsoren eingesetzten Kapitals ist bei zahlreichen Projekten nicht oder nur sehr begrenzt möglich. Für die finanzielle Machbarkeit müssen aber immerhin soviel Einkünfte generiert werden können, dass Reparaturen und Wartungen bezahlt werden können. Ansonsten notwendige **Dauersubventionen** würden dem Projekt die **Nachhaltigkeit nehmen**. **51**

7 Bildungsmaßnahmen für nachhaltige Energieversorgung

e8 ist sich der Bedeutung von Bildungsmaßnahmen für nachhaltige Energieversorgung als Multiplikator bewusst. Bislang wurden 28 Post-Graduierten aus Entwicklungsländern **Stipendien** gewährt. Die Auswahl hierfür trifft eine von den e8-Mitgliedern unabhängige wissenschaftliche Jury. Die e8-Mitglieder stellen zusätzlich in ihren Unternehmen **Praktikantenplätze** bereit. Für Stipendien sind bis zum Jahr 2008 Mittel in Höhe von 1,3 Mio. US $ vorgesehen. **52**

e8 unterstützt auch aktiv das von der Weltbank jüngst initiierte Projekt „**Micro-Solar Distance Learning Programme**". Es geht hierbei um die Installation von Lernzentren in Entwicklungsländern mit der Nutzung modernster Informations- und Kommunikationstechnologien. Beispielsweise können in ländlichen Gegenden Computer mit Photovoltaik betrieben werden, die weltweit den Zugang zum Internet eröffnen. Selbstverständlich bedarf es aufbereiteter Programme und Anleitungen, will man in Eigenregie das Lernen vor Ort ermöglichen. Weitere Anwendungsgebiete wären z. B. die **Telemedizin** sowie **elektronischer Handel**. Die e8-Initiative ist derzeit dabei, ein Pilotprogramm sowohl in **Bhutan** als auch **Ecuador (Galapagos)** zu installieren. **53**

8 Bewertung

54 Die e8-Initiative kann verständlicherweise nur Teil zur Lösung des globalen Klimaproblems sein. Mit ihren auch **projektbezogenen Aktivitäten** unterscheidet sie sich allerdings positiv von der Mehrzahl anderer NGOs, die sich für den Klimaschutz engagieren.

55 Gewiss stellt sich die Frage, warum sich die Mitgliedsunternehmen von e8, und zwar schon seit rd. 15 Jahren, in diesem Sinne engagieren. Nicht nur Kunden und Gesellschaft, auch die **Kapitalmärkte**, u. a. Analysten, interessieren sich zunehmend für unternehmerisches Engagement in Sachen **Umweltschutz** und **nachhaltige Entwicklung** sowie für die Frage, wie das Unternehmen den sich daraus ergebenden **Risiken** Rechnung trägt. Hierbei sind Konzepte und **konkrete Maßnahmen** zur Sicherung der natürlichen Ressourcen und für eine künftige Entwicklung gefragt. Diesen Anfragen liegt das Credo zugrunde, dass Unternehmen, die **ökonomisch** und **ökologisch sozial verantwortlich** handeln, am Markt langfristig erfolgreicher sind als andere. Nachhaltigkeit ist Zukunftsvorsorge – ökonomisch, ökologisch und gesellschaftlich. EVU werden längst nicht mehr allein an klassischen Werten wie **Versorgungssicherheit** und **Preiswürdigkeit** gemessen. Das unternehmerische Verhalten wird zunehmend unter gesellschaftlichen, ökologischen und letztendlich ethischen Aspekten gemessen[24].

56 Das gilt unverändert auch unter den Bedingungen eines immer intensiveren globalen Wettbewerbs: **Umweltschutz** und **Steigerung des Unternehmenswertes** sind **keine Gegensätze**. So wurde z. B. RWE als „**Industry Leader**“ wiederholt in den renommierten **Dow Jones Sustainability Index (DJSI)** aufgenommen, der die weltweit größten Unternehmen enthält, die eine führende Rolle bei der Umsetzung des Leitbildes einer nachhaltigen Entwicklung einnehmen[25]. Gewiss ist hierfür die RWE-Mitgliedschaft in der e8-Initiative nicht allein ur-

24 Corporate Social Responsibility – CSR – und die hierfür entwickelten Kriterien sind mehr und mehr bestimmend.

25 Bereits seit 7 Jahren kontinuierlich; letztmalig für das Jahr 2007 – www.rwe-news.com. RWE ist das einzige ausgezeichnete deutsche Versorgungsunternehmen. RWE wurde ferner im September 2006 erstmals in den „Climate Leadership Index“ des Carbon Disclosure Project (CDP) aufgenommen und als „Best in Class“ in der Gruppe der Versorgungsunternehmen der größten 500 Unternehmen weltweit ausgezeichnet – www.cdproject.net.

sächlich. RWE gehört ferner seit 2000 als Gründungsmitglied dem **Forum für nachhaltige Entwicklung – econsens –** des Bundesverbandes der Deutschen Industrie (BDI) e.V. an, das sich die Förderung des nachhaltigen Wirtschaftens in Deutschland zum Ziel gesetzt hat. RWE engagiert sich seit einigen Jahren als einziges deutsches Industrieunternehmen beim **Prototype Carbon Fund** der Weltbank. Mit dem Beitritt zur UN-Initiative „**Global Compact**" Ende 2003 ist RWE die Verpflichtung eingegangen, weltweit zur Verbesserung des Umweltschutzes und der Arbeitsbedingungen sowie zur Wahrung der Menschenrechte beizutragen. Dies findet national sowie international durch vordere Rankings des Unternehmens Anerkennung.

57 RWE weiß um seine Verantwortung, die es als einer der großen CO_2-Emittenten hat und nimmt diese an. Es gilt, Innovationen voranzutreiben und Entwicklungen zu beschleunigen, um so einen entscheidenden Beitrag zur nachhaltigen Klimavorsorge fortgesetzt zu leisten. Die Klimaschutzstrategie von RWE besteht aus drei Bausteinen: Weiterentwicklung und Realisierung von **Clean Coal Technologien, Ausbau regenerativer Energien**, und zwar dort, wo es ökonomisch sinnvoll ist, sowie verstärktes Engagement von **Clean Development Mechanismen** und **Joint Implementation**. Die Klimaschutzstrategie von RWE ist zukunftsgerichtet und ergänzt den seit Jahren praktizierten integralen Umweltschutz. So wird bei allen neu zu errichtenden Kraftwerken die best verfügbare Technik eingesetzt. Beleg für RWE´s Anstrengungen ist der RWE-Bericht „Unsere Verantwortung – 2005". Dieser **Nachhaltigkeitsbericht** wurde im März 2006 erstmals vollständig von einem Wirtschaftsprüfer testiert[26].

58 Die Mitwirkung von RWE bei Klimaschutzprojekten im Ausland bedeutet nicht, dass damit weniger Umweltschutz im Inland bewirkt würde[27]. Mit großer Überzahl fanden bislang die e8-Projekte ohne Kreditierung statt. Selbst in den wenigen Fällen, in denen dies bislang erfolgte, waren Anzahl und Wert der Emissionsgutschriften außerordentlich gering im Vergleich zu den unverhältnismäßig hohen Registrierungskosten. Viele e8-Projekte finden in Regionen der Entwick-

26 Hrsg.: RWE Aktiengesellschaft, Opernplatz 1, 45128 Essen.

27 In diesem Sinne zu Unrecht: Greenpeace in ihrer regelmäßig erscheinenden Publikation nach Beendigung des unter Federführung von RWE erfolgten e8-Indonesien-Projektes im Jahre 2001. Bei dem seinerzeitigen AIJ-Projekt konnte von vornherein keine Kreditierung erlangt werden!

lungsländer statt, die größere kommerzielle Projekte in Ansehung der noch unsichereren Rahmenbedingungen nicht erlauben. Die e8-Aktivitäten sind bei den Mitgliedern mithin auch weitgehend von dem kommerziellen Engagement im Ausland getrennt.

9 Ausblick

59 Unter Anerkennung durchaus all dieser Anstrengungen verbleibt die Frage, wie weit dem globalen Klimaproblem begegnet wird. Die Antwort hierauf kann nur misslingen, setzt man sie nicht in Relation zu viel weitergehenden Maßnahmen. Das am 16. Februar 2005 in Kraft getretene Kyoto-Protokoll verpflichtet deren Vertragsstaaten zu einer Minimierung der Treibhausgasemissionen in Höhe von 5,2% gemessen an dem Niveau von 1990, und zwar spätestens bis zum Jahr 2012 (Periode 2008 - 2012). Selbst bei vollständiger Umsetzung dieser Ziele würde der Temperaturanstieg in den nächsten 100 Jahren um allenfalls 0,15 °C vermindert. Ein wesentlicher Grund hierfür ist, dass 50% der Emittenten der Welt bislang keine Minderungspflichten übernehmen. Dazu zählen Staaten wie die USA, China, Indien, Brasilien etc., die große Mengen an CO_2-Emissionen freisetzen. So sehr das Kyoto-Protokoll als völkerrechtliche Verpflichtung als Erfolg zu werten ist, gilt dies bei weitem nicht für seinen häufig überbewerteten Inhalt. Auch die Vorbildfunktion, die gerade Deutschland ihm beimisst, hat sich bisher nicht bewahrheitet. Das Klimaabkommen der USA mit fünf asiatisch-pazifischen Ländern per se zu diskriminieren, halte ich für ebenso wenig sachgerecht. Auf die USA, Australien, China, Indien, Japan und Südkorea, die dem Abkommen beigetreten sind, entfallen immerhin rund ¼ der weltweiten CO_2-Emissionen. Die Partner ziehen die Entwicklung und insbesondere Verbreitung sauberer Energietechnologien der verbindlichen Vorgabe von Reduktionszielen vor.

60 Wichtig erscheint, dass für die Klimavorsorge bzw. den Klimaschutz **so viel Partner wie möglich** weltweit gewonnen werden. Die letzten Klimaschutzkonferenzen von Marrakesch (2004) und Montreal (2005) haben gezeigt, wie schwierig es ist, allein die Regularien für die Instrumente des Kyoto-Protokolls zu verabschieden. Gerade hiervon sowie auch von der **Verringerung** der **Registrierungskosten** wird es abhängen, ob im namhaften Umfang CDM- und JI-Projekte welt-

weit zur Reduzierung von klimaschädlichen Emissionen zur Anwendung kommen. Ein Grund für die immer noch nicht ausreichende administrative Effizienz liegt wohl darin begründet, dass in vielen Gremien überwiegend Vertreter von staatlichen Stellen sowie von vorrangig ökologisch orientierten NGOs vertreten sind. Klassisches **Know-how** für **Projektmanagement** im **Ausland** ist damit unzureichend vertreten. Die mit dem Prototypen Carbon Fund der Weltbank gesammelten Erfahrungen wirken allerdings positiv befruchtend. Die ursprüngliche Idee der flexiblen Instrumente des Kyoto-Protokolls, klimaschädliche Gase dort einzusparen, wo dies kostenmäßig am günstigsten ist, wird teils konterkariert. So hat z. B. der seit 1. Januar 2005 praktizierte europäische und nicht globale **Emissionshandel** nur wenig mit dieser ursprünglichen Idee zu tun. Mit ihm wird in erster Linie ein Handel zwischen energieintensiven Unternehmen erzwungen, die ohnehin schon in hohem Maße in Energieeffizienz investiert haben.

Die EU strebt mit ihren **Beschlüssen** vom 09.03.2007 (**EU-Gipfel**) **61**
beim Klimaschutz für Europa eine Vorreiterrolle an. Im Wege einer Selbstverpflichtung soll der Ausstoß von Treibhausgasen auf 20% gesenkt werden. Dies soll unabhängig davon gelten, ob sich Drittstaaten den Anstrengungen der EU zur Reduzierung anschließen. Zum Wirksamwerden bedarf es allerdings noch der Einigung über die Aufteilung im EU-Innenverhältnis. Im Fall einer internationalen Vereinbarung soll die Reduzierung auf 30% verschärft werden. Die **Selbstverpflichtung** der **EU** von **20%** gilt mithin auch dann, wenn kein **Folgeabkommen** für die Zeit nach **Kyoto**, also nach 2012 zustande kommt. Was dies bedeutet, verdeutlicht am besten das Kyoto-Protokoll, das „nur" eine Reduktion von **5,2%** vorsieht. Die Gemeinschaft (**EU 15**) hat bislang (2006) eine Minderung von **0,9%** erreicht. **Deutschland** hat mit einer Emissionsminderung von **21%** zu rd. drei Viertel zur Erfüllung des **Gemeinschaftsziels** von minus **8%** beizutragen, was aus heutiger Sicht bis 2012 gelingen dürfte. Demgegenüber sind viele andere EU-Mitgliedsstaaten von ihrem „Kyoto-Ziel" noch weit entfernt.

Globaler Klimaschutz wird gewaltige **Kapitalströme umlenken** **62**
müssen. Er erscheint aber bei wirklich globalen Anstrengungen finanzierbar[28]. Allerdings darf durch europäisches „Burden Sharing" oder nationale Anforderungen die größte Volkswirtschaft Europas, also

Deutschland, hierdurch keine wirtschaftlichen Einbußen erleiden. Dann verlöre nicht nur Deutschland, sondern Europa insgesamt. Um Standortnachteile zu vermeiden, müssen bei knappem Klimaschutz-Kapital die Klimaschutzmaßnahmen mit dem kostengünstigsten Potenzial erschlossen werden.

63 Globaler Klimaschutz erfordert die Mitwirkung vieler. Zahlreiche souveräne Staaten der Dritten und Vierten Welt gilt es, beim Ausbau ihrer Energieversorgung früh zu unterstützen und zu begleiten, und zwar im Sinne einer nachhaltigen Entwicklung. Die e8-Initiative spielt hierfür eine von UN-Organisationen, internationalen Finanzinstitutionen sowie auch Regierungen der G8-Staaten anerkannte Rolle. e8 hat bereits wichtige Pionierarbeit geleistet. Die Initiativ bleibt aktiv, sowohl national als auch international die flexiblen Mechanismen wie JI und CDM attraktiv mit zu gestalten, damit sie zum Nutzen einer nachhaltigen Entwicklung verstärkt zum Einsatz kommen kann.

28 Siehe sog. „Stern-Report", Stern Review on the Economics of Climate Change, *Stern, Nickolas*, Bericht im Auftrag der britischen Regierung erstellt, London, 30. Oktober 2006. Der Bericht des ehemaligen Weltbank-Chefökonomen untersucht die wirtschaftlichen Folgen der globalen Erwärmung. Die jährlichen Kosten für die Stabilisierung der Treibhausgaskonzentration schätzt er auf ca. 1% des globalen Bruttosozialprodukts.

Die Internationale Atomenergie-Organisation (IAEO) – Geschichte, Struktur, Aufgaben

Walter Sandtner

Die IAEO hat sich in den 50 Jahren ihres Bestehens zu einer der renommiertesten internationalen Organisationen entwickelt. Vor allem durch die Entwicklungen im Irak, Iran und Nord-Korea ist die Organisation der Weltöffentlichkeit eindringlich bekannt geworden. Der im Dezember 2005 Generaldirektor ElBaradei und der Agentur verliehene Friedens-Nobelpreis hat das Ansehen der IAEO weiter gestärkt. Deutschland ist fast von Anfang an, nämlich seit der Ratifikation des IAEO-Statuts am 1. Oktober 1957, Mitglied der IAEO und seit 1973 ständiges Mitglied des Gouverneursrats gewesen, wo es seither eine wichtige Rolle wahrnimmt. Sollte die sog. Kernenergieausstiegspolitik fortgesetzt werden, wird Deutschland über kurz oder lang diese Position einbüßen und damit nicht mehr in der Weise an der internationalen Nuklearentwicklung mitwirken können, wie dies z.B. bei der Iranproblematik der Fall gewesen ist. Wie immer sich die Kernenergiepolitik in Deutschland gestalten wird, die enge Zusammenarbeit mit der IAEO wird auch in Zukunft von unveränderter Bedeutung bleiben.

Im Folgenden wird zunächst auf die Geschichte, sodann auf die Struktur der Agentur und schließlich auf die Aufgaben der IAEO näher eingegangen.

Inhaltsübersicht

		Rn
1	Allgemeines	1–4
2	Geschichte der IAEO	5–22
2.1	1945–1957: Vorgeschichte/ Gründungsphase	6–9
2.2	1957–1970: Schwierige Anfangsjahre	10–13
2.3	1970–1990: „Klassisches“ Safeguardssystem (INFCIRC/153), Unglücksfälle	14–16
2.4	1990–2007: Zusatzprotokoll (INFCIRC/540), Erfolge, Probleme, Nobelpreis	17–22
3	Struktur der IAEO	23–28
4	Aufgaben der IAEO	29–51
4.1	Safeguards	30–39
4.2	Nukleare Sicherheit und Objektschutz	40–48
4.2.1	1958–1978: Strahlenschutz, Transporte, Nuclear Safety Standards (NUSS)	42–43
4.2.2	1979–2000: Intensivierung nach Three Mile Islands und Tschernobyl, Konventionen	44–46
4.2.3	2001–2007: Nach dem 11.09.2001 Ausweitung auf illegal trafficking und Anti-Terror-Maßnahmen	47–48

		Rn			Rn
4.3	Nuklearentwicklung, Isotopenforschung und -anwendung	49–51	5	Ausblick	52

1 Allgemeines

1 Die IAEO hatte vom 18. – 22. September 2006 ihre 50. Generalkonferenz und am 29. Juli 2007 war der 50. Jahrestag des Inkrafttretens ihres Statuts. Sie ist damit in den Jahren 1956/57 geschaffen worden, als im Gefolge der Erklärung von Dwight D. Eisenhower „Atoms for Peace" vom 8. Dezember 1953 in den meisten Industriestaaten eine Kernenergie-Aufbruchstimmung vorhanden war. In diesen Jahren wurden auch die Europäische Atomgemeinschaft (EURATOM) und die OECD-Nuklearenergie-Agentur (OECD/NEA) gegründet, wobei vor allem der guten Zusammenarbeit zwischen IAEO und EURATOM im Safeguards-Bereich eine besondere Bedeutung zukommt.

2 Die IAEO hat sich in den 50 Jahren ihres Bestehens zu einer der renommiertesten internationalen Organisationen entwickelt. Sie hatte während dieser Periode nur vier Generaldirektoren, nämlich Stirling Cole (USA), Sigvard Eklund (Schweden), Hans Blix (Schweden) und Mohamed ElBaradei (Ägypten), die aufgrund ihrer persönlichen Sachkenntnis und Integrität erheblich zu dem Prestige der Agentur beigetragen haben. Vor allem durch die Entwicklungen im Irak, Iran und Nord-Korea ist die Organisation der Weltöffentlichkeit eindringlich bekannt geworden. Der im Dezember 2005 Generaldirektor ElBaradei und der Agentur verliehene Friedens-Nobelpreis hat das Ansehen der IAEO weiter gestärkt.

3 Deutschland ist fast von Anfang an, nämlich seit der Ratifikation des IAEO-Statuts am 1. Oktober 1957, Mitglied der IAEO und seit 1973 ständiges Mitglied des Gouverneursrats gewesen, wo es seither gemäß Art. VI Abs. 1 des Statuts als eine der „ten members most advanced in the technology of atomic energy including the production of source materials" eine wichtige Rolle wahrnimmt. Sollte die sog. Kernenergieausstiegspolitik fortgesetzt werden, wird Deutschland

über kurz oder lang diese Position einbüßen und damit nicht mehr in der Weise an der internationalen Nuklearentwicklung mitwirken können, wie dies z.B. bei der Iranproblematik der Fall gewesen ist.

Im Folgenden wird zunächst auf die Geschichte, sodann auf die Struktur der Agentur und schließlich auf die Aufgaben der IAEO näher eingegangen. **4**

2 Geschichte der IAEO

Die Geschichte der IAEO ist aufs Engste mit der internationalen Kernenergieentwicklung verbunden und insofern entsprechenden Krisen und Spannungen ausgesetzt gewesen. Man kann diese Geschichte in vier Phasen einteilen: **5**

1945–1957: Vorgeschichte/Gründungsphase

1957–1970: Schwierige Anfangsjahre

1970–1990: „Klassisches" Safeguardssystem (INFCIRC/153), Unglücksfälle

1990–2007: Zusatzprotokoll (INFCIRC/540), Erfolge, Probleme, Nobelpreis.

Im Folgenden sollen diese vier Perioden durch einige Stichworte charakterisiert werden.

2.1 1945–1957: Vorgeschichte/Gründungsphase

Bereits vor dem Abwurf der beiden Atombomben auf Hiroshima und Nagasaki setzte in den USA das Nachdenken über die nukleare Zukunft ein. Es war einer Reihe von Persönlichkeiten, darunter Einstein, deutlich geworden, dass die Existenz von Atombomben eine erhebliche geschichtliche Zäsur bedeutet. Insbesondere zwei Maßnahmen sind in diesem Zusammenhang einer breiten Öffentlichkeit bekannt geworden: **6**

der Baruch-Plan von 1946 sowie

die Rede von Präsident Dwight D. Eisenhower vom 08.12.1953.

7 Dem Baruch-Plan lag der Gedanke zugrunde, sämtliche Atomanlagen einer internationalen Behörde zu unterstellen, die gleichzeitig die Verfügungsgewalt über sämtliches Nuklearmaterial erhalten sollte. Der Plan ist schließlich an der Haltung der UdSSR gescheitert, die in den Kontrollen eine Verletzung ihrer Souveränität und des Prinzips der Nichteinmischung in ihre inneren Angelegenheiten sah.

8 Durch die Atombombenexplosionen 1949 durch die UdSSR und 1952 durch Großbritannien hat dieser Plan seine Grundlage verloren.

9 Die USA unternahmen daraufhin einen neuen Anlauf zur Kontrollierung der Kernenergieentwicklung durch die Rede von Präsident Eisenhower vom 08.12.1953. Sie sah eine Doppelstrategie vor, nämlich Förderung der friedlichen Nutzung der Kernenergie bei striktem Verzicht auf Nuklearwaffen durch alle Staaten, die darüber noch nicht verfügten. Dieser Vorschlag wirkte auf die UdSSR überzeugender als der Baruch-Plan. Damit war der Weg frei zur Gründung der IAEO, die am 29.07.1957 erfolgte.

2.2 1957–1970: Schwierige Anfangsjahre

10 Die Anfangsjahre der IAEO waren vom Kalten Krieg überschattet. Dies bekam nicht zuletzt der erste Generaldirektor der IAEO Stirling Cole (USA) zu spüren, dessen Amtsperiode von 1957–1961 nicht mehr verlängert wurde. Demgegenüber blieb sein Nachfolger Sigvard Eklund (Schweden) 20 Jahre von 1961–1981 im Amt.

11 Auch bei der Erfüllung ihrer Aufgaben tat sich die IAEO zunächst schwer. Artikel XII des IAEO-Status gab der IAEO nur die Möglichkeit zu einem eingeschränkten Safeguardssystem, das die Zunahme der Zahl von Kernwaffenstaaten (KWS) nicht verhindern konnte. Es war für die damals vorhandenen drei KWS USA, UdSSR und Großbritannien deshalb unbefriedigend, dass sich Frankreich und China 1960 bzw. 1964 durch Atombombenexplosionen als weitere KWS etablierten.

12 Hinzu kam 1962 die Kuba-Krise, die die Welt nahe an den Rand eines Atomkriegs brachte. Präsident Kennedy vermutete damals, dass es in wenigen Jahren 25–35 KWS geben könnte. Es setzte sich vor diesem Hintergrund weltweit die Vorstellung durch, dass solchen bedrohlichen Aussichten Einhalt geboten werden sollte.

Im Übrigen gründete die IAEO in dieser Phase, um 1964, die Labo- **13**
ratorien in Seibersdorf, Monaco und Triest sowie die gemeinsame FAO/IAEO-Abteilung.

2.3 1970–1990: „Klassisches" Safeguardssystem (INFCIRC/153), Unglücksfälle

Um die weitere Zunahme von Kernwaffenstaaten (KWS) zu verhin- **14**
dern, wurde der Nichtverbreitungsvertrag (NVV) ausgearbeitet, der am 01.07.1968 unterzeichnet wurde und am 05.03.1970 in Kraft trat. Deutschland tat sich mit dem Beitritt zum NVV zunächst schwer, da hierdurch eine Zweiklassengesellschaft von KWS und Nicht-Kernwaffenstaaten (NKWS) geschaffen wurde. Demgemäß trat der NVV für Deutschland erst am 05.03.1975 in Kraft. Auf der Basis von Artikel III NVV wurde daraufhin das „klassische" IAEO-Safeguardssystem INFCIRC/153 ausgearbeitet, von dem man sich eine wirksame Aufdeckung und damit Verhinderung illegaler Nuklearaktivitäten versprach. Wie sich später zeigen sollte, war diese Annahme trügerisch. Durch die Beschränkung der Kontrollen auf die von einem Staat der IAEO mitgeteilten Kernmaterialien war es möglich, sich durch eine Nicht-Mitteilung diesen Kontrollen zu entziehen und damit unbemerkt illegale Nuklearaktivitäten durchzuführen. Es dauerte allerdings rd. 20 Jahre, bis diese Schwäche offenkundig wurde.

Die Periode 1970–1990 war im Übrigen durch eine Reihe von Pro- **15**
blem- und Unglücksfällen gekennzeichnet. Zunächst zündete Indien, das dem NVV nicht beigetreten war, im April 1974 eine Atombombe. Daraufhin verabschiedeten die USA unter Präsident Carter 1978 den Nuclear Non-Proliferation Act (NNPA), mit dem der Einsatz von Plutonium und hoch angereichertem Uran (HEU) ausgeschlossen werden sollte. Die Einstellung der deutschen Wiederaufarbeitungsanlage in Wackersdorf, des Schnellen Brüters in Kalkar und der MOX-Anlage in Hanau sind Auswirkungen dieser US-Politik auf Deutschland.

1979 war der Unfall von Three Mile Islands (USA). 1981 bombar- **16**
dierte Israel den irakischen Forschungsreaktor Osirak, der u.a. mit französischer Unterstützung gebaut worden war. Die hierdurch hervorgerufenen Spannungen hätten beinahe zum Auseinanderbrechen der IAEO geführt. Im April 1986 folgte der bislang schwerste Reak-

torunfall der Geschichte der friedlichen Nutzung der Kernenergie in Tschernobyl. Die IAEO sah sich damit vor erhebliche zusätzliche Aufgaben gestellt. Generaldirektor Blix (Schweden), der 1981 als Nachfolger von Eklund sein Amt antrat und 16 Jahre bis 1997 im Amt blieb, hat diese schweren Aufgaben, soweit die IAEO hierzu einen Beitrag leisten konnte, in sehr anerkennenswerter Weise gehandhabt.

2.4 1990–2007: Zusatzprotokoll (INFCIRC/540), Erfolge, Probleme, Nobelpreis

17 Anfang der 90-er Jahre wurde offenkundig, dass drei Staaten, nämlich Südafrika, Irak und Nord-Korea, illegale Nuklearaktivitäten verfolgten. Südafrika hatte bereits sechs Atombomben gebaut. Es war damit offensichtlich, dass das bestehende „klassische" Safeguardssystem (INFCIRC/153) nicht ausreichte und durch Zusatzmaßnahmen zu ergänzen war. Das Ergebnis dieser Bemühungen war das vom IAEO-Gouverneursrat im Juni 1997 verabschiedete Zusatzprotokoll (INFCIRC/540), mit dem die Befugnisse der IAEO vor allem durch zusätzliche Informationspflichten der Mitgliedstaaten sowie durch zusätzliche Zugangs-(Kontroll-)möglichkeiten der IAEO verstärkt wurden.

18 1995 wurde der NVV auf unbegrenzte Zeit verlängert. In den Jahren 1995/96 wurden in der Welt fünf nuklearwaffenfreie Zonen geschaffen, nämlich die Antarktis, Lateinamerika-Karibik, Afrika, Süd-Ost-Asien und der Süd-Pazifik. Die IAEO war an allen diesen Maßnahmen beteiligt.

19 Es war ein Schock, als im Mai 1998 Indien und Pakistan Atombombenexplosionen vornahmen. Im IAEO-Gouverneursrat wurde hierüber heftig diskutiert. Hingegen hatte die Diskussion im Gouverneursrat anlässlich des Atombombentests von Nord-Korea im Oktober 2006 einen eher routinemäßigen Charakter.

20 Der von Deutschland im Oktober 1998 beschlossene Kernenergieausstieg wurde von vielen IAEO-Mitgliedstaaten mit einer gewissen Ungläubigkeit zur Kenntnis genommen. Noch heute tun sich nicht wenige IAEO-Mitgliedstaaten schwer, diese Maßnahme voll nachvollziehen zu können.

Der 11. September 2001 und der Angriff auf das World Trade Center bedeuteten auch für die IAEO einen erheblichen Einschnitt. Erst nahm die Irak-Angelegenheit einen breiten Raum ein, und nach dem Irak-Krieg folgten ab 2003 die Auseinandersetzungen um die iranischen Nuklearaktivitäten. Die IAEO kam sowohl im Irak- als auch im Iran-Fall bislang zu keinem Beweis von illegalen, auf die Herstellung von Atombomben gerichteten Nuklearaktivitäten dieser beiden Länder. Die USA forderten in diesem Zusammenhang erneut eine Verstärkung des Safeguardssystems. Das im Juni 2005 eingesetzte Committee 25, das sich mit solchen Verstärkungsmaßnahmen beschäftigte, hat allerdings im Juni 2007 ergebnislos seine Tätigkeit eingestellt. **21**

Generaldirektor ElBaradei, seit Dezember 1997 im Amt, dessen dritte Amtsperiode bis November 2009 läuft, und die Agentur insgesamt haben im Zusammenhang mit den Auseinandersetzungen um Irak und Iran so viel Umsicht bewiesen, dass ihre Leistungen im Dezember 2005 mit dem Nobelpreis gewürdigt wurden. Damit hat sich die IAEO im Kreis der internationalen Organisationen eine besondere Anerkennung verschafft. **22**

3 Struktur der IAEO

Die IAEO hat derzeit 144 Mitgliedstaaten und umfasst damit im Wesentlichen alle Staaten, die sich mit Kernenergie, Kernforschung oder Isotopenanwendungen befassen. Da dem Nichtverbreitungsvertrag (NVV) 189 Staaten beigetreten sind, ist eher wahrscheinlich, dass die Zahl der IAEO-Mitgliedstaaten wie in den vergangenen Jahrzehnten weiterhin langsam, aber schrittweise anwachsen wird. Indien, Pakistan und Israel sind zwar Mitglied der IAEO, nicht aber des NVV. Ein Sonderfall ist Nord-Korea, das zwar 1985 dem NVV beitrat, ihn aber 1993, allerdings unter Nichtbeachtung der Formvorschriften, wieder gekündigt hat. Es ist deshalb umstritten, ob Nord-Korea noch Mitglied des NVV und der IAEO ist. Im Zusammenhang mit der Lösung des nordkoreanischen Nuklearproblems wird auch diese Frage geklärt werden. **23**

Die IAEO hat ihren Hauptsitz in Wien, daneben aber noch vier Büros in New York, Genf, Tokio und Toronto. Darüber hinaus betreibt **24**

sie die beiden Laboratorien in Seibersdorf und Monaco und wirkt an dem vom Nobelpreisträger Abdus Salam 1964 in Triest gegründeten UNESCO-Institut für theoretische Physik mit. Zusammen mit der FAO hat sie eine gemeinsame Abteilung für Nahrung und Landwirtschaft eingerichtet, die sich u.a. mit Problemen der Lebensmittelbestrahlung beschäftigt.

25 Gründungsakt und damit Grundlage der IAEO ist das IAEO-Statut, das am 23.10.1956 durch eine Gründungskonferenz bei den Vereinten Nationen (VN) in New York gebilligt wurde und am 29.07.1957 in Kraft trat. Von Deutschland wurde es kurze Zeit danach am 01.10.1957 ratifiziert. Das Statut umfasst nur 23 Artikel. Es wurde bislang nur einmal, nämlich am 27.09.1984, in Artikel VI (Zusammensetzung des Gouverneursrats) geändert; in Deutschland trat diese Änderung am 21.01.1987 in Kraft.[1] Die weiteren zwei von der IAEO-Generalkonferenz am 01.10.1999 beschlossenen Änderungen zu Art. VI (Erweiterung des Gouverneursrats) und XIV (Einführung eines Zweijahreshaushalts), sind bislang noch nicht in Kraft getreten.[2]

26 Neben dem Statut gibt es eine Fülle von Texten, die von der IAEO in ihren jeweiligen Tätigkeitsfeldern ausgearbeitet wurden, regelmäßig unter Beteiligung internationaler Experten. Dies gilt vor allem für die Entschließungen der Generalkonferenz, die Beschlüsse des Gouverneursrates, für Konventionen, Standards, Empfehlungen, Informationen. Dabei kommt den als sog. INFCIRC-Dokumente veröffentlichten Texten eine besondere Bedeutung zu, darunter das Modell-Safeguardsabkommen INFCIRC/153 („klassisches" Safeguardssystem) und das Zusatzprotokoll (INFCIRC/540).

27 Im Statut finden sich vor allem Regelungen zu den drei Organen der IAEO:

- Artikel V: Generalkonferenz. Sie ist das oberste Organ der IAEO, sie tritt üblicherweise einmal jährlich im September zusammen und an ihr nehmen alle Mitgliedstaaten teil. Ihre Entschließungen sind die Leitdokumente für die Tätigkeit der Agentur.
- Artikel VI: Gouverneursrat. Er ist das praktisch bedeutsamste, geschäftsführende Organ der IAEO und umfasst die Vertreter von

1 BGBl. II 1987 S. 43.
2 Vgl. BGBl. 2001 II S. 306.

35 Mitgliedstaaten. Er tritt üblicherweise jährlich viermal zusammen, und zwar im März, Juni, September und November. Es gibt jedoch aus politischen Gründen immer wieder Sondersitzungen, wie dies in den letzten Jahren zur Iranfrage der Fall gewesen ist. Wie erwähnt, ist die 1999 beschlossene Erweiterung des Gouverneursrats von bislang 35 auf 43 Staaten noch nicht in Kraft getreten.

- Artikel VII: Personal der Agentur, darunter vor allem der Generaldirektor. Wie dargelegt, hatte die IAEO bislang nur vier Generaldirektoren (Cole, Eklund, Blix, ElBaradei). Sie hat sechs stellvertretende Generaldirektoren. Deutschland hatte in den 50 Jahren des Bestehens der Agentur nur zwei stellvertretende Generaldirektoren, nämlich Prof. Glubrecht in den Anfangsjahren der IAEO und Prof. Burkart seit 2000, beide als Leiter des Department of Nuclear Sciences and Applications. Insgesamt hat die IAEO rd. 2300 Mitarbeiter, dazu noch rd. 1150 Berater bzw. Experten mit Kurzzeitverträgen. Der deutsche Personalanteil in den höheren Kategorien liegt bei 4,1 % und damit nach den USA, UK, FRA und RUS an fünfter Stelle. In den letzten zehn Jahren ist der deutsche Personalanteil u.a. im Zusammenhang mit der deutschen Kernenergieausstiegspolitik schrittweise zurückgegangen.

28

Das Budget der IAEO hat sich in den letzten Jahren kontinuierlich nach oben entwickelt. Es lag 1960 bei 5 Mio. $, 1980 bei 80 Mio. $, 1990 bei 175 Mio. $, 2000 bei 225 Mio. $ und 2007 bei 280 Mio. $. Ein Ende dieser Entwicklung ist angesichts der ständig steigenden Anforderungen an die IAEO nicht abzusehen. Zu diesen 280 Mio. $ kommen freiwillige Leistungen der Mitgliedstaaten, vor allem der USA, von jährlich rd. 40 Mio. $ hinzu. Neben dem regulären Haushalt besteht ein Technical Cooperation Fund (TCF), aus dem vor allem Zusammenarbeitsvorhaben auf dem Gebiet der Isotopenforschung und -anwendung im Bereich Gesundheit, Landwirtschaft, Wasserreinhaltung, Landminenentschärfung u.a. finanziert werden. Die Mittel des TCF sind ebenfalls parallel zur Entwicklung des regulären Haushalts laufend angewachsen. Der TCF belief sich 1960 auf 2,5 Mio. $, 1970 auf 4 Mio. $, 1980 auf 20 Mio. $, 1990 auf 45 Mio. $, 2000 auf 73 Mio. $ und für 2007 sind 80 Mio. $ vorgesehen. Auch der TCF dürfte bei weiterem Anwachsen des regulären Haushalts entsprechend zunehmen, nicht zuletzt deshalb, weil die Entwicklungs-

länder eifersüchtig auf ein sog. Gleichgewicht unter den Tätigkeiten und damit den Aufwendungen der IAEO Wert legen.

4 Aufgaben der IAEO

29 Die IAEO hat im Wesentlichen drei Aufgaben, die oft als „three pillars" bezeichnet werden. Es sind dies Maßnahmen in den Bereichen

- Safeguards („Abzweigungskontrollen"),
- Nukleare Sicherheit und Objektschutz sowie
- Nuklearentwicklung, Isotopenforschung und -anwendung.

Die drei Bereiche sollen im Folgenden kurz charakterisiert werden:

4.1 Safeguards

30 Die Safeguardsaufgabe ist die Kernaufgabe der IAEO. Sie war der hauptsächliche Gründungszweck. Das Department of Safeguards, das derzeit von dem Stellvertretenden Generaldirektor Ulli Heinonen (Finnland) geleitet wird, ist demgemäß mit über 600 Mitarbeitern das größte der sechs Departments der IAEO.

31 Das Safeguardssystem der IAEO hat sich in drei Schritten entwickelt:

32 **1. Schritt:** Das erste Safeguardssystem der IAEO beruhte auf Artikel XII des IAEO-Statuts. Es war ein eher vorsichtiger, um nicht zu sagen schüchterner Beginn, und nicht zuletzt deshalb meinte Carlos L. Büchler in seinen „Personal Reflections" anlässlich des 40-jährigen Jubiläums der IAEO, es habe sich gehandelt um „an exercise which was technically amateurish".[3] Artikel XII knüpfte das Tätigwerden der IAEO vor allem an Projekte oder spezifische Vereinbarungen, in denen die IAEO ausdrücklich zur Durchführung von Safeguardsmaßnahmen aufgefordert wurde. Zu solchen Aufforderungen bzw. Anträgen kam es regelmäßig dann, wenn ein entsprechender Druck der USA dahinter stand. Es zeigte sich schon bald, dass dieses Safeguardssystem das weitere Anwachsen von Kernwaffenstaaten nicht verhindern konnte. Wie dargelegt, folgten auf die USA, UdSSR und

3 Vgl. dazu im Näheren: *Sandtner, W.*, Die Entwicklung des IAEO-Safeguardssystems, in: *Schriefer/Sandtner/Rudischhauser*, 50 Jahre Internationale Atomenergie-Organisation IAEO, 2007, S. 58 ff (61).

UK 1960 und 1964 Frankreich und China. Es wurde damit schon bald deutlich, nicht zuletzt im Zusammenhang mit der Kuba-Krise 1962, dass eine Verstärkung und vor allem Systematisierung des Safeguardssystems unabdingbar war, wenn die weitere Ausbreitung von Kernwaffenstaaten verhindert werden sollte.

2. Schritt: Die Systematisierung des Safeguardssystems erfolgte darauf- **33**
hin im Zusammenhang mit der Ausarbeitung des Nichtverbreitungsvertrages (NVV), der am 01.07.1968 unterzeichnet wurde und am 05.03.1970 in Kraft trat, für Deutschland genau fünf Jahre später am 05.03.1975. Der NVV hat sich zu einem der wichtigsten internationalen Abkommen entwickelt. Sein Artikel III ist die Grundlage für das umfassende IAEO-Safeguardssystem. Dieses Safeguardssystem wurde ab 1969 von einer speziell dafür eingerichteten Safeguards-Abteilung des IAEO-Sekretariats ausgearbeitet. Die beiden Karlsruher Professoren Wolf Häfele und Karl Wirtz haben hierzu wichtige Beiträge erbracht. Der Entwurf wurde von einem Sonderunterausschuss des Gouverneursrats unter Vorsitz von Kurt Waldheim, dem späteren VN-Generalsekretär, überarbeitet und im Juni 1971 vom Gouverneursrat im Konsens als INFCIRC/153 verabschiedet. Generaldirektor Eklund setzte dazu ein ständiges Beratungsgremium für Safeguardsfragen ein, die „Standing Advisory Group on Safeguards Implementation" (SAGSI), das seither zur Entwicklung des Safeguardssystems wichtige Beiträge erbracht hat. Derzeit ist Prof. Stein (FZ Jülich) deutsches Mitglied in SAGSI.

Mit der Schaffung dieses umfassenden Safeguardssystems verbreitete **34**
sich die Auffassung, dass damit alles Nötige getan war, um illegale Abzweigungen von Kernmaterial für die Herstellung von Atombomben oder sonstigen Kernsprengkörpern zu verhindern oder doch rechtzeitig aufzudecken. Es zeigte sich allerdings spätestens Anfang der 90-er Jahre, dass diese Auffassung irrig war und dieses System durch seine Begrenzung auf die Kontrolle des von den Staaten deklarierten Kernmaterials eine entscheidende Schwäche aufwies, die von einigen Staaten zur Umgehung der Kontrollen genutzt wurde.

3. Schritt: Als sich etwa 1990 erwies, dass drei Länder, nämlich Süd- **35**
Afrika, der Irak und Nord-Korea, illegale Nuklearwaffenprogramme betrieben und Süd-Afrika bereits über sechs Bomben verfügte, war sich die Weltgemeinschaft einig, dass eine weitere Verstärkung des

Safeguardssystems unabdingbar war. Das Resultat dieser Überlegungen war das sog. Zusatzprotokoll (INFCIRC/540), also Zusatzmaßnahmen zu dem bestehenden, auf INFCIRC/153 beruhenden „klassischen" Safeguardssystem. Im Wesentlichen bestehen diese Zusatzmaßnahmen auf zusätzlichen Informationspflichten der Mitgliedstaaten und auf zusätzlichen Zugangs-, also Kontrollmaßnahmen, der IAEO. Dieses Zusatzprotokoll beruhte auf einem vom IAEO-Sekretariat ausgearbeiteten Programm „93 + 2", d. h. es wurde 1993 vorgelegt und sollte zwei Jahre später vom IAEO-Gouverneursrat gebilligt werden. In der Tat wurde dem Teil I dieses Programms im Juni 1995 vom Gouverneursrat zugestimmt, während der entscheidende Teil II erst im Juni 1997 im Konsens verabschiedet werden konnte. Das Zusatzprotokoll tritt für jeden Mitgliedstaat jedoch erst dann in Kraft, wenn er es ratifiziert hat. Von den 144 IAEO-Mitgliedstaaten hat, zehn Jahre nach Beschlussfassung, allerdings erst etwa die Hälfte der Mitgliedstaaten ratifiziert, darunter alle 27 EURATOM-Mitgliedstaaten, noch nicht aber z.B. die USA, die das Zusatzprotokoll mit besonderem Nachdruck gefordert hatten und weiterhin verschärfte Maßnahmen fordern. Das Zusatzprotokoll räumt der IAEO nicht nur eine Reihe wichtiger Befugnisse ein, es haben sich außerdem die technischen Möglichkeiten, z.B. die Partikelanalyse bei Wischproben, so sehr entwickelt, dass nun, von USA und einigen Mitgliedstaaten abgesehen, die Meinung verbreitet ist, dass die IAEO damit über ausreichende Befugnisse und Instrumente verfügt, um illegale Nukleaaktivitäten aufdecken zu können. Vorfälle in Süd-Korea und Ägypten, wo es sich nur um wenige, allerdings sensitive Partikel handelte, deren Herkunft befriedigend analysiert werden konnte, scheinen diese Meinung zu bekräftigen.

36 Wie angedeutet, wird diese positive Meinung vor allem von den USA nicht geteilt. In einer Rede am 11.02.2003 hat Präsident Bush eine weitere Stärkung des IAEO-Safeguardssystems sowie eine Reihe weiterer Nichtverbreitungsmaßnahmen gefordert. Unter dem Druck der USA wurde deshalb im Juni 2005 vom IAEO-Gouverneursrat ein entsprechendes „Committee on Safeguards and Verification" („Committee 25") eingesetzt. Nach zwei Jahren zeigte sich jedoch, dass weitere Verstärkungsmaßnahmen derzeit von der großen Mehrheit der IAEO-Mitgliedstaaten nicht als zwingend erforderlich angesehen werden. Der Gouverneursrat beschloss deshalb im Juni 2007, das

Committee 25 einzustellen. Dabei war auch die Auffassung vertreten worden, dass von vorhandenen, aber wenig genutzten Instrumenten wie z.B. den Sonderinspektionen stärker Gebrauch gemacht werden sollte statt neue Methoden einzuführen.

37 Ein wichtiger Aspekt in diesem Zusammenhang ist die Zusammenarbeit von IAEO und EURATOM im Safeguardsbereich. Der am 01.01.1958 in Kraft getretene EURATOM-Vertrag sieht in seinem Kapital 7 ebenfalls ein Safeguardssystem vor. Es ergibt sich damit für EURATOM-Mitgliedstaaten die in der Welt fast einzigartige Situation, dass sie dem doppelten Kontrollsystem der IAEO und von EURATOM unterliegen. Nur das 1991 zwischen Brasilien und Argentinien vereinbarte, dem EURATOM-Vertrag nachempfundene Abkommen über eine „Argentine-Brasilian Agency for Accounting and Control of Nuclear Materials" (ABACC) ist, in wesentlich bescheidenerem Rahmen, vergleichbar. Da die EURATOM-Mitgliedstaaten von ursprünglich sechs auf 27 Staaten angewachsen sind, ist ihr Gewicht im IAEO-Rahmen gewachsen, was allerdings nicht immer voll zur Geltung kommt, da die Ansichten der EURATOM-Staaten nicht immer einheitlich sind. Dies zeigte sich z.B. in besonderer Weise bei der Frage, ob und inwieweit die Durchführungsaufgaben aus dem Zusatzprotokoll auf EURATOM übertragen werden sollten. Während die eine Hälfte der EURATOM-Mitgliedstaaten, darunter Deutschland, dies im Einklang mit der Ziel- und Zwecksetzung von EURATOM getan hat, haben die beiden KWS Frankreich und Großbritannien sowie eine Reihe von Neumitgliedern vorgezogen, nationale Behörden mit diesen Durchführungsaufgaben zu beauftragen.

38 Die Zusammenarbeit zwischen der IAEO und EURATOM ist meist sehr konstruktiv, allerdings nicht immer spannungsfrei gewesen. Diese Spannungen haben seit dem Frühjahr 2002 erheblich zugenommen, als der neue EURATOM-Direktor Christian Waeterloos ein Dokument „The Cultural Revolution is on its Way" vorlegte, in dem er eine neue Safeguardskonzeption verkündete, die jedoch weder bei den EURATOM-Mitgliedstaaten noch bei der IAEO Anklang fand. Nach einigen Jahren intensiver Bemühungen ist EURATOM von dieser Safeguardskonzeption nun wieder sehr weitgehend abgerückt. In einer sog. High Level Liaison Committee (HLLC)-Sitzung am 18.01.2007 in Wien, an der Vertreter von IAEO, EURATOM

und der Troika der EURATOM-Mitgliedstaaten teilnahmen, wurden im Einklang mit dem New Partnership Approach (NPA) vom April 1992 die hauptsächlichen Meinungsverschiedenheiten beigelegt und die Grundlage für die weitere konstruktive Zusammenarbeit unter allen Beteiligten wieder hergestellt. Diese neue konstruktive Zusammenarbeit wirkte sich positiv auf das trilaterale Safeguardstreffen zwischen Deutschland, der IAEO und EURATOM am 03.05.2007 in Bonn aus, in dem die nächsten Schritte vereinbart wurden, um für Deutschland innerhalb Jahresfrist den unter dem Zusatzprotokoll wichtigen Status der „integrated safeguards" zu erreichen, mit dem eine Reduzierung des Kontrollaufwands verbunden ist.

39 Insgesamt könnte damit die weitere Safeguardsentwicklung statt von Verstärkungsforderungen und neuen Safeguardskonzepten von einer konstruktiv-pragmatischen, sachorientierten Vorgehensweise geprägt sein, die wohl im besten Interesse aller Beteiligten wäre.

4.2 Nukleare Sicherheit und Objektschutz

40 Ähnlich dem Safeguardssystem haben sich auch die Aktivitäten der IAEO im Bereich nukleare Sicherheit und Objektschutz schrittweise entwickelt. Während im Safeguardsbereich erst die Zunahme von KWS und sodann die illegalen Nuklearaktivitäten von Südafrika, Irak und Nord-Korea die beiden bestimmenden Elemente gewesen sind, waren es auf dem Gebiet der nuklearen Sicherheit die beiden Unfälle von Three Mile Islands (USA) im Jahre 1979 und dann vor allem von Tschernobyl im April 1986, später dann der Terrorangriff auf das World Trade Center vom 11.09.2001, die zu einer deutlichen Intensivierung der Bemühungen der IAEO und zur Forderung und Anerkennung der Notwendigkeit einer nuklearen Sicherheitskultur geführt haben.

41 Grob gesprochen können auch hier drei Phasen unterschieden werden:

- 1958–1978: Strahlenschutz, Transporte, Nuclear Safety Standards (NUSS)
- 1979–2000: Intensivierung nach Three Mile Islands und Tschernobyl, Konventionen

- 2001–2007: Nach dem 11.09.2001 Ausweitung auf illegal trafficking und Anti-Terror-Maßnahmen.

Im Folgenden sollen diese drei Perioden kurz charakterisiert werden:

4.2.1 1958–1978: Strahlenschutz, Transporte, Nuclear Safety Standards (NUSS)

42 Nach Gründung der IAEO konzentrierten sich die Aktivitäten der IAEO in diesem Bereich vor allem auf den Strahlenschutz unter Einschluss des Strahlenschutzes für IAEO-Inspektoren, die die Safeguardsmaßnahmen durchzuführen hatten. Desgleichen spielten schon bald Fragen der Sicherheit nuklearer Transporte sowie radioaktiver Abfälle eine wichtige Rolle. Die ersten Sicherheitsstandards, die der IAEO-Gouverneursrat 1960 verabschiedete, galten demgemäß dem Strahlenschutz und dem Transport radioaktiver Substanzen.

43 Da die Zahl der Standards laufend zunahm, wurde 1975 mit ihrer Systematisierung durch das Nuclear Safety Standards Programme (NUSS) der IAEO begonnen. Obwohl diese Bemühungen bis heute anhalten, erscheint die Fülle der Konventionen, Codes, Standards und Safety Guides bisweilen nicht nur Außenstehenden als etwas verwirrend. Alle diese im Rahmen der IAEO verabschiedeten Texte haben nur einen Empfehlungscharakter. Sie werden erst dann verbindlich, wenn sie von den Staaten entweder ratifiziert oder in sonstiger Weise ausdrücklich als verbindlich anerkannt werden. Während die ersten IAEO-Standards als Mindeststandards gedacht waren, eher für Entwicklungs- als für Industrieländer bedeutsam, ist ihr Niveau in den nachfolgenden Jahrzehnten schrittweise so weit angehoben worden, dass selbst Industrieländer bisweilen Mühe haben, sie voll einzuhalten.

4.2.2 1979–2000: Intensivierung nach Three Mile Islands und Tschernobyl, Konventionen

44 Durch die Unfälle von Three Mile Islands und vor allem von Tschernobyl hat die Frage der nuklearen Sicherheit eine völlig neue Dimension erhalten. Das Vertrauen der Öffentlichkeit in die Sicherheit der Kernenergie wurde dadurch nachhaltig erschüttert und konnte bis heute nicht wieder im vollen Umfang zurückgewonnen werden. Die

IAEO hat durch eine Fülle von Maßnahmen versucht, zu dieser Wiedergewinnung des Vertrauens einen entscheidenden Beitrag zu erbringen. Wenn heute von einer Renaissance der Kernenergie gesprochen werden kann, so auch deshalb, weil die im Rahmen der IAEO ergriffenen Maßnahmen ihre Wirkung entfalten.

45 Im Vordergrund der Bemühungen stand dabei die Ausarbeitung von Konventionen, wobei der zwischen 1992 und 1994 entwickelten „Konvention über Nukleare Sicherheit" eine zentrale Rolle zukommt. Dieser Konvention gingen voraus die noch 1986 erarbeiteten „Convention on Early Notification of a Nuclear Accident" und „Convention on Assistance in the Case of a Nuclear Accident or Radiological Emergency". In diesem Zusammenhang hat die IAEO auch eine Notfallzentrale (Emergency Response Centre) eingerichtet, die einen 24-Stunden-Dienst aufrechterhält. Im Jahr 2002 ist darüber hinaus ein IAEO-Sicherheitsstandard über Notfallplanung erstellt worden.

46 Desgleichen wurde 1986 ein hochrangiger nuklearer Sicherheitsausschuss, die „International Nuclear Safety Advisory Group" (INSAG) eingerichtet, der derzeit von deutscher Seite Prof. Birkhofer angehört. INSAG hat bislang rd. 20 Berichte zu nuklearen Sicherheitsfragen veröffentlicht. Nachdem bereits 1983 das „Incident Reporting System" (IRS) geschaffen worden war, wurde es 1986 durch die „International Nuclear Event Scale" (INES) ergänzt, in der alle nuklearen Vor- und Unfälle zwischen der niedrigsten Stufe 1 und der höchsten Stufe 7 (Tschernobyl) registriert werden. Die Öffentlichkeit kann sich darüber im Internet (NEWS) unterrichten. Es wurden darüber hinaus internationale Sicherheitsüberprüfungen durch entsprechende Expertenteams (peer safety reviews, OSART missions) geschaffen, die später auf Überprüfungen des Regularien- und Behördensystems erweitert wurden (IRRS Missions). Die Mitgliedstaaten und die Industrie haben sich durch die Schaffung von Vereinigungen auf weltweiter Basis, der World Association of Nuclear Operators (WANO) und der International Nuclear Regulators Association (INRA) sowie auf europäischer Basis durch die European Nuclear Regulators Association (WENRA) intensiv am Ausbau der nuklearen Sicherheitskultur beteiligt. Alle diese Gremien arbeiten mit der IAEO zusammen.

4.2.3 2001–2007: Nach dem 11.09.2001 Ausweitung auf illegal trafficking und Anti-Terror-Maßnahmen

47 Der Terrorangriff vom 11.09.2001 auf das World Trade Center hat auch bei der IAEO zu verstärkten Maßnahmen im Bereich nukleare Sicherheit und Objektschutz geführt. Vor allem wurde unter der Leitung von Anita Nilsson (Schweden) ein Anti-Terror-Fonds geschaffen, der u.a. mit Griechenland bei den Olympischen Spielen 2004 in Athen und mit Deutschland bei der Fußballweltmeisterschaft 2006 zusammengearbeitet hat, um etwaige nukleare Terrormaßnahmen rechtzeitig aufzudecken.

48 Insgesamt zeigen sich damit das hohe Verantwortungsbewusstsein und die Fülle von Aktivitäten, die die IAEO diesem zentralen Bereich widmet.

4.3 Nuklearentwicklung, Isotopenforschung und -anwendung

49 Entgegen einer verbreiteten Meinung erbringt die IAEO nur geringe Aufwendungen für die Entwicklung der Kernenergie. Viele Jahre hat sie im Wesentlichen nur Studien für den Einsatz von Kleinreaktoren für die Meerwasserentsalzung angefertigt. Bis heute ist jedoch der Anwendung von Kleinreaktoren für diesen Zweck nur ein geringer Erfolg beschieden gewesen. Einen wichtigeren Impuls hat Präsident Putin durch seine Ansprache vor dem Millennium-Gipfel der Vereinten Nationen im Herbst 2000 gegeben, bei dem er vorschlug, intensiv über Reaktoren der vierten Generation nachzudenken und hierbei ausdrücklich die IAEO nannte. Dabei sprach er vor allem von Gesichtspunkten der Sicherheit, Nichtverbreitung, Abfallverminderung und Umweltauswirkungen. Dies hat daraufhin bei der IAEO zur Schaffung des „International Project on Innovative Nuclear Reactors and Fuel Cycle“ (INPRO) geführt, in dem seither entsprechende Studien ausgearbeitet werden. Die Überlegungen von Präsident Putin gingen in eine ähnliche Richtung wie Pläne der USA, die ihrerseits das deutlich ehrgeizigere Projekt „Generation IV“ ins Leben gerufen haben. Zwischen INPRO und „Generation IV“ gibt es nützliche Querverbindungen und einen guten Meinungsaustausch.

50 Im Rahmen der IAEO nimmt einen wesentlich breiteren Umfang die Isotopenforschung und -anwendung auf den Gebieten Gesundheit, Landwirtschaft, Ernährung, Wasserreinhaltung, Landminen und die Zusammenarbeit mit Entwicklungsländern auf diesen Gebieten ein. Das Laboratorium in Seibersdorf spielt hierbei eine wichtige Rolle. Durch die Sterilisierung von schädlichen Tieren wie Tse-tse, Moskitos, Fruchtfliegen u.a. gelang es, die Malaria, die Schlafkrankheit, den Insektenbefall von Pflanzen u.a. zu vermindern. Durch das „Programme of Action for Cancer Therapy" (PACT) erbringt die IAEO einen wichtigen Beitrag zur Krebsbekämpfung in den Entwicklungsländern. Die gemeinsame IAEO/FAO-Abteilung beschäftigt sich mit der Lebensmittelbestrahlung entsprechend den im Kodex Alimentarius der FAO festgelegten Richtlinien. Durch Bestrahlung können Lebensmittel vor dem Verderb geschützt und über längere Strecken ohne Beeinträchtigung ihrer Qualität transportiert werden. Die Bemühungen um die Entschärfung von Landminen durch Isotopeneinwirkung könnten angesichts der zahlreichen durch Landminen getöteten oder verstümmelten Personen, nicht selten Kindern, eine besondere Bedeutung bekommen, sofern sie zu leicht anwendbaren Ergebnissen führen.

51 Insgesamt ist einer breiten Öffentlichkeit immer noch zu wenig bekannt, wie viele wichtige Ergebnisse die Isotopenanwendung gerade in Entwicklungsländern erbringen kann. Die IAEO liefert hierzu einen Beitrag, der von vielen Entwicklungsländern sehr hoch eingeschätzt wird.

5 Ausblick

52 Die IAEO hat in den ersten 50 Jahren ihres Bestehens eine teilweise sehr wechselhafte Geschichte durchlebt. Sie hat während dieser Periode weltweit zunehmend Aufmerksamkeit gefunden, die durch den Nobelpreis 2005 an Generaldirektor Dr. ElBaradei und die Agentur eine große Anerkennung erfahren hat. Alles spricht dafür, dass sie auch in den nächsten 50 Jahren nicht nur eine wechselvolle Geschichte haben wird, sondern dass ihre drei Hauptaufgaben, die „three pillars", nämlich Safeguards, nukleare Sicherheit sowie Isotopforschung und -anwendung, noch bedeutsamer werden. Deutschland hat in den letzten 50 Jahren eng und vertrauensvoll mit der IAEO zu-

sammen gearbeitet. Wie immer sich die Kernenergiepolitik in Deutschland gestalten wird, die enge Zusammenarbeit mit der IAEO wird auch in Zukunft von unveränderter Bedeutung bleiben.

Instrumente zur Förderung von Windenergie – Ein Ländervergleich (Stand 2006)

Gerd Hilligweg und Eckart Weise

Die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen verzeichnete auch in den letzten Jahren erneut beachtliche Zuwachsraten (vgl. Tabellen 1.1 und 1.2). Dem Ausbau liegen dabei ökonomische Anreizsysteme zu Grunde, da Windenergie derzeit noch nicht mit den konventionellen Energien im Preiswettbewerb konkurrieren kann. Grundsätzlich lassen sich zur Förderung Mengen- oder Preismechanismen einsetzen. Beim ersten Instrument wird ein bestimmtes Mengenziel festgelegt (Ausschreibung/Quotensystem), beim zweiten Instrument ein staatlich garantierter Mindestpreis (Einspeisevergütung). Im Folgenden wird einführend eine Darstellung der angewandten Fördersysteme vorgenommen und sodann die Effizienz der verschiedenen Instrumente aus der Beschreibung von vier ausgewählten europäischen Ländern abgeleitet, die jeweils Änderungen in der Art ihrer Förderinstrumente erfahren haben. Der Beitrag wird mit einer „Stärken-Schwächen"-Analyse der Förderinstrumente abgeschlossen.

Inhaltsübersicht

		Rn.			Rn.
1	Die verschiedenen Förderinstrumente	1–3	4	Dänemark: Abschaffung der erfolgreichen Einspeisevergütung	20–25
2	Großbritannien: Vom Ausschreibungsmodell zum Quotenmodell mit Zertifikatehandel	4–11	5	Die Niederlande: Vom Quotenmodell zur Einspeisevergütung	26–33
3	Österreich: Einspeisevergütung begrenzt durch Quotenregelung	12–19	6	Abschließende Betrachtungen	34–38

1 Die verschiedenen Förderinstrumente

Beim Ausschreibungsmodell führt der Staat Ausschreibungen für die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen durch. Dabei wird für die ausgeschriebenen Mengen eine Stromabnahme garan- **1**

tiert, allerdings zu einem Preis, der noch vom Wettbewerb zu bestimmen ist. Jeder Abnahmevertrag ist an eine festgelegte Laufzeit gebunden. Nach der Auswahl des günstigsten Angebotes wird zwischen dem Erzeuger und dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen ein Vertrag über die Abnahme der ausgeschriebenen Menge zum angebotenen Preis geschlossen. Die Mengen und Preise variieren dabei mit der jeweiligen Erzeugertechnologie.

Tab. 1.1: Windenergie: Wachstumsraten Weltmarkt 1999 bis 2004[1]

Jahr	**Installierte MW**	**Zuwachs**	**Kumulierte MW**	**Zuwachs**
1999	3.922		13.932	
2000	4.495	15 %	18.449	32 %
2001	6.824	52 %	24.927	35 %
2002	7.227	6 %	32.037	29 %
2003	8.344	15 %	40.301	26 %
2004	8.154	−2 %	47.912	19 %
Durchschnittl. Wachstum:		15,8 %		28 %

2 Im Quotenmodell gibt der Staat eine bestimmte Menge Strom aus erneuerbaren Energiequellen vor, die von den Energieversorgungsunternehmen verpflichtend abzunehmen ist. Zur Durchsetzung der Quote wird bei Nicht-Erfüllung eine Strafzahlung fällig, die sich nach der Menge des zu wenig abgenommenen Stroms richtet. Einige Staaten haben neben dem System der Mindestabnahme auch noch handelbare Zertifikate eingeführt. Die „grünen" Zertifikate werden demjenigen ausgestellt, der Strom aus erneuerbaren Energiequellen herstellt. Der Abnehmer des „grünen" Stroms erhält diese dann zum Nachweis der Quotenerfüllung. Sollte der Verbraucher bzw. das Versorgungsunternehmen die Quote nicht erfüllt haben, besteht die Möglichkeit die fehlenden Zertifikate von anderen Abnehmern zu kaufen, die die Quote bereits erfüllt haben. Damit lässt sich dann eine Strafzahlung umgehen. Der Preis eines Zertifikats richtet sich grundsätzlich nach der zu zahlenden Strafe für eine Quotenverfehlung. Je

1 International Wind Energy Development – World Market Update 2004, BTM Consult ApS, March 2005, S. 3.

größer die Wahrscheinlichkeit, dass die Quoten nicht erreicht werden, desto höher ist der Marktpreis eines Zertifikats und umgekehrt.

Tab. 1.2: Installierte Kapazität in 2003 und 2004 (Europa)[2]

	Installierte MW 2003	**Kumulierte MW 2003**	**Installierte MW 2004**	**Kumulierte MW 2004**
Belgien	33	78	28	106
Dänemark	218	3.076	7	3.083
Deutschland	2.674	14.612	2.054	16.649
Finnland	9	53	30	83
Frankreich	91	274	138	386
Griechenland	76	538	61	587
Großbritannien	195	759	253	889
Irland (Rep.)	63	230	148	339
Italien	116	922	357	1.261
Luxemburg	5	12	0	12
Niederlande	233	938	199	1.081
Norwegen	4	101	57	158
Österreich	285	415	192	607
Polen	1	55	0	55
Portugal	107	311	274	585
Spanien	1.377	6.420	2.064	8.263
Schweden	56	428	50	478
Schweiz	0	6	4	8
Türkei	1	20	0	20
Restliches Europa	5	52,5	22,2	74,7
Europa gesamt	5.449	29.301	5.938	34.725

Bei der Einspeisevergütung wird für Strom, der aus erneuerbaren **3**
Energiequellen gewonnen wird, vom Staat per Gesetz ein Abnahmepreis pro Kilowattstunde festgelegt. Die Höhe des Preises kann dabei

2 International Wind Energy Development – World Market Update 2004, BTM Consult ApS, March 2005, S. 5.

hinsichtlich der verwendeten Erzeugertechnologie und der Örtlichkeit variieren. Die Energieversorgungsunternehmen sind zur Abnahme des Stroms verpflichtet. Die Mehrkosten des durch erneuerbare Energieträger erzeugten Stroms (gegenüber konventionell erzeugten Stroms) trägt der Endverbraucher. Die Laufzeit der Preisgarantie ist zumeist begrenzt, es besteht jedoch keine Volumenbeschränkung wie beim Ausschreibungsmodell. Da die Erzeuger des Stroms aus erneuerbaren Energiequellen mit den Elektrizitätsunternehmen direkt abrechnen und diese die Mehrkosten auf alle Endverbraucher umlegen, verhält sich der administrative Aufwand dieses Modells eher gering.

2 Großbritannien: Vom Ausschreibungsmodell zum Quotenmodell mit Zertifikatehandel

4 1989 wurde in Großbritannien mit dem „Electricity Act" ein Ausschreibungsmodell mit dem Namen „Non-Fossil Fuel Obligation" (NFFO) eingeführt.[3] Dieses Modell regelte in der Zeit von 1989 bis 2002 die Vergütung für Strom, der durch erneuerbare Energiequellen erzeugt wurde. In dieser Zeit fanden fünf Ausschreibungen statt, in denen zwölf regionale Energieversorgungsunternehmen, so genannte Regional Electricity Companies (RECs), zur Angebotsabgabe zugelassen waren. Die Ausschreibung beinhaltete die Art des Energieträgers mit der dazugehörigen Kapazität.

5 Für die Vermittlung zuständig war die im Jahr 1990 von den RECs gegründete Non-Fossil Purchasing Agency Limited (NFPA). Diese nahm die Angebote der RECs entgegen, die einen vorläufigen Preis pro Kilowattstunde, die Kapazität in Megawatt und eine Beschreibung über die Durchführung des Projekts enthalten mussten. Die Prüfung der Verwirklichung in technischer, wirtschaftlicher und rechtlicher Hinsicht wurde von der Regulierungsbehörde Office of the Gas and Electricity Markets (OFGEM) vorgenommen und entsprechend eingestuft. Nach dieser Prüfung wurden die RECs zur Ab-

3 Die im Folgenden beschriebenen Fördermodelle für erneuerbare Energien beziehen sich auf England und Wales. Die Modelle in Schottland und Irland sind dem Grunde nach gleich und unterscheiden sich nur unerheblich vom englischen bzw. walisischen Modell.

gabe eines endgültigen Preisangebots aufgefordert. Die Angebote mit den jeweils niedrigsten Preisen wurden ausgewählt und es wurden Verträge mit einer Laufzeit von bis zu 15 Jahren geschlossen.

Das Ausschreibungsmodell Großbritanniens sollte den Wettbewerb **6**
unter den Stromerzeugern fördern und die Windindustrie dazu bringen, laufend günstigere Anlagen zu produzieren. Auf den ersten Blick waren die Erfolge der Preisminderungen enorm. Die in den NFFO 4- und NFFO 5-Ausschreibungen erzielten Preise waren weniger als halb so hoch wie die deutschen Windstrompreise. Dennoch erwies sich das Ausschreibungsmodell als wenig erfolgreich. Die Hauptursache ist in der geringen Realisierungsquote zu suchen (siehe Abbildung 2.1).

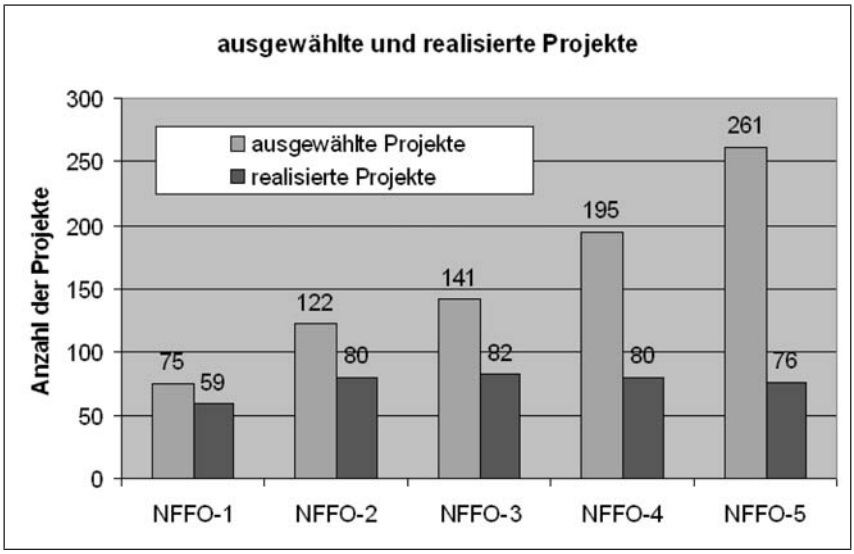


Abb. 2.1: Ausgewählte und realisierte Projekte[4]

Ein Grund für den geringen Ausbau liegt darin, dass die RECs mit **7**
der Durchführung des Projekts an ein Zeitlimit von 20 Jahren gebunden waren. Dadurch kalkulierten sie mit Kosten, die sie – so wurde gehofft – erst in späterer Zeit durch technischen Fortschritt erreichen würden. Weil die garantierte Abnahme auf 15 Jahre begrenzt war,

4 Vgl. Schweighöver, M./Tretter, H.: Aus(schreibung) für Ökostrom? Das Ausschreibungsmodell in England, in: Energy – Zeitschrift der österreichischen Energieagentur, Ausgabe 2/2004, S. 7 ff.

wurde fünf Jahre nach Vertragsschluss die Realisierung immer unwahrscheinlicher. Ein weiterer Grund lag darin, dass die OFGEM teilweise die Genehmigungsverfahren wegen der hohen Kosten für die Prüfung erst nach der Auktion bearbeitete und so einige Verträge im Nachhinein doch nicht durchgeführt werden konnten. Schließlich wurden durch den Kostendruck nur Standorte mit allerbesten Windverhältnissen ausgewählt, wodurch in bestimmten Gebieten der Widerstand der Naturschutzverbände wuchs.

8 Im April 2002 wurde mit dem „New Electricity Trading Arrangement" (NETA) das Ausschreibungsmodell durch das Quotenmodell „Renewables Obligation" ersetzt. Die „Renewables Obligation Order 2002" (RO) sowie die „Renewables Obligation Order 2004" für Schottland (ROS) verpflichtet die lizenzierten Elektrizitätsunternehmen in England, Wales und Schottland, eine festgelegte Menge an erneuerbaren Energiequellen abzunehmen.[5] Der Nachweis erfolgt über den Besitz von Zertifikaten, sog. Renewables Obligation Certificates (ROCs). Mit Einführung der RO lag die zu erfüllende Quote bei drei Prozent für den Zeitraum von 2002-2003. Die Quote stieg mit der Periode 2003/2004 auf 4,3 Prozent und hat im aktuellen Zeitraum eine Höhe von 4,9 Prozent erreicht. Bis zur Periode 2010/2011 soll das politisch angestrebte Zehn-Prozent-Ziel erreicht werden.

9 Erfüllt ein Energieversorgungsunternehmen seinen Anteil an erneuerbarer Energie nicht, so ist das Unternehmen zur Zahlung einer Strafe verpflichtet, die auch als „buy-out" bezeichnet wird. Die Geldstrafen werden an die OFGEM gezahlt, über das Jahr gesammelt und dann ausschließlich an solche Elektrizitätsversorger als Sonderzahlung ausgeschüttet, die Zertifikate vorweisen können. Die Höhe der möglichen Sonderzahlung ist also vom Grad der Quotenerfüllung (bzw. Nicht-Erfüllung) der Konkurrenten abhängig. Die ROCs werden getrennt vom produzierten Strom gehandelt und regelmäßig versteigert. Die erzielten Zertifikatepreise orientieren sich an den Strafzahlungen, den buy-outs, und erhöhen sich um den Betrag, der als Sonderzahlung von OFGEM am Jahresende zu erwarten ist. Die Ungewissheit über die Entwicklung des buy-outs veranlasst einige Marktteilnehmer zu spekulativen Käufen. Große, finanzstarke Unter-

5 Vgl. hierzu und im Folgenden: The Renewables Obligation, Ofgem`s first annual report, 2005, Internet: http://www.ofgem.gov.uk/ofgem/shared/template2.jsp?id=9259

nehmen können hier risikofreudiger agieren und auf hohe Rückzahlungen aus dem buy-out-Fonds setzen.

10 Es ist somit festzustellen, dass die Erzeuger erneuerbarer Energien zwei Einkommen haben, die auf verschiedenen Märkten erwachsen: Zum einen das Einkommen, das durch den Verkauf des erzeugten Stroms erzielt wird – der Erzeuger des Stroms aus erneuerbaren Energiequellen erhält den an der Strombörse UPX gebotenen Marktpreis) – sowie zum anderen das Einkommen, das durch die Versteigerung der Zertifikate erzielt wird. Einen weiteren Anreiz erhält der Erzeuger regenerativer Energie durch eine Befreiung von der Stromsteuer. Das erlaubt ihm, seine Preise um den Steuerbetrag niedriger zu kalkulieren.

11 Damit ist ein System geschaffen worden, dass dem Betreiber anfangs eine Vergütung von fast zehn Cent pro kWh einbrachte. Dies ist im europäischen Vergleich ein Spitzenwert. Diese Höhe ist jedoch keine Garantie für einen wachsenden Zubau, weil es für den Betreiber immer das Risiko sinkender Zertifikatepreise geben wird, begründet dadurch, dass diese nachfrage-abhängig sind und damit keine verlässliche Investitionsgrundlage bieten. Dies gilt insbesondere auch für die Sonderzahlungen, die nach einer systembedingten Anlaufüberhöhung stark rückläufig sind. Außerdem sind die Zertifikatepreise indirekt von der Höhe der Strafzahlung abhängig. Diese ist vom Gesetzgeber festgelegt, der damit eine Steuerungsmöglichkeit über den Strompreis hat. Eine neue Regierung, die eine andere Einstellung zur Energiepolitik hat, könnte damit die Vergütung nach ihren Vorstellungen beeinflussen. Einen Vertrauensverlust erhielt das britische System, als zwei Versorger insolvent wurden und so ihrer Strafzahlung nicht nachkommen konnten. Dieser Fehlbetrag führte zu einer verminderten Ausschüttung an die Halter von Zertifikaten. Der Zubau seit Ablösung des Ausschreibungssystems ist trotz der hohen Vergütung vergleichsweise gering (siehe Abbildung 2.2). Das windstärkste Land Europas erreichte einen Zubau von 353 MW im Zeitraum 2002 bis 2004. (Zum Vergleich: In derselben Zeit erreichte das nachfolgend beschriebene Österreich als eines der windschwächsten und kleinsten Länder Europas einen Zubau von über 500 MW unter dem Instrument der Einspeisevergütung.)

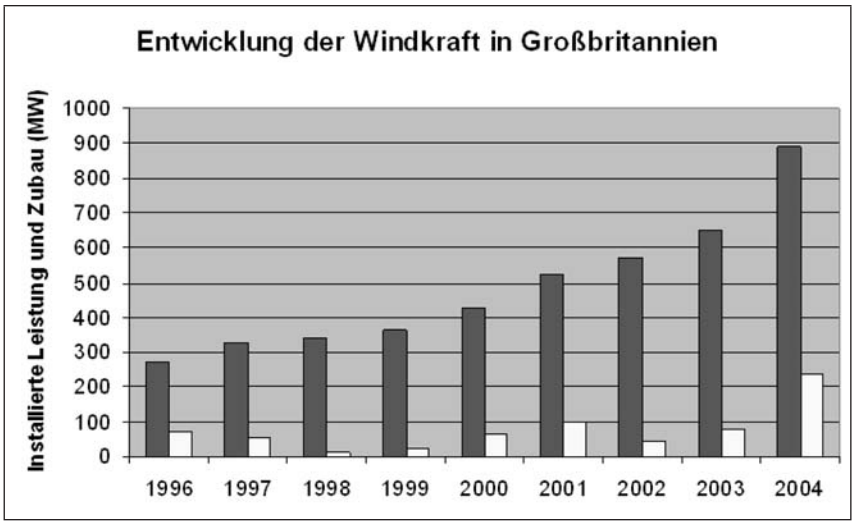


Abb. 2.2: Entwicklung der Windkraft in Großbritannien[6]

3 Österreich: Einspeisevergütung begrenzt durch Quotenregelung

12 Bereits vor der Umsetzung der EU-Richtlinie 2001/77/EG zum Ausbau der erneuerbaren Energien war man in Österreich mit der Einführung des Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz (ELWOG) im Jahr 1998 nicht nur um einen liberalen Strommarkt bemüht, sondern auch um einen höheren Anteil regenerativer Energiequellen in der österreichischen Elektrizitätswirtschaft. Vom ELWOG werden Projekte als sog. Ökostromanlagen anerkannt, die auf Basis heimischer Biomasse, Wind- und Sonnenenergie, geothermischer Energie, Deponie- und Klärgasen sowie Mischfeuerungsanlagen mit hohem biogenen Anteil betrieben werden.[7] Das ELWOG sah dabei ursprünglich vor, dass die Netzbetreiber zur Abnahme des durch diese Anlagen erzeugten Stroms verpflichtet sind. Die abgenommene Menge an Ökostrom hatte ab dem 1. Oktober

6 Vgl. http://www.volker-quaschning.de/datserv/windinst/index.html

7 Vgl. hierzu und im Folgenden: http://www.igwindkraft.at/redsystem/mmedia/2005.03.23/1111596316.pdf

2001/03/05/07 mindestens die Quote von ein/zwei/drei/vier Prozent der Menge zu erreichen, die der Netzbetreiber im Vorjahr an die an sein Netz angeschlossenen Endverbraucher abgegeben hat. Mit der Endmarke von 4 Prozent sah man das Ziel erreicht, die im Rahmen europäischer Vereinbarungen gegebene Zusagen erfüllen zu können.

13 Die jeweiligen Landeshauptmänner der neun Bundesländer bestimmten für die Abnahme des Ökostroms Mindestvergütungen. Diese hatten sich an den Durchschnittskosten für die Erzeugung von Ökostrom zu orientieren, wobei u.a. die ökologische Wertigkeit in die Preisfestsetzung mit einzubeziehen war. Lagen die Abnahmekosten für Energie aus Ökostromanlagen höher als die Erlöse, die der Netzbetreiber durch den Verkauf erzielte, so war diesem der Mehraufwand zu ersetzen. Diese Aufwendungen wurden vom Endverbraucher durch einen Zuschlag zum Systemnutzungstarif finanziert. Der Zuschlag war ebenso wie der Einspeisetarif durch die Landeshauptmänner zu bestimmen.

14 Die Ländergesetzgebungen waren in ihren Ausführungen teilweise sehr umfangreich und unterschieden sich voneinander erheblich.[8] Kennzeichnend waren vor allem:

- Verschieden hohe Einspeisetarife in den jeweiligen Bundesländern
- Verschieden hohe Zuschläge in den jeweiligen Bundesländern
- Verschieden hohe Abnahmegrenzen in den jeweiligen Bundesländern
- Fehlen eines bundesweiten Ausgleichssystems

15 Verschiedene Bundesländer wirkten wegen der vorgenannten Inkonsistenz der einzelnen Landesregelungen auf die Bundesregierung ein, eine bundesweit geltende Regelung, ähnlich dem deutschen Erneuerbare-Energien-Gesetz, zu schaffen. Die Umsetzung erfolgte im Jahr 2002 durch das Ökostromgesetz. Mit dem Ökostromgesetz wurden die bis dahin gültigen Regelungen des ELWOG, die die erneuerbaren Energien betrafen, in dieses neue Gesetz ausgelagert. Das Ökostromgesetz wurde im August 2002 als Bundesgesetz herausgegeben, in dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und auf dem Gebiet der Kraft-Wärme-

8 Vgl. http://www.igwindkraft.at/index.php?mdoc_id=1000499

Kopplung erlassen wurden.[9] Durch das Gesetz wird auch ein bundesweiter Ausgleich der Lasten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien vorgenommen.

16 Die Stromhändler sind nun einheitlich verpflichtet, den ihnen zugewiesenen Anteil an Ökostrom zu einem festen Verrechnungspreis von 4,5 Cent pro kWh abzunehmen. Zur Finanzierung des Differenzbetrages zwischen Einspeisetarif (bei Windenergie 7,8 Cent pro kWh) und dem vom Stromhändler zu zahlenden Verrechnungspreis wird jedem Endverbraucher ein bundeseinheitlicher Aufschlag auf jede abgenommene Kilowattstunde hinzuberechnet.

17 Durch die im Ökostromgesetz festgelegte Einspeisevergütung und die damit verbundene Investitionssicherheit kam es zu einem Boom der Windkraft in Österreich (siehe Abbildung 3.1), allerdings ausgehend von einer noch recht bescheidenen Basis. Im Jahr 2003 erfolgte ein deutlicher Zubau von 285 MW. Im darauf folgenden Jahr wurden 108 Windkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von 192 MW neu errichtet und man verfügte über eine Gesamtkapazität von 606 MW, verteilt auf 424 Anlagen. Der Gesamtstromverbrauch betrug im Jahr 2004 64,322 TWh. Mit 9,26 TWh stellte die Windenergie damit einen Anteil von 1,44 Prozent am Gesamtstromverbrauch in Österreich. Im Jahr 2003 waren es noch 0,58 Prozent. Ende 2004 nahm Österreich als Land ohne windstarke Küstengebiete den elften Platz in der Weltrangliste ein.

9 Vgl. hierzu und im Folgenden: http://www.ove.at/rechtsinformation/energie/pdf/BGBI149_2002.pdf

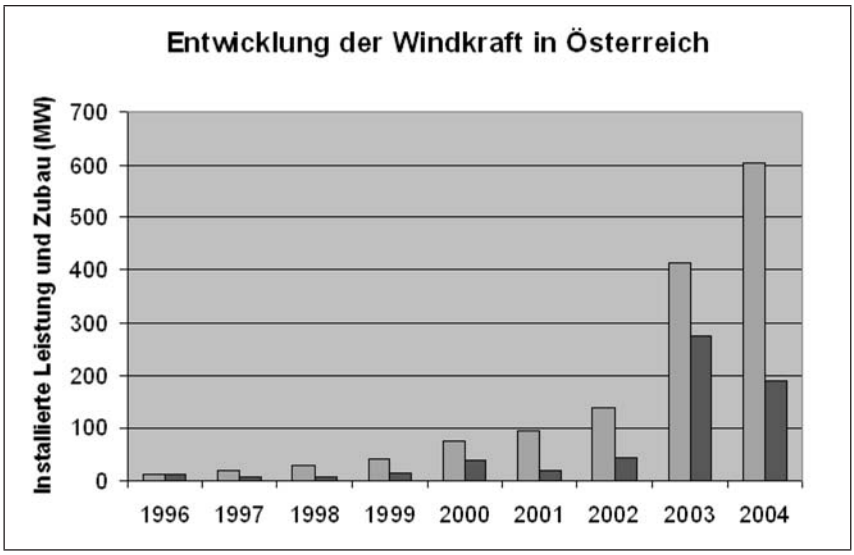


Abb. 3.1: Entwicklung der Windkraft in Österreich[10]

Diese positive Entwicklung setzte erst ein, als die österreichische **18**
Regierung mit dem Ökostromgesetz ein Fördersystem schuf, das den Geldgebern Investitionssicherheit und Rendite bot. Ebenso schnell wurde diese Entwicklung aber wieder politisch beendet: Mit der Gewissheit, das Ziel von vier Prozent an erneuerbaren Energien gemäß Ökostromgesetz bereits im Jahr 2005 zu erreichen, war die Regierung Österreichs nicht mehr an einer Förderung wie im bisherigen Ausmaß interessiert und plante bereits nach wenigen Jahren, die erfolgreiche Einspeiseverordnung aufzugeben.[11] Im Oktober 2004 wurde daher eine Novelle des Ökostromgesetzes vorgestellt, das als wesentlichste Änderung für die Förderung der Windkraft die Einführung eines Ausschreibungssystems vorsah.[12] Eine Besonderheit dieses Ausschreibungsverfahrens war, dass der zu vergütende Preis pro kWh mit 6,9 Cent auf zehn Jahre schon im Voraus nach oben limitiert worden war. Auf diesen Betrag sollte noch jährlich ein Abzug von fünf Prozent erfolgen.

10 Vgl.: http://www.igwindkraft.at/index.php?mdoc_id=1000959
11 Vgl. hierzu und im Folgenden: http://www.igwindkraft.at/index.php?mdoc_id=1000720
12 Vgl. hierzu und im Folgenden: http://www.igwindkraft.at/redsystem/mmedia/2004.12.20/1103532778.pdf

19 Nach einer Demonstration sämtlicher namhafter Umweltorganisationen und Ökostromverbände vor dem Ministerrat wurde die Entscheidung über die Novellierung vorgezogen und abgelehnt.[13] Das Ökostromgesetz ist damit weiterhin in Kraft, jedoch ist mangels einer Fortführung der Einspeiseverordnung für Neuanlagen eine Finanzierung weiterer Ökostromanlagen derzeit nicht möglich. Hintergrund ist die politische Meinung, dass die optimale Nutzung des noch vorhandenen Wasserkraftpotentials zu wesentlich geringeren Kosten als bei der Windkraft zu realisieren sei. Weiterhin wird ein Windkraftausbau nur noch mit besonderer Berücksichtigung des Landschaftsschutzes empfohlen.

4 Dänemark: Abschaffung der erfolgreichen Einspeisevergütung

20 Bereits im Jahr 1984 begann Dänemark mit einem ersten Fördermodell für die Windenergie in Form einer Einspeisevergütung. Diese erfolgte zuerst auf Grund einer freiwilligen Vereinbarung zwischen den Windenergieanlagenbetreibern und Elektrizitätsversorgungsunternehmen über die Zahlung einer festen Vergütung. Um die Erfolgsquote zu steigern, reagierte der Gesetzgeber 1992 mit einer garantierten Einspeisevergütung in Höhe von 85 Prozent der Produktions- und Distributionskosten für Energieversorger. Zusätzlich erhielt der Betreiber vom Staat eine Steuererstattung in Höhe von 3,63 Cent pro kWh. Diese wurde mit der Umweltfreundlichkeit der Erzeugungsart begründet, aus volkswirtschaftlicher Sicht mit der Internalisierung positiver externer Effekte. Durch die Einspeisevergütung wurde Dänemark in den achtziger Jahren schnell zum weltweiten Windland Nr. 1.

21 Im Laufe der Jahre folgten verschiedene Neuregelungen, die faktisch zu einer Abschaffung der Einspeisevergütung führten:[14]

- Windkraftanlagen installiert bis 1999: Die Netzbetreiber sind zur Abnahme des Windstroms verpflichtet und verkaufen diesen zum Marktpreis an der für ganz Skandinavien zuständigen Strombörse

13 Vgl. hierzu und in Folgenden: http://www.igwindkraft.at/index.php?mdoc_id=1000563

14 Vgl. hierzu und im Folgenden: http://www.ens.dk/sw23781.asp

NordPool. Die Windstromerzeuger erhalten vom Netzbetreiber eine vom Staat festgelegte Einspeisevergütung von 8,04 Cent je kWh. Die garantierte Vergütung ist für einen Zeitraum von zehn Jahren gültig, aber gleichzeitig begrenzt auf die Anzahl der Volllaststunden. Der vorgenannte Einspeisetarif gilt bei einer Anlage mit einer Leistung von bis zu 200 kW für maximal 25.000 Stunden, bei 201 bis 599 kW für maximal 15.000 Stunden und ab 600 kW für maximal 12.000 Stunden. Hat eine Windkraftanlage ihr Volllastkontingent vor Ablauf der 10 Jahre aufgebraucht, erhält der Betreiber bis zum zehnten Jahr eine um rd. ein Drittel abgesenkte garantierte Vergütung. Windstromanlagen, die über zehn Jahre alt sind und ihre Volllaststundenzahl nicht aufgebraucht haben, erhalten keinen festen Einspeisebetrag mehr, sondern erhalten einen Zuschlag auf den Marktpreis in Höhe von 3,62 Cent pro kWh. Bei über zehn Jahre alten Anlagen mit überschrittener Volllaststundenzahl ist der Betreiber selbst für die Vermarktung seines Stromes verantwortlich. Der Staat gewährt allerdings noch einen Aufschlag von 1,34 Cent pro KWh auf den Marktpreis.

- Windkraftanlagen installiert zwischen 2000 und 2002: Der Netzbetreiber ist auch in dieser Variante der Einspeisevergütung zur Abnahme und Vermarktung des Windstroms verpflichtet. Der Betreiber erhält eine garantierte Vergütung von 5,76 Cent pro kWh. Dieser Tarif gilt bei Onshore-Anlagen bis zu 22.000 Volllaststunden und bei Offshore-Anlagen bis zu einem Alter von zehn Jahren. Nach Überschreiten von 22.000 Volllaststunden ist der Betreiber für die Vermarktung seines Stroms wieder selbst verantwortlich und erhält erneut den Zuschlag auf den Marktpreis in Höhe von 1,34 Cent pro kWh.
- Windkraftanlagen installiert ab 2003: Ab 2003 sind die Betreiber für neu errichtete Windkraftanlagen von Anfang an selbst für die Vermarktung ihres Stroms zuständig. Es ist von Beginn an nur noch ein Zuschlag zum Marktpreis in Höhe von 1,34 Cent pro kWh für einen Zeitraum von 20 Jahren erhältlich. Eine Begrenzung über Volllaststunden gibt es nicht mehr.

Der Wegfall der Einspeisevergütung ist vor dem Hintergrund des **22**
bereits im Juni 1999 beschlossenen dänischen Energie-Gesetzes zu sehen, das eine grundlegende Änderung des Fördersystems für

regenerative Energien bestimmte. Dabei sollte die bislang gültige Einspeisevergütung abgeschafft und ein Quotensystem mit einem Markt für handelbare Zertifikate aufgebaut werden. Die Betreiber von Anlagen zur Herstellung grünen Stroms sollten selbst für die Vermarktung ihrer Energie zuständig sein und neben dem Strompreis noch ein Zertifikat erhalten. Dieses sollte unabhängig vom Verkauf des Stroms an einer einzurichtenden Börse zu handeln sein. Der Stromproduzent sollte so neben dem eigentlichen Marktpreis für den Windstrom ein zusätzliches Einkommen haben, das nicht wie beim Einspeisetarif von Subventionen gestützt wird. Die Einrichtung einer Zertifikate-Börse war für das Jahr 2000 geplant, wurde aber wegen zahlreicher Komplikationen auf das Jahr 2003 verschoben. Die Nachfrage nach grünen Zertifikaten sollte durch die Einführung einer Verbrauchsquote für Strom aus erneuerbaren Energiequellen sichergestellt werden.

23 Als die dänische Regierung die Einführung des neuen Systems beschloss, ging sie davon aus, dass das Einspeisemodell auf Dauer nicht tragfähig sei. Die dänische Einspeisevergütung wurde vom Staat mit Subventionen gestützt und diese Art der Finanzierung hielt man europarechtlich für bedenklich. Die Regierung erwartete deshalb eine europaweite Einführung des Zertifikatehandels. Dies war der hauptsächliche Auslöser für die Ablösung des alten Systems. Im Jahr 2002 stellte der Europäische Gerichtshof aber fest, dass die Einspeisevergütung nicht im Konflikt mit geltendem EU-Recht steht. Sie musste nur dahingehend verändert werden, dass die zusätzlichen Kosten dem Endverbraucher berechnet werden und dadurch Konformität mit geltendem EU-Recht hergestellt wird. Die geplante Einführung der Quotenregelung mit Zertifikatehandel basierte also auf einer falschen Annahme.

24 Die dänische Windindustrie und die Investoren fürchteten den Zertifikatehandel aus verschiedenen Gründen. Sie waren der Meinung, dass der dänische Markt für erneuerbare Energien zu klein sei, um ein solch komplexes System einzuführen. Sie prognostizierten außerdem, dass die Papiere sehr großen Schwankungen unterworfen wären, wenn ein europaweiter Handel mit Zertifikaten entstünde. Die Öffnung des Handels hätte vor allem zur Folge, dass Länder mit höheren Windgeschwindigkeiten den Wert dänischer Zertifikate nach unten trieben. Nach einem dramatischen Rückgang des Zubaus von Wind-

kraftanlagen (siehe Abbildung 4.1), der auf die beabsichtigte Einführung des neuen Systems zurückzuführen war, wurde die Einführung des Quotensystems von der dänischen Regierung erst verschoben und dann im März 2004 endgültig beigelegt.

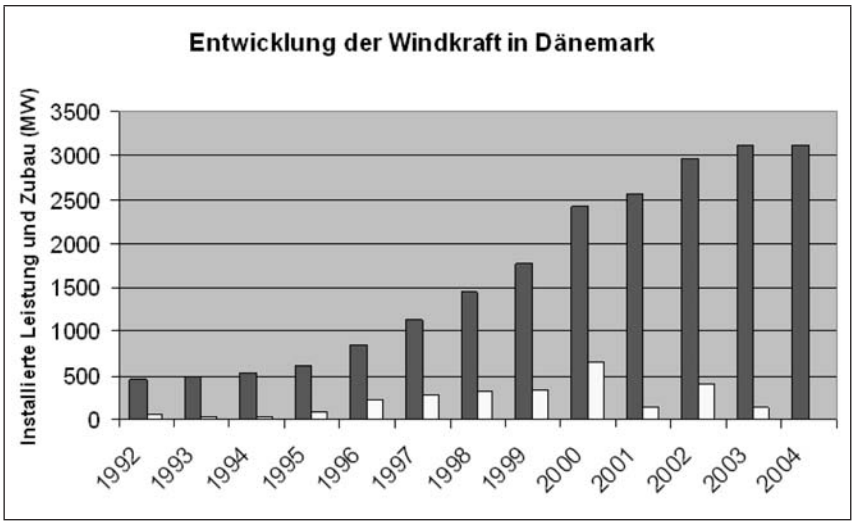


Abb. 4.1: Entwicklung der Windkraft in Dänemark[15]

Aktueller Stand ist somit der seit 2003 gegebene Zuschlag zum Marktpreis in Höhe von 1,34 Cent pro kWh (ohne weitere feste Einspeisevergütung). Durch die geringe Höhe dieses Zuschlages sowie die Schwankungen der Gesamtvergütung und des damit verbundenen Investitionsrisikos ging der Zubau von Onshore-Windkraftanlagen auf null zurück. Für den Bau von Offshore-Anlagen wechselte man zuletzt auf das Ausschreibungssystem. Diese Art der Förderung bewirkt einen gesteuerten Zubau auf dem Meer. **25**

5 Die Niederlande: Vom Quotenmodell zur Einspeisevergütung

Mit dem Dritten Energiememorandum aus dem Jahr 1995 hatten sich die Niederlande das Ziel gesetzt, die CO_2-Emissionen zu redu- **26**

15 Vgl.: http://www.windpower.org/media(857,1033)/production_dk.xls

zieren.[16] Bezogen auf die Windenergie lautete das Ziel mindestens 750 MW bis zum Jahr 2000 zu installieren, für 2020 waren mindestens 2.750 MW angedacht. Von diesen 2.750 MW sollten 1.250 MW offshore installiert werden.

27 Zur Umsetzung der Ziele wurden zum einen steuerliche Anreize gesetzt, um die Kapitalkosten der Errichtung erneuerbarer Energienanlagen zu verringern. Weiterhin kam es zur Einführung einer Energiesteuer (Ökosteuer), um die Energieeffizienz zu stimulieren. Die Ökosteuer sollte ein Beitrag zur Internalisierung externer Kosten sein und betraf nur „grauen" Strom, also Strom aus konventionellen Energieträgern. Um die Nachfrage zu erhöhen waren Konsumenten von „grünem" Strom, d.h. auch Windstrom, von der Ökosteuer befreit. Im Jahr 2000 haben Energieversorgungsunternehmen grünen Strom in etwa zum gleichen Preis angeboten wie grauen Strom. Zudem wurde eine Produktionsbeihilfe an die Erzeuger grüner Energie pro erzeugte Kilowattstunde gezahlt, die von 1,34 (1996) bis auf 2,0 Cent/kWh (2002) anwuchs.

28 Die Erhöhung der Windenergiekapazitäten sollte mit einer angemessenen Vergütung und der 1998 erfolgten Einführung einer Quote mit Zertifikatehandel erreicht werden. Für die Produzenten erneuerbarer Energie sollte eine Grundlage für einen angemessenen Abnahmepreis (Pay-Back-Rate) geschaffen werden. Bis 2001 sollten Energieversorgungsunternehmen einen angemessenen Betrag (auf Basis vermiedener Treibstoffkosten) an die Produzenten von erneuerbaren Energien zahlen (2000 rd. 3,2 Cent/kWh). Zudem hatten sich die Energieversorgungsunternehmen dazu verpflichtet einen Anteil von 3,2 Prozent an erneuerbarer Energie an der eigenen Outputmenge festzulegen, um das Ziel für das Jahr 2000 zu erreichen. Der Nachweis sollte mit Hilfe von „Green Labels" (groen labels) – handelbaren Zertifikaten – erbracht werden.

29 Im Jahr 2001 beschloss die Regierung, ihre Ziele für erneuerbare Energien zu ändern.[17] Das Hauptaugenmerk sollte auf die Entwicklung

16 Vgl. hierzu und im Folgenden: T'Hooft, J.L., International Energy Agency: The Netherlands, Internet unter: http://ieawind.org/iea_wind_pdf/PDF_2004_IEA_Annual_Report PDF/161-178 Neth.pdf

17 Vgl. hierzu und im Folgenden: T'Hooft, J.L., International Energy Agency: The Netherlands, Internet unter: http://ieawind.org/iea_wind_pdf/PDF_2004_IEA_Annual_Report PDF/161-178 Neth.pdf

der erneuerbaren Energiequellen mit dem größten Beitragspotential zur Zielerreichung gerichtet werden: Windenergie und Biomasse. Das ursprüngliche Ziel von 2.750 MW für die Windenergie wurde deutlich nach oben korrigiert auf 7.500 MW zum Jahr 2020. 6.000 MW offshore zu installieren, wurde als wahrscheinlich angesehen und mit der „Spatial Core Decision" unterstrichen. Die Spatial Core Decision stellte ein Raumzuweisungsprogramm dar und bot potentielle Gebiete für 6.000 MW an.

30 Im Juli 2001 wurde nun der grüne Strommarkt liberalisiert. Die Stromkunden hatten jetzt die freie Wahl, über ihren Lieferanten von grüner Energie zu entscheiden. Der Handel mit Zertifikaten sollte eine zusätzliche Einnahmequelle für Produzenten sein. Es kam zu einem Anstieg von Angebot und Nachfrage.[18] Zum einen wollten viele Betreiber grünen Strom anbieten, da der „Support-Level" mit ca. acht Cent pro Kilowattstunde (bestehend aus der Ökosteuerbefreiung (sechs Cent pro Kilowattstunde) sowie der Produktionsbeihilfe (zwei Cent pro Kilowattstunde) sehr hoch war. Anbieter grünen Stroms waren durch diesen hohen Support-Level in der Lage, preislich mit den Graustromanbietern mitzuhalten. Zum anderen wurde im Jahr 2001 die Ökosteuer für Klein- und Mittelverbraucher drastisch angehoben. Die Anzahl der Haushalte, die grünen Strom (ohne Ökosteuer) nachfragten, stieg dadurch rapide von 83.000 (Mitte 1999) auf 1 Millionen (Mitte 2002). Die Nachfrage nach grüner Energie stieg von 250 GWh (1999) auf 3.000 GWh (2002).[19]

31 Im Oktober 2001 gab die Regierung bekannt, dass man der einheimischen Produktion aus erneuerbaren Energien den Import grünen Stroms hinzufügen wolle, um das angestrebte Produktionsziel zu erreichen. Der physische Import von grünem Strom (und damit auch die Teilnahme am Zertifikatehandel für ausländische Produzenten) wurde ermöglicht. Der hohe Support-Level machte die Niederlande zu einem interessanten Exportmarkt für ausländische Produzenten. Die Importe stiegen von 1,4 TWh im Jahr 2000 auf fast 7,5 TWh im

18 Vgl. Sijm, J.P.M./Van Dril, A.W.N.: European Commission: The Interaction between the EU emission trading sheme and energy policy.
Internet: http://www.ecn.nl/docs/library/ report/2003/c03060.pdf

19 Vgl. hierzu und im Folgenden: Sijm, J.P.M./Van Dril, A.W.N.: European Commission: The Interaction between the EU emission trading sheme and energy policy.
Internet: http://www.ecn.nl/docs/library/report/2003/c03060.pdf

Jahr 2002. Aber die entgangenen Steuereinnahmen aus der Besteuerung grauen Stroms betrugen über 200 Millionen Euro. Zudem bedrohten die „Billig-Importe" aus dem Ausland (hauptsächlich Biomasse aus Schweden) Produzenten im Inland. Diese Art der Förderung bot keine langfristige Sicherheit für potentielle heimische Investoren, da sie sich einem starken Wettbewerb aussetzen würden.

32 Nach den Regierungswahlen im Mai 2002 beschloss die neue Regierung daher, Änderungen bezüglich der finanziellen Rahmenbedingungen zur Förderung erneuerbarer Energien durchzuführen.[20] Diese bestanden – kurz gefasst – aus zwei wesentlichen Elementen: Auf der einen Seite wurde der Support Level durch eine Belastung des grünen Stroms gesenkt und damit der „Ökostrom-Markt" für Importeure weniger attraktiv. Auf der anderen Seite wurde die sog. MEP (Milieukwaliteit Energie Productie) neu eingeführt. Hierbei handelt es sich um einen festen Tarif (Einspeisevergütung), den nur einheimische Produzenten von erneuerbarer Energie erhalten. Die Finanzierung dieses Fördermodells erfolgt über einen MEP-Fond, in den alle Konsumenten jetzt einen jährlichen Festbetrag (MEP-Levy) zur Förderung erneuerbarer Energien einzahlen. Grundlage für die Höhe des Tarifs ist die Differenz zwischen dem Strompreis auf dem Großmarkt und den Produktionskosten. Da unterschiedliche Technologien zu unterschiedlichen Preisen produzieren, wurde eine Differenzierung nach Technologien vorgenommen. Für Onshore-Windenergie lag der MEP 2005 bei 7,7 Cent/kWh, für Offshore-Windenergie bei 9,7 Cent/kWh.

33 Die Einführung einer festen Einspeisevergütung mit rentablen Tarifen zeigte bereits nach kurzer Zeit ihre Wirkung, denn schon in 2002 war ein sprunghafter Anstieg der Zubautätigkeit zu beobachten (s. Abbildung 5.1).

20 Vgl. hierzu und im Folgenden: T'Hooft, J.L., International Energy Agency: The Netherlands, Internet unter: http://ieawind.org/iea_wind_pdf/PDF_2004_IEA_Annual_Report PDF/161-178 Neth.pdf

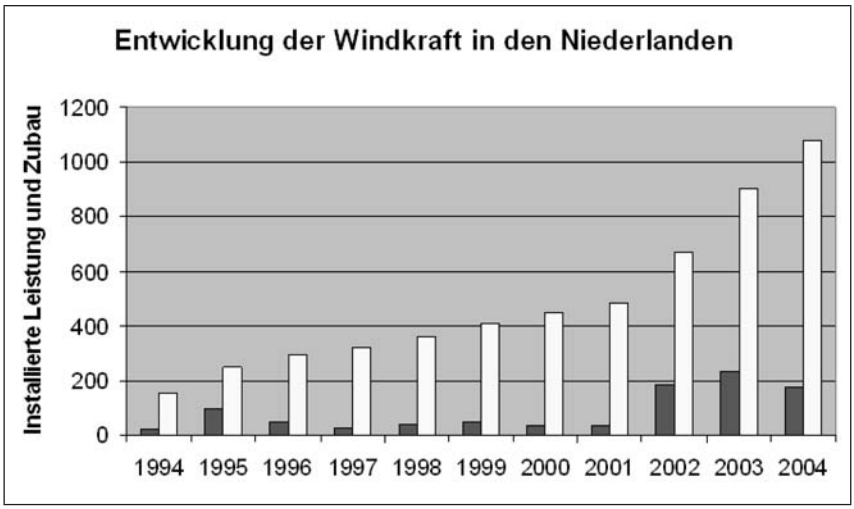


Abb. 5.1: Entwicklung der Windkraft in den Niederlanden[21]

6 Abschließende Betrachtungen

Die Analyse der vier ausgewählten europäischen Staaten hat gezeigt, dass sich die Instrumente der Förderung zwar auf wenige Preis- oder Mengenmechanismen zurückführen lassen, es jedoch in jedem Förderinstrument eine Vielzahl möglicher Variationsformen gibt. **34**

Die Ausschreibungsmodelle haben den Vorteil, dass der Anbieter mit den günstigsten Preisen eine bestimmte Menge an Strom produziert. Dieses Modell ist somit aus volkswirtschaftlicher Sicht theoretisch äußerst sinnvoll. Großbritannien hat jedoch gezeigt, dass praktische Umsetzungsschwierigkeiten zu einer geringen Effizienz des Instruments führen können: Zu knapp kalkulierte Preise haben eine geringe Realisierungsquote hervorgerufen und zu keinen erwähnenswerten Erfolgen im Zubau geführt. Treten bei eng kalkulierten Preisen unerwartet Probleme auf, so können Projekte sehr schnell in die Unwirtschaftlichkeit fallen. Die Menge der ausgeschriebenen Leistung stieg stetig, in dem Wissen, dass nur ein Teil davon tatsächlich erreicht würde. Weil immer mehr Angebote geprüft werden mussten, stiegen **35**

21 Vgl.: http://statline.cbs.nl/StatWeb/start.asp?Ip=Search/Search

auch die Administrationskosten. Tendenziell begünstigt der Kostendruck bei Ausschreibungsmodellen Großprojekte an exponierten Standorten. Dies kann insbesondere zu Konflikten mit Belangen des Landschaftsschutzes und des Tourismus führen.

36 Bei Quotenmodellen mit Zertifikaten spielt die Höhe der Quote eine wesentliche Rolle, weil sie die Höhe der Nachfrage bestimmt. Die Strafzahlung soll dazu animieren, die Zertifikate auch zu kaufen. Ist die Strafzahlung auf einen bestimmten Betrag festgesetzt, bildet dieser Betrag normalerweise auch die Obergrenze für den Zertifikatepreis. Bei einem Nachfrageüberhang werden alle Produzenten ihre Zertifikate verkaufen können. Für Investoren wird der Markt attraktiv. Bei einem Angebotsüberhang setzen sich auf dem Zertifikatemarkt die kostengünstigsten Technologien durch. Die Niederlande hatten während des Quotenmodells einen geringen Zuwachs an heimischer Windenergieleistung. Die ausschlaggebenden Faktoren waren die Liberalisierung des Strommarktes und der hohe Import an billigem Grünstrom. Hier wird deutlich, dass beim Quotenmodell alle Technologien untereinander im Wettbewerb stehen, sofern es genügend Angebot gibt. Aus Sicht der Kosteneffizienz ist dies positiv, für Produzenten von teureren Technologien jedoch problematisch zu beurteilen. Diese werden verunsichert und der Zubau wird gehemmt. Die Installation von Windenergieleistung war daher in den Niederlanden zu dieser Zeit verhältnismäßig gering.

37 Zu einer Konzentration der Windenergieanlagen auf bestimmte (windreiche) Gebiete kommt es, wenn der gezahlte Preis an allen Standorten des Landes gleich hoch ist. Dies ist im Quotenmodell gegeben, da es für alle Technologien nur einen Preis gibt. Dasselbe Problem besteht bei der Ausschreibung. Die Einspeisevergütung kann zu gleichen Ergebnissen führen, wenn der Einspeisetarif – wie in den Niederlanden – keine Differenzierung nach Standorten bzw. Volllaststunden enthält. Konzentrationen auf bestimmte Gebiete bergen die Gefahr des aufkommenden Widerstandes durch die Bevölkerung („Verspargelung der Landschaft“). Eine gestaffelte Einspeisevergütung kann hier Abhilfe schaffen und windärmere Standorte für Investoren attraktiver machen.

38 Insgesamt garantiert eine Einspeisevergütung mit lukrativen Festbeträgen deutliche Erfolge im Zuwachs der geförderten Energie, so

auch in Dänemark und Österreich. Dieses Instrument ist in der Regel zudem langfristig angelegt, verlässlich und bietet dem Investor einen stabilen Rahmen. Oder umgekehrt – auch dies zeigt Dänemark – gibt es nach Abschaffung einer Einspeisevergütung fast keinen Zubau mehr. Zwei weitere Argumente sprechen für die Einspeisevergütung: Für die Organisation eines Zertifikatehandels oder auch von Ausschreibungen ist im Gegensatz zur Auszahlung eines Festtarifs ein erheblicher bürokratischer Aufwand erforderlich. Zudem war in den Ländern, die Quotenmodelle eingesetzt haben erkennbar, dass sich dort nur Großkonzerne am Ökostromhandel beteiligt haben. Zum einen konnten kleine Produzenten das Risiko eventuell schwankender Zertifikatepreise nicht tragen. Zum anderen dient im Quotenmodell mit spekulativen Vergütungsbestandteilen auch nicht das Projekt selbst (wie bei der Einspeisevergütung) als Sicherheit für die finanzierenden Banken. Stärke und Bonität des Investors sind hier entscheidend für die Fremdfinanzierung. Einspeisevergütungen ermöglichen hingegen auch finanzschwächeren Akteuren wie Landwirten, Stadtwerken, Mittelstand oder Haushalten den Marktzutritt. Gerade die Einbindung privater Haushalte in Form von sog. „Bürger-Windparks“ ist ein wirksames Mittel zur Erhöhung der Akzeptanz der Windenergie in der Bevölkerung.

Energiepolitik in der Bundesrepublik Deutschland von 1946 bis 2000

Martin Czakainski

Inhaltsübersicht

		Rn.
1	Einleitung	1–2
2	Neuanfang und Wiederaufbau	3–14
2.1	Absolute Priorität für den Bergbau	5–7
2.2	Aufbau der Raffinerie-Kapazitäten	8
2.3	Staatliche Wegbereitung für die Kernenergie	9
2.4	Preisgestaltung und Strukturpolitik – Energiepolitik für die Soziale Marktwirtschaft	10–13
2.5	Fazit der 50er Jahre: Sicherung einer ausreichenden Energieversorgung	14
3	Strukturveränderungen auf dem Energiemarkt	15–30
3.1	Preiswürdigkeit und Diversifikation als Ziel	17–18
3.2	Aufbau des Kernenergieprogramms	19–20
3.3	Energiepolitik mit in der Krise	21–24
3.4	Energiepolitik mit starker strukturpolitischer Ausrichtung	25–27
3.5	Aufbau eines Krisenmanagements beim Öl	28–29
3.6	Fazit der 60er Jahre: Staatliche Vorrangpolitik zu Gunsten von Steinkohle und Kernenergie	30
4	Im Schatten der Ölpreisexplosionen	31–41
4.1	Heizöl wird Bezugspunkt des Energiepreisniveaus	33–35
4.2	IEA-Kritik an Deutschlands Energiesparpolitik	36–37
4.3	Erste energiepolitische Programme der Bundesregierung	38–39
4.4	Differenziertes Maßnahmenbündes gegen Importrisiken	40–41
5	Ökologie- und Akzeptanzprobleme rücken in den Mittelpunkt	42–53
5.1	Neuformulierung des ökologischen Rahmens	45–46
5.2	Entspannung durch Energiepreisverfall	47–48
5.3	Dritte Fortschreibung des Energieprogramms	49–50
5.4	Festlegung der Importstrukturen beim Erdgas	51–53
6	Öffnung des Ostens, nachhaltige Energieversorgung und Klimaschutz	54–61
6.1	Die Herausforderung: Modernisierung des	

		Rn.
	Energiesystems in den neuen Bundesländern	56–57
6.2	Wechsel zu Öl und Gas in Rekordzeit	58–59
6.3	Neue Chancen der West-Ost-Kooperation	60–61
7	Neuausrichtung der Energiepolitik und Energiemarkt-liberalisierung	62–82
7.1	Die „logische Sekunde“: Start zum Stromwett-bewerb	64–66
7.2	Neuausrichtung des Energiemixes	67–72
7.3	Verständigung über die zukünftige Nutzung der Kernenergie	73–77
7.4	Anforderung an eine rationelle Energie-politik	78–82
8	Literatur	
9	Tabellen	

Schlagwortübersicht

	Rn.
Angebotsorientierte Wirtschafts-politik	44
Atomprogramm	20
Ausstieg aus der Kernenergie	46
CO_2-Minderungspolitik	48, 54
Deregulierung	64
Energiekonsens	47, 62
Energiewirtschaftsgesetz	11
Erdgasimporte	51
Europäische Energiecharta	60
Globalisierung der Energie-systeme	54
Innovative Techniken zur Energienutzung	35
Internationale Zusammenarbeit	60
Klimaschutzpolitik	54, 60, 61
Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)	70
KWK-Ausbaugesetz	70
Liberalisierung der Energiemärkte	54
Liberalisierung des Erdgasmarktes	66
Nationales Krisen-Management-System	29
Novelle zum Atomgesetz	76
Ökologische Modernisierung	67
Ökosteuerreform	68
Regenerative Energien	69
Sicherung der Energie-versorgung	14, 41
Sozialverträglichkeit	42
Steuerung von Energiespar-maßnahmen	44
Strompreisgestaltung	11
Tarifordnung für elektrische Energie	11
Tschernobyl	46, 52
Überbrückungsstrategie	81
Umweltpolitische Belange	38, 42
Umweltschutzgesetze	44
Versorgungssicherheit	28
Weltmarktintegration	13
Zielsetzung	1

1 Einleitung

Die westdeutsche Energiewirtschaft hat in den vergangenen fünf Jahrzehnten eine sehr wechselvolle Geschichte erlebt. Sie war in dieser Zeit mit unterschiedlicher Gewichtung von ehemals drei, mittlerweile vier **Zielsetzungen** bestimmt, die man auch als das „Magische Viereck" der Energiepolitik bezeichnet: Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit sowie Sozial- und Umweltverträglichkeit. In der Wiederaufbauphase der 50er und 60er Jahre wurde insbesondere eine preisgünstige Energieversorgung angestrebt. Mit den Ölpreisschüben von 1973/74 und 1979/80 rückte die Sorge um die Versorgungssicherheit bei Importenergien in den Mittelpunkt. Durch den zunehmenden Widerstand gegen die Kernenergie gewannen Ende der 70er Jahre Sozialverträglichkeit und Akzeptanz der Energiepolitik an Gewicht. Mit der Öffnung des Ostens veränderte sich die geostrategische Komponente der westdeutschen Energieversorgung insbesondere auf Grund der Neubewertung von Importrisiken und der vielfältigen Aufgaben, die durch die Modernisierung des Energiesystems in Ostdeutschland (dessen energiepolitische Geschichte hier nicht betrachtet wird) entstanden. Mit der Einsicht in die Notwendigkeit einer Klimaschutzvorsorge dominierte einige Jahre der ökologische Aspekt des „Magischen Vierecks" die energiepolitische Debatte. Zu Beginn der Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte schließt sich der Kreis, denn seit 1998 beherrschen die Fragen einer preiswerten Energieversorgung und eines wettbewerbsfähigen Energiesystems das öffentliche und fachliche Interesse. **1**

Obwohl in die allgemeine Wirtschaftspolitik eingeordnet, setzt die Energiepolitik in Deutschland auch in liberalisierten Energiemärkten zahlreiche staatliche Rahmendaten; sie interveniert im Markt und gibt konkrete Mengenvorgaben, leistet finanzielle Hilfen für einzelne Energieträger sowie Energietechniken und entzieht Teile der Versorgungswirtschaft dem Wettbewerb. Vor der Öffnung des Ostens wurden die Abhängigkeit Deutschlands vom Weltenergiemarkt sowie die ökologischen Probleme als Gründe für die meisten Interventionen genannt. Seither sind diese Risiken auch angesichts der Globalisierung geringer zu bewerten. Die Interventionen im Markt dienen heute vorrangig der Umsetzung politisch gewünschter Strukturen des Energiemixes in Deutschland. **2**

2 Neuanfang und Wiederaufbau

3 Unmittelbar nach dem 2. Weltkrieg wurde mit der Neustrukturierung der internationalen Wirtschaftsbeziehungen unter US-amerikanischer Aufsicht begonnen. Die westdeutschen Vorstellungen über eine „Rückkehr in den Weltmarkt" stimmten mit diesem Konzept weitgehend überein, so dass bereits 1946 die für die Wirtschaftspolitik zuständigen Stellen in den Besatzungszonen Pläne vorlegten, mit denen der dringendste Bedarf an Nahrungsmittel- und Rohstoffimporten finanziert werden konnte. Damals war Westdeutschland auf Grund des Verlustes der agrarischen Überschussgebiete in Ostdeutschland gezwungen, seinen Nahrungsmittelbedarf etwa zur Hälfte durch Importe zu decken. Auf der anderen Seite befanden sich zwei Drittel der industriellen Fertigungskapazitäten Deutschlands in den Westzonen. Große Bedeutung erlangte die Tatsache, dass sowohl der Bergbau als auch die Grundstoff-, Produktionsgüter- und Investitionsgüterindustrie trotz der Kriegsschäden noch einen relativ hohen Qualitätsgrad aufwiesen. Eine weitere Voraussetzung für den raschen Aufbauprozess war der Bestand an qualifiziertem Arbeitskräftepotenzial.

4 Bis 1948 gab es allerdings keinen regulären Außenhandel, denn den Getreideeinfuhren standen hauptsächlich reparationsähnliche Ausfuhren von Rohstoffen, vor allem Kohle, mit der Folge erheblicher Devisenverluste gegenüber. Erst ab 1949 wurden die entscheidenden Maßnahmen für eine stärkere Weltmarktintegration Deutschlands als Folge des wirtschaflichen Booms in Zusammenhang mit dem Korea-Krieg eingeleitet. Die amerikanischen, britischen und französischen Industriekapazitäten waren durch die Rüstungsproduktion ausgelastet. Die deutsche Industrie konnte dadurch in überdurchschnittlichem Maße am internationalen Stahl- und Investitionsgüterboom partizipieren. Da jedoch der kapitalintensiven deutschen Grundstoffindustrie auf Grund der andauernden Preisbindung der Weg der Selbstfinanzierung erschwert wurde und andererseits noch kein leistungsfähiger Kapitalmarkt existierte, fehlten Finanzmittel für die erforderlichen Erweiterungs- und Modernisierungsinvestitionen. Dementsprechend stand damals die Versorgungslage der deutschen Stromwirtschaft, das Nadelöhr des Wiederaufbaus, im Mittelpunkt, denn die Kohle- und Koksversorgung für Stahlindustrie und Elektrizitätswirtschaft, die auch unter den Zerstörungen und der kriegsbedingten Überbeanspru-

chung der Kraftwerke litten, wurden zum Problem. Stromkontingentierungen und ein Energienotgesetz waren die Folge.

2.1 Absolute Priorität für den Bergbau

Die Alliierten hatten dem Bergbau zur Deckung des deutschen Kohlebedarfs in den Nachkriegsjahren absolute Priorität eingeräumt. Das führte bis 1949 auch zu einer positiven Produktionsentwicklung. Ab 1950 jedoch stagnierte die Steinkohlenförderung. Zwar war es zunächst relativ einfach gewesen, ein Niveau von 80% der Vorkriegsproduktion zu erreichen. Auf Grund der Kapitalmarktengpässe blieben aber die für weitere Produktivitätsverbesserungen notwendigen Investitionen mit der Folge einer erheblichen Veralterung der Förderstruktur aus. Neben den Finanzierungsschwierigkeiten war es vor allem der nunmehr einsetzende Arbeitskräftemangel, der sich hemmend auf die Produktivitätsentwicklung auswirkte. 1950 fehlten in den Revieren rund 100 000 Bergarbeiterwohnungen, weshalb eine große Anzahl Bergarbeiter in attraktivere Industriezweige abwanderte. **5**

Zur Behebung dieser Misere erließ die Bundesregierung ein Investitionshilfegesetz. Darin wurde die gewerbliche Wirtschaft verpflichtet, für den dringendsten Investitionsbedarf der Grundstoffindustrien eine Milliarde DM bereitzustellen. Davon flossen 60% in den Energiebereich. Für den Bergarbeiterwohnungsbau wurden ergänzende Finanzierungen aus öffentlichen Mitteln bereitgestellt. Dem Kohlenbergbau wurden zusätzlich Sonderabschreibungen ermöglicht. Insbesondere das Investitionshilfegesetz forcierte das Bemühen der Bundesregierung, die Exportchancen der Investitionsgüterindustrie und damit auch deren zentrale Zulieferer aus der Grundstoffindustrie politisch aufzuwerten. **6**

Der Braunkohletagebau im rheinischen Revier konnte nach Beseitigung der Kriegsschäden relativ schnell die Produktion wieder aufnehmen. Bereits 1950 deckte die Braunkohle rund 15% (Steinkohle 73%) des westdeutschen Primärenergieverbrauchs. Knapp zwei Drittel der Förderung gingen damals in die Brikettherstellung. Der Ausbau des rheinischen Reviers schritt in der Folgezeit zügig voran. Bis zum Jahre 1960 wurde die Produktion um 50% erhöht. **7**

2.2 Aufbau der Raffinerie-Kapazitäten

8 Auch in der Ölwirtschaft verlief der Wiederaufbau deutlich reibungsloser als im Steinkohlenbergbau. Die deutschen Ölfelder waren in den letzten Kriegsjahren ruinös ausgebeutet worden. Die im Rahmen der nationalsozialistischen Autarkiepolitik weit entwickelte Technik der Kohleverflüssigung wurde durch das Potsdamer Abkommen in Deutschland untersagt. Daher übernahmen die Alliierten die Mineralölversorgung zunächst aus eigenen Beständen und mit eigenen finanziellen Mitteln. Nach dem Ende der Demontage der deutschen Hydrierwerke und der Wiederaufnahme der Raffinerietätigkeit reichte die begrenzte heimische Raffineriekapazität nicht aus, um die benötigten Rohölmengen zu verarbeiten. Die Importabhängigkeit bei Fertigprodukten erreichte 1948 einen Spitzenwert von 80%.

Das „Oil Refinery Expansion Program" der damaligen OEEC (heute OECD) gab den entscheidenden Anstoß zum Ausbau der deutschen Raffineriekapazitäten. Die gegen Ende des 2. Weltkriegs im Nahen Osten fündig gewordenen amerikanischen Ölkonzerne hatten dabei wesentlichen Anteil. Beeinflusst wurde diese Entscheidung durch den in den USA ausbleibenden erwarteten Rückgang der Nachfrage nach Mineralöl, wodurch die USA selbst Erdöl importieren und den Export einschränken mussten. Da es an Verarbeitungskapazitäten des im Nahen Osten gewonnenen Rohöls fehlte, gab es umfassende Aufbaudarlehen für den Ausbau der westdeutschen Mineralölverarbeitung. Der Anteil der Fertigprodukte am gesamten Mineralölimport sank dadurch bis 1954 auf knapp 15%.

2.3 Staatliche Wegbereitung für die Kernenergie

9 Beim Aufbau eines deutschen Kernenergieprogramms stand anfangs das staatliche und industrielle Interesse im Mittelpunkt, den beteiligten Unternehmen des Maschinenbaus, der Chemie und der Elektrotechnik Exportchancen zu eröffnen. Die Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) verhielten sich der Kernenergienutzung gegenüber zunächst abwartend. Die neue Kerntechnik bot Chancen, Unabhängigkeit von der ausländischen, vor allem amerikanischen Technologie zu erlangen, zumal der Kernenergie damals die Rolle einer Schlüsselindustrie zugeschrieben wurde. MAN konnte bereits 1956 im Rahmen eines internationalen Konsortiums Komponenten für ein australisches

Kerntechnikzentrum liefern. Die Bundesregierung unterstützte die Exportanstrengungen. Nach dem Fortfall der Beschränkungen seitens der Alliierten wurden 1955 mit der Gründung des Atomministeriums, der Einrichtung von Großforschungszentren sowie dem Erlass des Atomgesetzes die institutionellen und rechtlichen Grundlagen für die privatwirtschaftliche Nutzung der Kernenergie geschaffen.

2.4 Preisgestaltung und Strukturpolitik – Energiepolitik für die Soziale Marktwirtschaft

10 Die theoretische Grundlage der Wirtschafts- und damit auch der Energiepolitik fußte in den ersten Jahren der „Sozialen Marktwirtschaft" auf ordo-liberalen Konzepten, wie sie vor allem von den Wissenschaftlern und Wirtschaftspolitikern um Ludwig Erhard vertreten wurden. Im Mittelpunkt des politischen Interesses standen dabei die exportorientierten Investitionsgüterindustrien. Die angestrebte Konsumsteigerung nach dem aus den USA eingeführten Konsummodell (ein Kühlschrank in jedem Haushalt) sollte sich im Sog der außenwirtschaftlich bestimmten Expansion einstellen. In diesem Umfeld spielten die Energiepreise neben ihrer grundsätzlichen Bedeutung für die Preisstabilität in zweifacher Hinsicht eine besondere Rolle. Einerseits hatten sie symbolische Bedeutung für die Stabilität der Lebenshaltungskosten, auch um zu hohen Lohnsteigerungen vorzubeugen. Andererseits sollte der Strompreis niedrig gehalten werden, um damit einen zusätzlichen Anreiz zum Kauf elektrischer Haushaltsgeräte zu geben.

11 Natürlich schlug sich dies in der **Strompreisgestaltung** nieder. Auf der Grundlage des 1949 als Bundesrecht übernommenen **Energiewirtschaftsgesetzes** aus den 30er Jahren und der **Tarifordnung für elektrische Energie** waren auf Grund der Preissteigerungen für Kohle und Stahl die Strompreise Mitte 1948 zwar geringfügig erhöht worden; darüber hinaus genehmigte man keine Preiserhöhungen. Erst 1952 wurden die Zügel gelockert, allerdings konnten die EVU nur bei Sonderabnehmern wie Industriekunden den neuen Handlungsspielraum nutzen.

12 Weitaus schwieriger war es für die Bundesregierung, die **Kohlepreise** stabil zu halten. Obwohl diese nach der Währungsreform gebunden blieben und mit der Eingliederung in die Montanunion deren Höchst-

preissystem unterlagen, wurden mehrfach Preiserhöhungen genehmigt, um die ausländische Nachfrage nach der durch die Preisbindung im internationalen Vergleich billigen Ruhrkohle in Grenzen zu halten. 1956 gab Wirtschaftsminister L. Erhard trotz stabilitätspolitischer Bedenken die Preise frei.

13 Das Ziel einer verstärkten **Weltmarktintegration** und die Gewinnung von autonomen Handlungsspielräumen prägten direkt und indirekt die Energiepolitik der Wiederaufbauphase. Die westeuropäischen Staaten hatten auch in der Kohlenkrise 1951 auf voller Ausnutzung ihrer Bezugsrechte bestanden, so dass sich die Mangelsituation in Deutschland verschärfte. Die Gemeinschaftsländer setzten in der Montanunion auf Grund der Preisbindungen bis zur Freigabe 1956 durch, dass sie die billige Ruhrkohle beziehen konnten. Damit eine weitere Beschränkung des nationalen Einflusses auf die Energiewirtschaft vermieden wurde, aber auch angesichts des in den europäischen Behörden wachsenden Einflusses der sozialistischen Parteien in Richtung einer stärkeren Wirtschaftsplanung, sprach sich die Bundesregierung Mitte der 50er Jahre gegen eine Einbeziehung der Elektrizitätsversorgung in die Montanunion aus. Auch in der Mineralölwirtschaft unternahm die Bundesregierung Anstrengungen, den nationalen Handlungsspielraum auszuweiten. Der Erfolg war, dass die inländische Verarbeitungskapazität bei den Raffinerien in den 50er Jahren um das Sechsfache anstieg. Mit dem Aufbau eines Kernenergieprogramms sah man angesichts der Kohleknappheit einen aussichtsreichen Weg zur Ausweitung der heimischen Energieversorgung.

2.5 Fazit der 50er Jahre: Sicherung einer ausreichenden Energieversorgung – mit Folgen

14 Primäres energiepolitisches Ziel der 50er Jahre war die **Sicherung einer ausreichenden Energieversorgung** als Basis der angestrebten industriellen Expansion. Dazu wurde der kurzfristig verfügbaren Steinkohle Priorität eingeräumt, gleichzeitig jedoch die Mineralölwirtschaft an den internationalen Standard herangeführt. Die Umsetzung liberaler wirtschaftspolitischer Konzepte gelang lediglich beim Heizöl, dessen Wettbewerbsposition gegenüber der Steinkohle gestärkt wurde. Damit schuf man die Grundlage für die ab 1957 unter veränderten Bedingungen auf den internationalen Energiemärkten

mögliche Expansion des Öls in Westdeutschland. Für die Kohle dagegen erwies sich die Politik der gleichzeitigen Subventionierung und Preisbindung bis 1956 als folgenschwer. Die künstlich niedrig gehaltenen Preise erhöhten die Nachfrage, was erhebliche Produktionsausweitungen im Kohlenbergbau zur Folge hatte, wobei aber die erforderlichen Modernisierungs- und Rationalisierungsinvestitionen unterblieben. Im Ruhrgebiet wurde dadurch die dominante Rolle der Schwerindustrie zulasten der dort ohnehin gering vertretenen neuen Wachstumsindustrien verstärkt und somit eine strukturelle Anpassung der Region erschwert.

3 Strukturänderungen auf dem Energiemarkt

15 Ende der 50er Jahre galt die Reintegration der westdeutschen Wirtschaft in den Weltmarkt als abgeschlossen. Von grundlegender Bedeutung für die rasche Veränderung der deutschen Energiemärkte war die Tatsache, dass mit Ausnahme der elektrotechnischen Industrie alle binnen- und außenwirtschaftlich relevanten Branchen auf das Mineralöl als Rohstoff oder Energieträger angewiesen waren. Der bis zur Weltwirtschaftskrise 1957/58 dominierende Kohle-Stahl-Verbund verlor dadurch seine Spitzenstellung in der Wachstumshierarchie zu Gunsten der mit dem Mineralöl verbundenen Industriezweige.

16 In der Folgezeit wurde auch die – neben der Wasserkraft – zentrale Stellung der Kohle für die Stromerzeugung zuerst von Mineralöl und Erdgas, später auch durch Kernenergie abgelöst. Nach der Entdeckung der niederländischen Erdgasfelder (1959) expandierte neben dem Mineralöl auch das Erdgas. Die regionalen Gasversorgungsnetze, damals meist mit Kokerei- und Stadtgas gespeist, wurden verbunden und ausgebaut. Die Einbindung der Bundesrepublik in die internationalen Energiemärkte erfuhr durch die wachsende Bedeutung des Importgases eine weitere Vertiefung.

3.1 Preiswürdigkeit und Diversifikation als Ziel

17 Die Expansion der internationalen Energiemärkte, die als Folge der amerikanischen Autarkiepolitik frei werdenden Ölvorräte des Nahen und Mittleren Ostens sowie der Verfall der internationalen Frachtraten prägten das Geschehen. Die Bundesregierung nutzte die Chance,

die bis dahin im internationalen Vergleich zu teure deutsche Energieversorgung preisgünstiger zu gestalten und zu diversifizieren. Während die meisten Industrieländer die Mineralölversorgung mehr oder weniger reglementierten, verzichtete die Bundesregierung zunächst auf Beschränkungen gegen den Vormarsch des Mineralöls. Infolgedessen expandierte das Mineralölangebot, und die „Newcomer" auf dem westdeutschen Markt orientierten sich an den tonangebenden Mineralölkonzernen.

18 Der intensive Wettbewerb in den 60er Jahren hatte einen starken Ölpreisverfall zur Folge, der Druck auf das allgemeine Energiepreisniveau ausübte. Besonders begünstigt wurde dadurch die internationale Expansion der bisher mit hohen Energiekosten belasteten deutschen Grundstoffindustrie. Die heimische Steinkohle erlitt durch die Marktanteilsgewinne des Öls erhebliche Absatzeinbußen. Zudem kamen mit der Substitution von Kohle durch Öl in großem Umfang neue technische Entwicklungen bei der Prozesswärmeerzeugung zum Einsatz. Die neuen Anlagen hatten einen höheren Wirkungsgrad; dadurch stieg die Energieproduktivität mit der Folge einer weiteren Reduzierung der industriellen Energiekosten.

3.2 Aufbau des Kernenergieprogramms

19 Diese strukturellen Veränderungen prägten auch den Verlauf des Ausbaus der Kernenergie. Ursprünglich war die chemische Industrie wesentlicher Förderer des deutschen Kernenergieprogramms. Da sie neue aussichtsreiche Wachstumsbereiche fand, zog sie ihr Engagement in die Kernenergie zurück. Ab Mitte der 60er Jahre gewann die Kernenergie für die EVU allmählich an Bedeutung. Auf Grund des bis Ende der 60er Jahre anhaltenden Kapitalmangels und angesichts anderer preisgünstiger Stromerzeugungsalternativen blieben die EVU gegenüber der Kernenergie jedoch nach wie vor relativ zurückhaltend.

20 Die Initiative zu Gunsten der Kernenergie ging daraufhin von der Bundesregierung aus, die sich Anfang der 60er Jahre bereit erklärte, für den Bau der ersten kommerziellen Reaktoren finanzielle Unterstützung zu leisten. Das **Atomprogramm** von 1963 hatte den Bau einer „bestimmten Anzahl von Leistungsreaktoren" zum Ziel. Auf die EVU wurde verstärkt Druck ausgeübt, die gewünschten Kernkraftwerke in Auftrag zu geben. Das Interesse der EVU, mit Kernkraft-

werken erprobte und rentable Technologie mit niedrigen Anlagekosten zu erhalten, stand allerdings im Gegensatz zu den ursprünglichen Plänen der damaligen Kraftwerkshersteller. Diese hatten zunächst eine auf Natururan basierende, mit schwerem Wasser moderierte nationale Eigenentwicklung vorgesehen. Die deutschen EVU jedoch sprachen sich für die in den USA entwickelten, mit angereichertem Uran arbeitenden Leichtwasserreaktoren aus. Als 1967 je ein Auftrag an Siemens für den Bau eines Druckwasserreaktors auf Basis von Westinghouse-Patenten und an die AEG für einen Siedewasser-Reaktor auf Basis von General-Electric-Patenten vergeben wurde, hatten die Leichtwasserreaktoren in der Bundesrepublik ihren Durchbruch erzielt.

3.3 Energiepolitik mit in der Krise

21 Die Energiepolitik der damaligen Bundesregierung stand ganz im Zeichen der Krise des Konzeptes der „Sozialen Marktwirtschaft". Nachdem Ende der 50er Jahre der dringendste Nachholbedarf der Bevölkerung befriedigt und der Wiederaufbau der Wirtschaft weitgehend abgeschlossen war, vollzog sich in den Folgejahren der Übergang zum kapitalintensiven Wachstum. Die sich primär als Ordnungspolitik verstehende damalige Wirtschaftspolitik hatte kein schlüssiges Konzept gegen steigende Inflationsraten, Einbrüche beim Wirtschaftswachstum und zunehmende Arbeitslosigkeit. Die Hilflosigkeit der Wirtschaftspolitik in der ersten Hälfte der 60er Jahre zeigte sich auch im Energiesektor. Die Strukturprobleme auf dem Energiemarkt wurden als konjunkturelle oder Übergangsprobleme interpretiert und die Stabilisierung der bisherigen Steinkohlenförderung als energiepolitisches Ziel erklärt. Erst 1965 forderte Ludwig Erhard den Bergbau auf, die Förderung den Absatzerwartungen anzupassen.

22 Die Bundesregierung versuchte damals, die Entwicklungen auf dem Energiemarkt unter Kontrolle zu halten oder zu verzögern, um dem Steinkohlenbergbau die Möglichkeit zur Anpassung an die Expansion der anderen Energieträger, insbesondere des Öls, zu geben. Gleichzeitig sollte der Bergbau diese Zeit nutzen, um seine Wettbewerbsfähigkeit zu verbessern. Abgesichert wurde diese Politik durch den weitgehenden Ausschluss der Importkohle mittels Zollerhebung und die Kontingentierung der zollfrei zu importierenden Kohlenmengen. Als

ein erneuter Einbruch beim Steinkohleabsatz Mitte der 60er Jahre die Wirkungslosigkeit der eingeleiteten Maßnahmen deutlich machte, beschloss die Bundesregierung zusätzliche Subventionen.

Die Gestaltung der Energiepolitik war damals alles andere als konsistent. Einerseits war die Bundesregierung nicht gewillt, die Steinkohle wegen ihrer fundamentalen gesamtpolitischen Bedeutung aus der energiepolitischen Einflussnahme zu entlassen. Andererseits war sie entgegen ihren Verlautbarungen nicht bereit, die unter preis- und außenwirtschaftlichen Aspekten erwünschte Expansion des Heizöls wirklich zu begrenzen.

23 Nicht verwunderlich ist, dass eine derartige Energiepolitik auch erhebliche strukturpolitische Effekte mit sich brachte. Die energieintensive Grundstoffindustrie hatte sich um die großen Kohlevorkommen des Ruhrgebiets konzentriert, wodurch auch die anderen Energieträger angezogen wurden. Bis Anfang 1960 stieg der Anteil der Raffineriekapazität in NRW auf 60% der Gesamtkapazität. Die anderen Raffinerien waren an der Küste errichtet worden. Im Süden und Südwesten der Bundesrepublik gab es damals keine Raffinerien. Da die über einen großen Teil des Bodens verfügenden Unternehmen des Ruhrgebietsbergbaus die Ansiedlung neuer Industrien wegen befürchteter Arbeitskräfteknappheit bis in die 60er Jahre hinein naturgemäß zu verhindern versuchten, siedelten sich im Süden und Südwesten der Bundesrepublik überdurchschnittlich viele Unternehmen der verarbeitenden und der Investitionsgüterindustrie an.

24 Erst mit der Expansion des Mineralöls änderte sich dieses ungleichgewichtige Energieangebot. Insbesondere durch die Inbetriebnahme von zwei Pipelines zu den neuen Raffineriezentren in Karlsruhe und Ingolstadt erfuhren die Raffineriekapazitäten eine bessere regionale Streuung. Die Preise für Mineralölprodukte glichen sich im Süden der Bundesrepublik bis Ende der 60er Jahre denen an der Küste und im Ruhrgebiet an.

3.4 Energiepolitik mit starker strukturpolitischer Ausrichtung

25 In Folge der Rezession von 1966/67 wurde das wirtschaftspolitische Instrumentarium von der Großen Koalition aus CDU/CSU und SPD

erheblich ausgeweitet. Energiepolitik wurde nunmehr primär als Strukturpolitik verstanden, wobei man die Probleme des Ruhrgebiets als vom Strukturwandel negativ betroffener Region umfassend lösen wollte. Der regionalpolitische Erfolg dieser Maßnahmen blieb allerdings begrenzt. Zwar gelang es der chemischen Industrie und dem Maschinenbau, sich durch Diversifikation und Spezialisierung stärker überregional zu orientieren. Die einzig wirklich bedeutsame Neuansiedlung fand jedoch im Automobilsektor statt; sie blieb aber für die regionale Entwicklung von nachgeordneter Bedeutung.

26 Neben der erstmals praktizierten Globalsteuerung trug eine erhebliche Exportbelebung zur Überwindung der Rezession von 1966/67 bei. Damit zeigte sich erneut die Bedeutung der außenwirtschaftlichen Verflechtung für den binnenwirtschaftlichen Erfolg der Bundesrepublik. Die Konkurrenz auf den internationalen Märkten verschärfte sich, wobei die wirtschaftspolitische Diskussion in Westeuropa damals insbesondere vom Bewusstsein der Gefahr einer sich vertiefenden technologischen Lücke gegenüber den USA geprägt war.

27 Die Bundesregierung reagierte mit einer Verschiebung der Prioritäten in der Forschungspolitik, von der neben der Luft- und Raumfahrttechnik sowie der Datenverarbeitung insbesondere die Kerntechnik als dritter zukunftsweisender Produktionszweig profitierte. Beispielhaft für die Bemühungen des Bundes waren die Projektierung und Realisierung der Prototypkraftwerke Schneller Brüter und Hochtemperaturreaktor. Als weitere Voraussetzung für die Realisierung technischen Fortschritts wurde die Schaffung optimaler Unternehmensgrößen gesehen. Die Konzentrationsförderung als expliziter Bestandteil einer sektoralen Strukturpolitik schlug sich u. a. nieder in der Gründung von Unternehmen wie der DEMINEX (Ölexploration und -gewinnung), der Ruhrkohle AG und der KWU (Kraftwerksbau).

3.5 Aufbau eines Krisenmanagements beim Öl

28 Durch die Dominanz des Öls im Energiemix wuchs die Sorge um die Handlungsfähigkeit in der Energiepolitik. Die Importabhängigkeit beim Öl war 1970 auf 93% angewachsen. Der Anteil des Rohöls aus dem als krisengefährdet angesehenen Mittleren Osten konnte zu diesem Zeitpunkt zwar auf 32% reduziert werden, gleichzeitig stieg jedoch der Anteil des Importöls aus Afrika auf knapp 55%. Das Pro-

blem der **Versorgungssicherheit** der westlichen Industrieländer wurde auf internationaler Ebene bereits frühzeitig diskutiert. Die Bundesregierung verhielt sich in dieser Frage zunächst abwartend. Erst 1965 wurde beschlossen, die ursprünglich für überflüssig gehaltene Ölbevorratung (je nach Unternehmen 45 bis 65 Tage) zur Pflicht zu machen.

29 Die abwartende Haltung war möglich, da dem Risiko kurzfristiger Versorgungsstörungen bis Anfang der 70er Jahre eine amerikanische Ausfallgarantie gegenüberstand. Erst als Ende der 60er Jahre die USA selbst verstärkt Rohöl importierten und erklärten, dass sie im Falle einer neuen Krise nicht erneut zusätzliches Öl liefern könnten, geriet die Versorgungssicherheit stärker ins Blickfeld. Mitte 1972 kam es zum Aufbau eines **nationalen Krisen-Management-Systems**. Die deutsche Mineralölindustrie erhielt vom Bund u. a. finanzielle Unterstützung, auch um die Wettbewerbsnachteile gegenüber den multinationalen Gesellschaften abzubauen und den Einfluss der deutschen Seite bei internationalen Verhandlungen zu stärken.

3.6 Fazit der 60er Jahre: Staatliche Vorrangpolitik zu Gunsten von Steinkohle und Kernenergie

30 Die Energiepolitik der 60er Jahre orientierte sich zunehmend am Muster der gesamtwirtschaftlichen Integration in den Weltmarkt. Neben der quantitativen Bedeutung des Mineralöls fand qualitativ zunehmend eine Orientierung an den international weitgehend durch die USA bestimmten Produkt- und Produktionsnormen statt. Nationale Technologien wie die auf Kohlebasis produzierende Chemie, fortgeschrittene Verfahren der Kohleveredelung oder die deutschen Pläne zu einer auf Natururan basierenden Schwerwasserreaktorlinie gerieten in den Hintergrund. Auf die nicht der internationalen Konkurrenz ausgesetzten EVU übten Staat und industrielle Stromabnehmer Einfluss aus, damit sie die international vorherrschenden Technologien übernahmen. So bestanden industrielle Großabnehmer in Verträgen mit einzelnen EVU darauf, dass ein Teil des gelieferten Stroms aus Kernkraftwerken zu stammen habe. Für die deutsche Energiepolitik hatte eine preiswerte Energieversorgung Vorrang vor allen Autarkiebestrebungen. Mit dem geschilderten wirtschaftspolitischen Konzept erhöhte sich die Finanzierungsbereitschaft des Staates

zu Gunsten der Steinkohle und zur Förderung der Kernenergie. Die Ansätze zu einer konsistenten Energiepolitik wurden formal gestärkt. Die europäischen Gremien wie Montanunion und Euratom übten damals keine positiven Einflüsse auf die Energiepolitik aus.

4 Im Schatten der Ölpreisexplosionen

31 Auf Grund der Bedeutung ökonomischen Wachstums für politisches Handeln wurde in den exportorientierten Ländern wie der Bundesrepublik die Stellung der nationalen Industrien auf dem Weltmarkt zum zentralen Problem der Wirtschafts- und damit auch der Energiepolitik. Die Intensivierung der internationalen Konkurrenz verstärkte das Engagement der Regierungen bei der Unterstützung der nationalen Industrien. Neben dem Bemühen, Vorteile der Währungsrelationen zu nutzen („Abwertungswettlauf"), war eine Tendenz zu subtilen protektionistischen Maßnahmen zu verzeichnen, um den stark expandierenden Importen aus Japan und aus Schwellenländern zu begegnen.

32 Von großem Einfluss war das Geschehen der 70er Jahre auf die nachlassende Dynamik des Welthandels. Sinkende Industrieproduktion, steigende Arbeitslosenquoten und Konsumgüterpreise führten zu Strukturbrüchen, die durch die Ölpreisschübe von 1973/74 und 1979/80 noch verschärft wurden. In der Zeit von 1970 bis 1979 stiegen die Ölpreise (fob-Preise für saudisches Öl) von 2 auf 36 US-$/b. Die Bundesrepublik allerdings profitierte damals vom Übergang zum System freier Wechselkurse. Da die Weltmarktpreise der Energieträger in US-$ bewertet werden, schlugen die Ölpreissteigerungen in der Bundesrepublik auf Grund der DM-Aufwertungen in geringerem Maße durch als in anderen Ländern.

4.1 Heizöl wird Bezugspunkt des Energiepreisniveaus

33 Der Weltmarktpreis für Rohöl stieg zwischen 1972 und 1978 um 450%, in der Bundesrepublik um 270% (dagegen Frankreich + 450%, Japan + 430%, Italien + 800%). Für Westdeutschland ergab sich damit eine günstigere Entwicklung der Energiekostenbelastung als in anderen Ländern. Dadurch glich sich das deutsche Energiepreisniveau in den 70er Jahren dem anderer Länder an. Dennoch stiegen in der Bundesrepublik auf Grund der Ölpreisschübe die Preise aller Energieträ-

ger. Das Heizöl wurde zum Bezugspunkt für das gesamte Energiepreisniveau.

34 Rückläufiges Wirtschaftswachstum und steigende Energiepreise reduzierten den Energieverbrauch und führten zu Überkapazitäten vor allem in der Mineralölverarbeitung und der Stromerzeugung. Der Steinkohlenbergbau erhoffte sich auf Grund der Ölpreisschübe Absatzsteigerungen, erlitt aber in Folge der Stahlkrise seit Mitte der 70er Jahre erneute Absatzeinbrüche. Weiter expandierte allein der Erdgasverbrauch. Die Stromerzeugung auf Erdgasbasis wurde auf Grund der Preiserhöhungen beim Erdgas allerdings weitgehend in die Spitzenlast abgedrängt.

35 Die energieintensiven Branchen verzeichneten zwar eine steigende Energiekostenbelastung, konnten aber auch auf Grund der im internationalen Vergleich unterdurchschnittlichen Energiepreissteigerungen ihre Stellung verbessern und die Exportüberschüsse steigern. Wachstumsimpulse gingen von den gestiegenen Energiepreisen vor allem auf die Elektroindustrie sowie den Maschinen- und Anlagenbau aus. Insbesondere nach dem zweiten Ölpreisschub von 1979/80 forcierten diese Unternehmen ihre Forschungs- und Innovationsaktivitäten und brachten mit Erfolg **neue Techniken zur rationellen und sparsamen Energienutzung** auf den Markt.

4.2 IEA-Kritik an Deutschlands Energiesparpolitik

36 Die Ölpreissteigerungen verschärften den konjunkturellen Einbruch von 1974/75. Die Bundesregierung wollte deshalb den rationellen und sparsamen Energieeinsatz in erster Linie über den Preismechanismus als „richtigen Anreiz für den Anpassungsprozess“ erreichen. Zwar ergriff man Ende der 70er Jahre im Haushaltsbereich flankierende Maßnahmen zur Energieeinsparung; im industriellen Bereich wurden zur Stärkung der Wettbewerbsposition energieintensive Wirtschaftszweige jedoch sehr zurückhaltend reguliert. International wurde diese Politik insbesondere seitens der 1974 gegründeten Internationalen Energie-Agentur (IEA) kritisiert und Westdeutschlands Beitrag zur Verwirklichung des IEA-Gruppenziels bei der Energieeinsparung als unzureichend bezeichnet.

37 Mit dem ersten Ölpreisschub von 1973/74 und gezielten Maßnahmen der OPEC (u. a. Enteignung von westlichen Ölgesellschaften,

Förderkürzungen und Lieferboykotte gegen einzelne Industrieländer) gerieten die Gefahren einer stark von Energieimporten abhängigen Lage auch ins öffentliche Bewusstsein. Die Folge war erstmals eine signifikante politische Steuerung der westdeutschen Energieversorgung. In deren Mittelpunkt stand der Abbau der hohen Abhängigkeit Westdeutschlands vom OPEC-Öl, dessen Anteil damals über 90% des Importöls betrug. Als wesentliche Resultate der energiepolitischen Interventionen wurden in Abstimmung mit den westlichen Industrieländern große Anstrengungen zur Erschließung von Öllagerstätten außerhalb der OPEC-Mitglieder sowie eine Neuausrichtung des bundesdeutschen Energieträger-Mix („Weg vom Öl") mit verstärkter Ausrichtung auf heimische Kohle, Erdgas und Kernenergie eingeleitet.

4.3 Erste energiepolitische Programme der Bundesregierung

Im September 1973, zwei Wochen vor Beginn des Jom-Kippur-Krieges, der auslösendes Moment für die Aktionen der OPEC war, legte die Bundesregierung erstmals ein energiepolitisches Programm vor, das in der Folgezeit mit drei Fortschreibungen den aktuellen Entwicklungen angepasst wurde. Die erste Fortschreibung entstand im Herbst 1974 unter dem Eindruck der Auswirkungen des Ölpreisschubes. Der Sicherung der Mineralölversorgung und der Zurückdrängung des Mineralölanteils wurden zusammen mit verstärkter Krisenvorsorge Priorität eingeräumt. Dabei sollte den Verbrauchern in allen Teilräumen der Bundesrepublik ein mittel- und langfristig gesichertes ausreichendes und preisgünstiges Energieangebot bereit gestellt werden. In diesem Umfeld war es erforderlich, für die Steinkohle eine neue Position zu bestimmen (3. Verstromungsgesetz, Nationale Kohlereserve, Jahrhundertvertrag) und der Energieforschung höhere Priorität einzuräumen. Die ökologischen Ziele wurden mit „Bereitstellung und frühzeitiger Berücksichtigung der Erfordernisse des Umweltschutzes formuliert, um die energie- und **umweltpolitischen Belange** miteinander in Einklang zu bringen". Die damit verbundenen Aufgaben umschrieb man in der Folgezeit häufig mit der wenig hilfreichen Metapher von der „Versöhnung von Ökonomie und Ökologie". **38**

39 Mit der zweiten Fortschreibung reagierte man 1977 schwerpunktmäßig auf das unerwartet geringe Wirtschaftswachstum und die zunehmende Abwehrhaltung der Öffentlichkeit gegen die Kernenergie. Zur Kernenergie stellte diese Fortschreibung fest, dass auch nach vorrangiger Nutzung anderer Möglichkeiten der Bedarfsdeckung der weitere Ausbau der Kernenergie in einem begrenzten Ausmaß unerlässlich und unter Beachtung des Vorranges der Sicherheit der Bevölkerung auch zu vertreten sei.

4.4 Differenziertes Maßnahmenbündel gegen Importrisiken

40 Weiterhin wurden in dieser Fortschreibung im Rahmen der Anpassung an die Weltmarktlage neue Prioritäten gesetzt: Begrenzung des Energieverbrauchwachstums durch sparsame und rationelle Energieverwendung, vorrangige Nutzung der deutschen Stein- und Braunkohle, Diversifizierung des Erdgasaufkommens bei vorrangigem Erdgaseinsatz in Haushalten sowie die Begrenzung von Importrisiken durch Streuung der Bezugsquellen, flankiert durch verstärkte internationale Kooperationen. Einflussnehmende Maßnahmen waren insbesondere das sog. 4,35 Mrd.-DM-Programm zur Energieeinsparung, steuerliche Regelungen beim Heizöl, Erweiterung von Investitionszulagen für Fernwärmegewinnung, Wärmerückgewinnungs-Anlagen und Windkraftwerke, Zuschüsse an kleine und mittlere Unternehmen für die Beratung zur Energieeinsparung sowie Zuwendungen für beschleunigte Markteinführung neuer energiesparender Technologien und Produkte.

41 Die Schwerpunke der Forschungs- und Technologiepolitik im Energiebereich konzentrierten sich Mitte der 70er Jahre auf die **Sicherung der Energie- und Rohstoffversorgung**. Zwar erfolgte seither auch eine Ausweitung der nicht-nuklearen Energieforschung, ohne dass dabei die Dominanz der Förderung der Kernenergie in Frage gestellt wurde. Durch diese Schwerpunktsetzung geriet die Bundesregierung jedoch innenpolitisch zunehmend unter Legitimationsdruck. Die Kontroverse um die deutsche Energiepolitik, insbesondere um die Kernenergie, erreichte Mitte der 70er Jahre ihren ersten Höhepunkt, beeinflusste zunehmend die Programme von Parteien und Gewerkschaften und wurde zu einem zentralen innenpolitischen Problem.

5 Ökologie- und Akzeptanzprobleme rücken in den Mittelpunkt

42 Die 80er Jahre waren reich an Ereignissen, die zu bruchartigen Veränderungen führten und der Energiepolitik wichtige Entscheidungen abverlangten. Dazu zählten das stark wachsende Bewusstsein um die nationalen Probleme der **Umweltsituation**, der Unfall im Kernkraftwerk Tschernobyl sowie die beginnende öffentliche Diskussion über eine Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre. Diese Ereignisse erweiterten das energiepolitische Zielspektrum um die ökologische Komponente sowie um die bis heute nicht beantwortete Frage nach **Sozialverträglichkeit** und Akzeptanz des deutschen Energiemix. Mit der Öffnung des Ostens boten sich neue Wege der West-Ost-Kooperation in der Energiewirtschaft; zudem wurden weitere entscheidende Anstöße für die Globalisierung und Liberalisierung der Energiesysteme gegeben.

43 Zu Beginn dieser Dekade beeinflussten nach wie vor wirtschaftspolitische Probleme das Energiegeschehen. Das Leistungsbilanzdefizit von 1979–1981 führte erneut zu einer verstärken Diskussion um die Frage, ob die westdeutsche Industrie in wichtigen Bereichen den Anschluss an die Weltspitze verloren habe. Die in der Bundesrepublik bis Mitte der 70er Jahre dominierende Politik der Globalsteuerung wurde nach und nach von einer Austeritätspolitik abgelöst. Allerdings erfolgte dieser Übergang nicht kontinuierlich, was zum Vorrang allgemeiner wirtschafts- und finanzpolitischer Zielsetzungen gegenüber energiepolitischen Maßnahmen führte.

44 Mit der Wende zu einer **angebotsorientierten Wirtschaftspolitik** Anfang der 80er Jahre wurden erstmals Investitionen zur industriellen Energieeinsparung umfassend begünstigt. Die Anstrengungen etwa zur Vereinfachung des atomrechtlichen Genehmigungsverfahrens dienten dem Ziel, die Kosten für den Bau von Kernkraftwerken zu senken und den Ausbau damit wirtschaftlicher zu gestalten. Durch den Wandel der Wirtschaftspolitik wurde die **Steuerung von Energiesparmaßnahmen** erneut über den Markt angelegt. Hinzu kam der verstärkte Rückgriff auf ein Instrument der 50er und frühen 60er Jahre: das Angebot des Staates an die öffentliche Elektrizitätswirtschaft, die industrielle Kraftwirtschaft sowie die Elektro- und Automobilindustrie, energiepolitische Zielsetzungen auf Basis von Selbst-

verpflichtungen zu realisieren. Den Rahmen setzten – ausgelöst u. a. durch die Debatte über das „Waldsterben" – zahlreiche **Umweltschutzgesetze** (u. a. Bundes-Immissionsschutzgesetz) und Verordnungen über Klein- und Großfeuerungsanlagen sowie die TA-Luft.

5.1 Neuformulierung des ökologischen Rahmens

45 Insbesondere die am 1. Juli 1983 in Kraft getretene Großfeuerungsanlagen-Verordung wurde so gestaltet, dass ein sozial- und regionalpolitisch vertretbares Tempo der Anpassung bzw. Substitution heimischer Energiequellen realisiert werden konnte. Speziell die Stabilisierung des Absatzes deutscher Steinkohle sollte nicht gefährdet werden. Die Regelungen des „Jahrhundertvertrages" sorgten im Zeitraum von 1981 bis 1995 dafür, dass die Verstromung schwefelarmer Importkohle begrenzt blieb. Die deutschen EVU legten ein langfristig konzipiertes Programm zur schrittweisen Nachrüstung der fossil gefeuerten Kraftwerke vor und investierten in den Folgejahren insgesamt über 20 Mrd. DM in Rauchgasreinigungsanlagen, was zu einer deutlichen Verbesserung der Luftqualität in Deutschland führte.

46 Der Unfall im Kernkraftwerk **Tschernobyl** am 26. April 1986 war Auslöser einer neuen Phase des energiepolitischen Diskurses. Schon nach dem Störfall im Kernkraftwerk Harrisburg/USA (1979) forderte der SPD-Vorstand – gegen den Willen des damaligen Bundeskanzlers Helmut Schmidt – den **Ausstieg aus der Kernenergie**. Es kam zur „Spaltung" der SPD in dieser Frage. Auf dem Berliner Parteitag 1979 zwang H. Schmidt die SPD mit Rücktrittsdrohungen noch auf seine Linie. Nach dem Misstrauensvotum gegen H. Schmidt im Jahre 1982 beschloss der SPD-Wahlparteitag in Dortmund 1983 den „langfristigen Verzicht" auf die Kernenergie in Deutschland. Nach dem Unfall von Tschernobyl wiederum erklärte im Sommer 1986 der SPD-Parteitag in Nürnberg endgültig den „Ausstieg aus der Kernenergie binnen 10 Jahren". Der gesellschaftliche Konsens über die grundlegenden Ziele der bundesdeutschen Energiepolitik war damit endgültig aufgekündigt. Die bislang letzten Kernkraftwerke gingen 1988/89 in Ohu, Emsland und Neckarwestheim ans Netz. 1989 wurden die Bauarbeiten an der Wiederaufarbeitungsanlage Wackersdorf auch aus Kostengründen eingestellt.

5.2 Entspannung durch Energiepreisverfall

47 Beeinflusst wurde die Auflösung des Konsenses auch durch die seit Ende 1986 entspannte Situation auf dem Weltenergiemarkt, hervorgerufen durch den Verfall der Ölpreise: Vom Dezember 1985 bis April 1986 halbierte sich der Rohölimportpreis. Das energiepolitische Ziele der Versorgungssicherheit bei Importenergien galt nicht länger als gefährdet. Der Wandel zum Käufermarkt, die stärkeren Auflagen der Umweltpolitik und die allmählich aufkommende Debatte um die Verwirklichung des europäischen Binnenmarktes setzten zusätzliche Akzente, denn am 25. Mai 1988 legte die EG-Kommission das Arbeitsdokument „Der Binnenmarkt für Energie" vor.

48 Über die nationalen Umweltprobleme hinaus begann Mitte der 80er Jahre angesichts neuer Informationen über die drohende Gefährdung des globalen Klimas durch die steigende Konzentration von CO_2 eine intensive wissenschaftliche und politische Debatte. Erstmalig formulierte die vom Deutschen Bundestag eingesetzte Enquete-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" (1987–1990) Eckpunkte einer **CO_2-Minderungspolitik**. Deren Reduktionsziele orientierten sich an den Empfehlungen der Weltklimakonferenz 1988 in Toronto. Danach seien die globalen Emissionen bis 2005 um 20% und bis etwa Mitte des nächsten Jahrhunderts um 50% zurückzuführen.

5.3 Dritte Fortschreibung des Energieprogramms

49 Die energiepolitischen Reaktionen in dieser Dekade standen anfangs noch unter dem Einfluss des zweiten Ölpreisschubes, ausgelöst durch die Revolution im Iran Ende 1978. In ihrer dritten Fortschreibung des Energieprogramms formulierte die Bundesregierung Ziele und gab energiepolitische Leitlinien für einzelne Energieträger. Naturgemäß erhielten Stabilisierung und Ausbau heimischer Energieträger und der „quasi-heimischen" Kernenergie Vorrang. Die Situation der deutschen Kohle sollte unter „optimaler Nutzung" weiter stabilisiert werden. Angesichts der zunehmend günstigeren Bezugsmöglichkeiten von Importkohle wurde deren wachsender Beitrag als notwendig erachtet.

50 Für den Kraftwerkspark wurde durch Vergrößerung des Anteils der Grundlastkraftwerke eine Umstrukturierung vorgesehen. Die Kernenergie sollte deshalb einen weiter steigenden Beitrag zur Stromerzeu-

gung in der Grundlast leisten, um die steigenden Kosten der Kohle-, Gas- und Ölkraftwerke zu kompensieren. Die verstärkte Nutzung von Fernwärme aus Kraft-Wärme-Kopplung und Abwärme rundete das Maßnahmenbündel ab.

5.4 Festlegung der Importstrukturen beim Erdgas

51 Für das Importgas sah die dritte Fortschreibung eine Erweiterung, Absicherung und ausgewogene Differenzierung vor. Anfang der 80er Jahre wurden mit der Sojuzgazexport Vereinbarungen über die Lieferung von Erdgas aus der UdSSR nach Westdeutschland und nach Berlin (West) getroffen. 1986 kam es zur Grundsatzvereinbarung über den Bezug von norwegischem Gas aus dem Troll- und dem Sleipner-Feld. Damit wurden bei den **Erdgasimporten** angesichts der verfügbaren Produzentenländer eine maximale Diversifizierung erreicht und die Bezugsstrukturen langfristig festgelegt.

52 Im September 1986 reagierte die Bundesregierung mit ihrem Energiebericht u. a. auf den Reaktorunfall in **Tschernobyl**. Zur weiteren Nutzung der Kernenergie stellte sie damals fest, dass diese bei den hohen Sicherheitsanforderungen in Deutschland vertretbar sei. Gleichwertige oder bessere Alternativen unter den Aspekten Sicherheit, Umweltfreundlichkeit und Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung sah man als nicht verfügbar an. Der Energiebericht hob die marktwirtschaftliche Orientierung der deutschen Energiepolitik hervor, gleichzeitig wurde einer umweltschonenden Energiedarbietung und -nutzung „große Bedeutung“ beigemessen.

53 Die Kohlepolitik wurde im Grundsatz fortgeschrieben. Die Vereinbarung über den Absatz deutscher Steinkohle an die öffentliche Elektrizitätswirtschaft und an die industrielle Kraftwirtschaft bis 1995 („Jahrhundertvertrag“ vom 23. April 1980), die Rahmenbedingungen der staatlichen Hilfen für den neuen Hüttenvertrag (Herbst 1985), die Erhöhung des „Kohlepfennigs“ von 4,5% auf 7,5% (1987) sowie die Berufung der unabhängigen Expertenkommission (sog. Mikat-Kommission) im August 1989 waren wichtige Eckpunkte der Regelungen bei der heimischen Steinkohle in den 80er Jahren.

6 Öffnung des Ostens, nachhaltige Energieversorgung und Klimaschutz

54 Die wohl wichtigsten Einflussgrößen der letzten Dekade dieses Jahrhunderts auf die Energiepolitik waren die Öffnung des Ostens mit dem daraus resultierenden deutschen Sonderproblem der Modernisierung der Energiewirtschaft in den neuen Bundesländern (NBL), die intensive Debatte um eine **rationale Klimaschutzpolitik** zur Umsetzung der deutschen Ziele bei der **CO_2-Minderung, die Liberalisierung der Energiemärkte** sowie der Regierungswechsel mit den neuen energiepolitischen Zielen der rot-grünen Bundesregierung. Im Umfeld von anhaltend niedrigen Energiepreisen erfuhren die geostrategischen Risiken der Energiemärkte durch die Öffnung des Ostens eine grundlegende Neubewertung. Gleichzeitig wurden auch die Voraussetzungen für eine verstärkte **Globalisierung der Energiesysteme** geschaffen. Konzentrationsprozesse, Fusionen und Allianzen auf nationaler Ebene waren mit unterschiedlicher Intensität Ausgang der 90er Jahre kennzeichnend für diesen Trend. Die grenzüberschreitende Neupositionierung der Marktakteure wird erwartet.

55 Diesen externen Einflussfaktoren standen als energiepolitisches Problembündel im Inland gegenüber: die andauernde Debatte um die Nutzung der Kernenergie, die unterschiedlichen Ansichten über die Höhe der Subventionszahlung für die heimische Kohle, der politische Streit um die Erschließung eines neuen großen Braunkohlefeldes (Garzweiler II), die Diskussion um die Förderung bzw. Subventionierung regenerativer Energieträger sowie die Auseinandersetzung über die Instrumente für den „richtigen Weg" der Umwelt- und Klimaschutzpolitik.

6.1 Die Herausforderung: Modernisierung des Energiesystems in den neuen Bundesländern

56 Die mit der Öffnung des Ostens einhergehende deutsche Wiedervereinigung führte zu der schwierigen Aufgabe, das Energiesystem in den Neuen Bundesländern (NBL) rasch zu modernisieren. Anfang 1990 erreichte dort das Bruttosozialprodukt pro Kopf nur etwa 40% des westdeutschen Niveaus, der Energieverbrauch dagegen 120%. Die CO_2-Emissionen lagen in den NBL um das Zweifache, die SO_2-

Emissionen sogar um das Zehnfache über dem Schadstoffniveau Westdeutschlands.

57 In den NBL musste die Energiewirtschaft saniert, das Umweltschutz-Regelwerk bis 1996 dem der alten Bundesländer angeglichen und zugleich die Energieversorgung gesichert werden. Dazu waren die planwirtschaftlich geführten „Unternehmen" des Energiesektors zu privatisieren, Voraussetzungen für Wettbewerb zwischen den Energieträgern zu schaffen und die Energiepreise freizugegeben. Bei der Umsetzung der Modernisierung ging es im Wesentlichen um fünf Vorhaben: die grundlegende Restrukturierung der Elektrizitätswirtschaft mit der Schaffung des innerdeutschen Stromverbundes durch Reduzierung der im Osten sehr umweltschädlichen Braunkohleförderung, die Modernisierung alter Kraftwerke bzw. den Bau neuer Anlagen, die Stilllegung der als nicht ausreichend sicher erachteten sechs Kernkraftwerksblöcke der ehemaligen DDR sowie die Öffnung des Marktes für Mineralöl- und Erdgaszufuhren.

6.2 Wechsel zu Öl und Gas in Rekordzeit

58 Einen Energieträgerwechsel in dem Tempo, wie er im Öl- und Gasbereich der NBL realisiert worden ist, werten Fachleute als bisher einmalig in der Welt. In der Bundesrepublik beispielsweise hatte die Umstellung auf Erdgas 16 Jahre gedauert. Unter dem Wettbewerbsdruck von Heizöl, Fernwärme und Nachtspeicherheizung investierte bspw. die deutsche Gaswirtschaft in den NBL seit 1990 über 10 Mrd. DM und erweiterte das Gasnetz von 7 800 auf über 70 000 km. Allein die Wiedernutzbarmachung der nicht mehr benötigten Braunkohleflächen wird Aufwendungen in Höhe von rund 30 Mrd. DM erfordern und etwa 20 Jahre in Anspruch nehmen. Damit einher gingen eine erhebliche Reduzierung der Braunkohlenutzung und der Verlust von weit über 100 000 direkt betroffenen Arbeitsplätzen; das führte in den Kohlerevieren zu erheblichen sozialen Problemen.

59 Wesentliche Bereiche der Modernisierung sind bereits abgeschlossen oder in einem fortgeschrittenen Stadium. Einige Stilllegungs- und Sanierungsprojekte im Braunkohle- und Uranerzbergbau sowie beim Abriss und der Entsorgung von Kernkraftwerken werden erst Ende dieses Jahrzehnts abgeschlossen sein. Fest steht, dass die NBL jetzt über eines der modernsten Energieversorgungssysteme der Welt ver-

fügen. Über die Notwendigkeit der Modernisierung herrschte zwischen den politischen Parteien kein Streit, wohl aber über die Struktur des Energieträgermixes.

6.3 Neue Chancen der West-Ost-Kooperation

60 Über dieses deutsche Sonderproblem hinaus bietet die Öffnung des Ostens bis dahin ungeahnte Chancen einer vertieften **internationalen Zusammenarbeit** im Bereich der Energiewirtschaft sowie bei Umwelt- und Klimaschutz. Schon frühzeitig machte sich die EU eine Idee des ehemaligen niederländischen Ministerpräsidenten Lubbers zu Eigen und initiierte die Aushandlung der **Europäischen Energiecharta**, einer politischen Absichtserklärung für eine vertiefte gesamteuropäische Zusammenarbeit im Energiesektor. Der darauf aufbauende, 1994 unterzeichnete Energiecharta-Vertrag soll die Idee umsetzen, zu beiderseitigem Nutzen für Ost und West die Energieressourcen des Ostens zu entwickeln, damit die dortige politische und wirtschaftliche Stabilität zu fördern, Märkte zu öffnen und ein positives Investitionsklima zu schaffen. Direkt und indirekt bietet die Öffnung des Ostens auch verbesserte Chancen für eine globale **Klimaschutzpolitik**.

61 Der **Klimaschutz** geriet in den 90er Jahren zu einem zentralen, wenngleich nicht alleinigen Ziel des ökologischen Zielspektrums. Generell hat sich auf Grund der Gefahr einer Überbeanspruchung von Umweltressourcen und einer Gefährdung natürlicher Lebensgrundlagen der Wandel zu einer „nachhaltigen Entwicklung" mittlerweile als Leitbild für das 21. Jahrhundert etabliert. Die breite Zustimmung, die dieses Leitbild gefunden hat, darf nicht darüber hinweg täuschen, dass es – je nach dem politischen Standpunkt des Betrachters – hinsichtlich der Ausgestaltung und den Bedingungen einer „nachhaltigen Entwicklung" sehr unterschiedliche Vorstellungen und Anforderungen gibt.

7 Neuausrichtung der Energiepolitik und Energiemarktliberalisierung

62 Die gesamten 90er Jahre waren von den Bemühungen geprägt, einen parteiübergreifenden **Energiekonsens** zu erzielen. Angebote der damaligen Bundesregierung zur konstruktiven Zusammenarbeit mit Gesprächsrunden in den Jahren 1993, 1995 und 1997 stießen bei der

Opposition auf Ablehnung. Während die konservativ-liberale Bundesregierung einen Energiemix unter Einschluss des Kernkraft- und Braunkohlenstroms als unerlässlich ansah, wurde schon damals in den Debatten deutlich, dass weder die SPD noch Bündnis 90/Die Grünen für einen Energiekonsens mit einer kerntechnischen Option zu gewinnen waren.

63 In den letzten Jahren vor dem Regierungswechsel 1998 war die Bundesregierung auf Grund der Mehrheitsverhältnisse im Bundesrat mit seinen Einspruchsrechten und in Folge von Genehmigungsverzögerungen auf Länderebene gezwungen, sich in ihrem energiepolitischen Konzept auf ein mehr punktuelles Vorgehen zu beschränken. So konnten die notwendigen Rahmenbedingungen für die Nutzung der Kernenergie (Änderung des Atomgesetzes) vorangebracht werden. Im Steinkohlebereich wurde ein Kompromiss über den Subventionsabbau erzielt. Mit der Reform des energierechtlichen Ordnungsrahmens verbesserte man die Nutzungsmöglichkeiten für die Kraft-Wärme-Kopplung und die regenerativen Energien. Energiepolitik wurde als Teil der verstärkt zu betreibenden Standortpolitik verstanden, um den Unternehmen die Einbindung in die globalen Märkte, die Neupositionierung für mehr Wettbewerb, Anreize für Struktur- und Produktinnovationen sowie Freiräume für mehr Kreativität auf Unternehmensebene zu ermöglichen.

7.1 Die „logische Sekunde": Start zum Strom-Wettbewerb

64 Für die deutsche Stromwirtschaft war der 29. April 1998 das wohl wichtigste Datum in ihrer rund 100-jährigen Geschichte: In einer „logischen Sekunde" wurde der deutsche Strommarkt mit In-Kraft-Treten des neuen Energiewirtschaftsrechts zu 100% **dereguliert**. Die Schnelligkeit und Intensität des einsetzenden Wettbewerbs hat selbst die größten Befürchtungen vieler EVU übertroffen. Als Ergebnis des Mengen- und Preisdrucks war bereits binnen Jahresfrist ein Einbruch der Strompreise bei Großkunden von z. T. bis zu 50% zu verzeichnen. Auch der Wettbewerb um die Privatkunden hat schnell und intensiv begonnen.

65 Angesichts dieser sprunghaften Entwicklung sahen sich insbesondere EVU mit hohem Eigenerzeugungsanteil zur Umsetzung radikaler

Kostensenkungsprogramme gezwungen, um den drohenden Margenverfall aufzufangen. Die Anpassungsprozesse der EVU konzentrieren sich auf verstärkte Kundenorientierung, Reengineering, Einführung neuer Führungsprinzipien sowie Erschließung von Synergiepotenzialen und neuen strategischen Geschäftsfeldern. Eckpfeiler dieser Konzepte bleiben das Erringen der Kostenführerschaft und die Erhöhung der Flexibilität und Reagibilität, um den Anforderungen des Wettbewerbs gerecht zu werden.

66 Mit der gewünschten und auch sinnvollen Zeitverschiebung wurde im August 2000 mit der Verbändevereinbarung Gas der **Liberalisierung** des deutschen **Erdgasmarktes** ein entscheidender Schub gegeben. Sie bildet eine wichtige Grundlage für den brancheninternen Wettbewerb im Erdgasmarkt. Im europäischen Vergleich hat Deutschland – wie schon im Strombereich – auch den Erdgassektor durch die sofortige 100%ige Marktöffnung sehr schnell geöffnet und die Voraussetzungen für mehr Wettbewerb geschaffen.

7.2 Neuausrichtung des Energiemixes

67 Die neue rot-grüne Bundesregierung hat im Oktober 1998 in ihrem Koalitionsvertrag eine energiepolitische Neuausrichtung vereinbart. Angestrebt wird eine „zukunftssichere, umweltverträgliche und kostengerechte Energieversorgung", die sich am Leitbild der nachhaltigen Entwicklung orientiert. Festgehalten wurde am Ziel, die CO_2-Emssionen bis zum Jahre 2005 gegenüber 1990 um 25% zu reduzieren. Wesentliche Kernelemente der neuen Energiepolitik zur „**ökologischen Modernisierung**" sind eine ökologische Steuer- und Abgabenreform, der Ausstieg aus der Kernenergie sowie die weitere Positionsverbesserung von regenerativen Energieträgern und Kraft-Wärme-Kopplung.

68 An der **Ökosteuerreform** wird kritisiert, dass die Bundesregierung primär fiskalische Ziele verfolgt, denn die eingeführten Öko- bzw. Energiesteuern sind nicht an die jeweils verursachten Schadstoffemissionen gekoppelt. Die Einnahmen aus dieser Steuer wachsen zukünftig zwar beträchtlich; die ökologische Ergiebigkeit wird aber als gering veranschlagt.

69 Bei den **regenerativen Energien** will die Bundesregierung deren Anteil bis zum Jahre 2010 mindestens verdoppeln. Dazu ist im April

2000 ein „Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien“ (EEG) in Kraft getreten. Das Gesetz bestimmt, dass die Betreiber der Elektrizitätsnetze Strom aus erneuerbaren Energien in ihr Netz aufnehmen und vergüten müssen. Wasserkraftstrom ist demnach mit mindestens 15 Pf./kWh zu vergüten, Solarstrom mit 99 Pf./kWh. Die Vergütungssätze für Geothermie, Windkraft und Biomasse liegen zwischen diesen Werten. Ein bundesweiter Belastungsausgleich soll sicherstellen, dass alle Endverbraucher gleichmäßig belastet werden. An der Regelung wird insbesondere kritisiert, das durch diese Subventionen Anreize zu Kostensenkung und technischen Fortschritt behindert werden. Eine Umsetzung des Programms würde in den nächsten zehn Jahren über 60 Mrd. DM kosten und geht damit über das Maß hinaus, das für Anschubfinanzierung erforderlich ist, um den Weg zur Marktreife einer Technik zu unterstützen.

70 Zur Positionsverbesserung der **Kraft-Wärme-Kopplung** (KWK) ist im Mai 2000 das Gesetz zum Schutz der Stromerzeugung aus KWK als sog. Vorschaltgesetz in Kraft getreten. Damit wird das Ziel verfolgt, KWK-Anlagen, die in Folge des z. T. drastischen Verfalls der Strompreise in Deutschland nicht mehr wettbewerbsfähig sind, zu erhalten. Zur Begründung dieses regulatorischen Eingriffs werden ökologische, struktur- sowie arbeitsmarktpolitische Aspekte angeführt. Das Vorschaltgesetz sieht eine Mindestvergütung für eingespeisten KWK-Strom in Höhe von 9 Pf./kWh vor und ist degressiv konzipiert. Damit soll das Ziel realisiert werden, eine Verdopplung der Stromerzeugung mittels KWK bis zum Jahre 2010 zu erreichen. Diese Regelung soll demnächst durch ein Gesetz zur langfristigen Sicherung und zum Ausbau der KWK (**KWK-Ausbaugesetz**) abgelöst werden.

71 Insbesondere von den großen Verbund-EVU wird diese Regelung kritisiert, da sie die Stromerzeugung in modernen KWK-Anlagen an geeigneten Standorten auch ohne staatliche Eingriffe als wirtschaftlich sinnvoll erachten. Eine Förderung von KWK-Anlagen ist daher nur dann sinnvoll, wenn sie den technologischen Fortschritt unterstützt. Mit dem von der Bundesregierung geplanten KWK-Ausbaugesetz werden somit die massiven Eingriffe in den Strommarkt fortgesetzt, wie sie schon mit dem EEG und dem Ökosteuer-Gesetz bereits fixiert sind. Die Zielsetzung, die Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen und aus KWK-Anlagen bis zum Jahr 2010 jeweils zu verdop-

peln, führt dazu, dass rd. 40% der Stromerzeugung den Wettbewerb entzogen werden. Der deutschen Stromwirtschaft und ihren Kunden – so die Kritik der EVU – entstehen durch den politisch forcierten Ausbau der KWK Mehrkosten in Milliardenhöhe. Ein solches Vorgehen steht in deutlichem Widerspruch zu dem mit der Liberalisierung der Strommärkte verfolgten Ziel eines freien Wettbewerbs und den damit verbundenen Preisvorteilen für den Kunden.

72 Durch die staatliche Förderung nicht wirtschaftlicher KWK-Anlagen wird zudem befürchtet, dass es zu einer weiteren Erhöhung der Überkapazitäten in der Stromerzeugung kommt. Dadurch würde der wirtschaftliche Druck insbesondere auf bestehende Steinkohle- und Braunkohlenkraftwerke, die keine Förderung erhalten, erheblich verstärkt. Absehbar wäre damit, dass es im bestehenden Kraftwerkspark zu vermehrten Stilllegungen mit entsprechenden Arbeitsplatzverlusten käme. Nicht zuletzt wird erwartet, dass ein Großteil der im Rahmen des geplanten KWK-Ausbaugesetztes errichteten Anlagen und der Wettbewerbsbedingungen auch langfristig nicht wirtschaftlich betrieben werden kann. Würde an dieser Politik festgehalten, wären Dauersubventionen weit über das Jahr 2010 hinaus erforderlich.

7.3 Verständigung über die künftige Nutzung der Kernenergie

73 Im Juni 2000 haben sich die Unternehmen EnBW, RWE, VEBA und VIAG mit der Bundesregierung über die Rahmenbedingungen für den weiteren Betrieb ihrer Kernkraftwerke verständigt. Für die einzelnen Anlagen wurden Strommengen festgelegt, die noch erzeugt werden können. Für alle deutschen Kernkraftwerke beträgt die vereinbarte Menge rd. 2 600 Terawattstunden. Das entspricht rechnerisch einer Gesamtlaufzeit von 32 Jahren mit hoher Ausnutzung.

74 Für die vereinbarten Laufzeiten verpflichtet sich die Bundesregierung, den ungestörten Betrieb und die Entsorgung der Kernkraftwerke zu gewährleisten und die wirtschaftlichen und steuerlichen Rahmenbedingungen nicht einseitig zulasten der Kernenergienutzung zu verändern. Weiterhin erkennt die Bundesregierung den im internationalen Vergleich hohen Sicherheitsstandard der deutschen Kernkraftwerke und die dahinter stehende Sicherheitsphilosophie an und wird keine Initiative ergreifen, diesen Standard zu ändern.

75 Auf Grund dieser Zusagen der Bundesregierung betrachten die Unternehmen die festgelegten Laufzeiten als betriebswirtschaftlich vertretbar. Die mögliche Übertragung von Strommengen auf andere Kernkraftwerke gibt den Unternehmen die für eine wirtschaftlich sinnvolle Nutzung der Kraftwerke notwendige Flexibilität. Die Vereinbarung wird daher als ein vertretbarer Kompromiss bezeichnet, da eine Alternative, mit der sich ein vergleichbarer Schutz der Kraftwerksinvestitionen erzielen ließe, nicht in Aussicht war.

76 Die ausgehandelte Vereinbarung wurde zunächst parafiert, da sie unter dem Vorbehalt der Zustimmung von Aufsichtsgremien steht. Weiterhin steht noch die Zustimmung der anderen Eigentümer von deutschen Kernkraftwerken aus. Die Bundesregierung wird einen Entwurf für eine **Novelle zum Atomgesetz** erarbeiten, mit dem die Vereinbarung umgesetzt werden wird.

77 Die beteiligten Unternehmen haben noch einmal betont, dass die Kernenergie aus ökonomischen und ökologischen Gründen Bestandteil des Energiemixes bleiben sollte. Die Vereinbarung über den weiteren Betrieb der Kernkraftwerke kann daher einen umfassenden Energiekonsens nicht ersetzen. Einen solchen Konsens wieder herzustellen, bleibt daher Aufgabe der Politik.

7.4 Anforderung an eine rationale Energiepolitik

78 Eine rationale und langfristig ausgerichtete Energiepolitik muss auf zwei Zeiträume abgestellt sein: Zum einen auf die mittelfristige Perspektive der nächsten zwei Jahrzehnte und darüber hinaus auf den längerfristigen Zeitraum bis etwa zum Jahr 2050. Der Zeitraum bis zum Jahr 2020 ist einigermaßen genau zu überblicken, jedoch nur begrenzt beeinflussbar. Der darüber hinausreichende Zeitraum bis 2050 ist von vielen Ungewissheiten geprägt und daher kaum überblickbar, aber eben deswegen in weit stärkerem Maße noch zu gestalten. Auf Grund der langen Vorlaufzeiten energiewirtschaftlicher Investitionen ist die **Gestaltung** allerdings nur möglich, wenn mit Blick auf diese Langfristperspektive die relevanten Entscheidungen frühzeitig fallen.

79 Zu den überschaubaren Entwicklungen bis etwa zum Jahr 2020 zählt der Anstieg der Weltbevölkerung von heute 6 auf dann rund 8 Mrd. Menschen und der damit einhergehende starke Anstieg des Weltenergiebedarfs von heute etwa 14 auf dann bis zu 19 Mrd. t SKE. Die

Deckung dieses Energiebedarfs wird nur möglich sein, wenn ausreichend fossile Energieträger, Kernenergie und Wasserkraft zur Verfügung stehen, da die regenerativen Energien zunächst nur einen relativ bescheidenen Deckungsbeitrag leisten können. Mit der Dominanz fossiler Energieträger einher geht die ungelöste Frage, ob die Ökosysteme dieser Belastungsprobe Stand halten. Zu den gesicherten Kenntnissen zählt auch, dass auf Grund der geografischen Verteilung der globalen Energielagerstätten in den nächsten beiden Jahrzehnten weit reichende geopolitische Veränderungen stattfinden werden, denn nur ein Sechstel der Weltbevölkerung wird in den Industrieländern leben, fünf Sechstel dagegen in den Schwellen- und Entwicklungsländern. Dort haben derzeit etwa 1,6 Mrd. keinen Zugang zu einer geregelten Energieversorgung auf Basis sog. kommerzieller Energie.

80 Die Endlichkeit der nutzbaren fossilen Energieträger und die begrenzte Belastbarkeit der Ökosysteme macht langfristig den Übergang auf neue Energietechnologien erforderlich. Ungewiss ist derzeit, ob dies etwa die Brennstoffzelle, die Wasserstofftechnologie, die Kernfusion, eine heute noch völlig unbekannte Energietechnologie oder ein neuer Energiemix dieser Optionen sein werden. Die Erfahrungen der Technikgeschichte haben gezeigt, dass das Tempo der technologischen Entwicklung nicht langsamer geworden ist, sondern ständig zunimmt.

81 Für die nächsten Jahrzehnte dürfte global gesehen eine „**Überbrückungsstrategie**“ erforderlich sein, die zwei Ziele verfolgt: durch konkrete Maßnahmen die effiziente und umweltschonende Nutzung der fossilen Energieträger, der Kernenergie und der realistischen Weiterentwicklung erneuerbarer Energien fortentwickeln, bis wir Entlastung und neue Lösungsansätze auf Grund eines stabilisierten Bevölkerungswachstums, verbesserter Energieeffizienz und neuer Energietechnologien erwarten können.

82 Nicht nur auf Grund der Tatsache, dass Deutschland und Europa in hohem Maße von Energieimporten abhängig sind und bleiben werden, sondern insbesondere auf Grund der geschilderten globalen Rahmenbedingungen muss sich die nationale Energiepolitik zunehmend an den europäischen und globalen Anforderungen ausrichten. Dabei muss die Energiewirtschaft in Deutschland wieder einen vorausschauenden, konsistenten und verlässlichen energiepolitischen

Rahmen erhalten, der sowohl dem Zusammenwachsen Europas als auch der Globalisierung der Weltwirtschaft Rechnung trägt und das Zieldreieck Versorgungssicherheit, Wettbewerbsfähigkeit und Nachhaltigkeit/Ökologie einigermaßen im Gleichgewicht hält. Dies kann nur gelingen, wenn die Zielhorizonte für die deutsche Energiepolitik auch parlamentarische Zeiträume mit berücksichtigen, die den demokratischen Wechsel der Mehrheiten mit einschließen und einen neuen Konsens über einen ausgeglichenen Energiemix ermöglichen, der in Parlament und Bevölkerung eine breite Akzeptanz findet und langfristig Investitionen sichert.

8 Literatur

Adelshauser, W.: Wirtschaft in Westdeutschland 1945–1948, Stuttgart 1975

Ders.; Korea, die Ruhr und Erhards Marktwirtschaft: Die Energiekrise von 1950/51, in: Rheinische Vierteljahresblätter Bd. 45 (1981)

Ders.; Wirtschaftsgeschichte der Bundesrepublik Deutschland (1945–1980), Frankfurt am Main 1983

BMWi (Hrsg.): Energiepolitik für das vereinte Deutschland, Bonn 1991

Böke, E.: Die fiskalische Belastung der Energieträger, München 1963

Brauch, H.-G.: (Hrsg.): Energiepolitik, Berlin/Heidelberg 1997

Bruche, G.: Elektrizitätsversorgung und Staatsfunktion. Das Regulierungssystem der öffentlichen Elektrizitätsversorgung in der Bundesrepublik Deutschland, Frankfurt am Main/New York 1977

Burckhardt, H.: 25 Jahre Kohlepolitik, Baden-Baden 1981

Czakainski, M.: Energiepolitik in der Bundesrepublik Deutschland von 1960 bis 1980 im Kontext der außenwirtschaftlichen und außenpolitischen Verflechtungen, in: Energie-Politik-Geschichte (HMRG, Beiheft 5), Stuttgart 1993

Ders.; Energie für die Zukunft, Frankfurt am Main/Berlin 1989

Czakainski, M., Heck, H.: 50 Jahre Energiegeschehen und Energiepolitik, in: „et" 1/2/2000, special S. 7ff.

Dach, G.: Energiepolitische Willens- und Entscheidungsbildung in der Bundesrepublik Deutschland, Frankfurt am Main/Bern 1981

Deutsches Nationales Komitee des Weltenergierates DNK (Hrsg.): Energie für Deutschland, Düsseldorf 2000, S. 7 ff.

Dolinski, U., Ziesing, H.-J.: Sicherheits-, Preis- und Umweltaspekte der Energieversorgung, Berlin 1976

Engelmann, U.: Beiträge zur Energiepolitik der Bundesrepublik Deutschland 1974–1990, Düsseldorf 1990

Ders.; Die Energiepolitik der Bundesregierung, in: Schmitt, D., Heck, H. (Hrsg.): Handbuch Energie, Pfullingen 1990

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln (Hrsg.): Aufsätze aus drei Jahrzehnten zur Wirtschafts- und Energiepolitik von Hans Karl Schneider, München 1990

Erhard, L.: Minister Erhard antwortet . . ., in: Ders., Deutsche Wirtschaftspolitik. Der Weg der Sozialen Marktwirtschaft, Düsseldorf u. a. 1962

Gerber, H.: Subventionen im Steinkohlenbergbau in der Zeit von 1948–1961, Münster 1964

Glastetter, W.: Die wirtschaftliche Entwicklung der Bundesrepublik Deutschland im Zeitraum von 1950–1975, Berlin u. a. 1977

Hauff, V., Scharpf, F.: Energie – Wachstum – Arbeitsplätze, Villingen 1978 (Argumente in der Energiediskussion Bd. 4/5)

Horn, M.: Die Energiepolitik der Bundesregierung von 1958 bis 1972. Zur Bedeutung der Penetration ausländischer Ölkonzerne in die Energiewirtschaft der BRD für die Abhängigkeit interner Strukturen und Entwicklungen, Berlin 1977

Kitschelt, H.: Kernenergiepolitik. Arena eines gesellschaftlichen Konflikts, Frankfurt am Main/New York 1980

Klemmer, P.: Energie und Regionalentwicklung, in: Schmitt, D./ Heck, H.: Handbuch Energie

Kuhnt, D., zitiert nach *Schweer, D., Thieme, W.* (Hrsg.): Der gläserne Riese, Wiesbaden 1998

Meyer-Renschhausen, M.: Energiepolitik in der BRD von 1950 bis heute, Köln 1977

Michaelis, H.: Handbuch der Kernenergie, Kompendium der Energiewirtschaft und Energiepolitik, Düsseldorf/Wien 1986

Ders.; Energiepolitik zwischen Anspruch und Verwirklichung, Bonn 1996

Mönig, W.: Konzentration und Wettbewerb in der Energiewirtschaft, München 1977

Müller-Armack, A.: Soziale Marktwirtschaft in: Handwörterbuch der Sozialwissenschaften Bd. 9, Stuttgart u. a. 1956

Oschmann, v.: Das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien, in: „et" 6/2000, S. 460ff.

Radkau, J.: Atompolitik ohne Alternative? in: NPL Bd. 22 (1977)

Ders.; Aufstieg und Krise der deutschen Atomwirtschaft 1945–1975. Verdrängte Alternativen in der Kerntechnik und der Ursprung der nuklearen Kontroverse, Reinbek 1983

Rehfeld, D.: Bestimmungsfaktoren der Energiepolitik in der Bundesrepublik Deutschland, Frankfurt am Main 1986

Schmitt, D., Heck, H.: Energieversorgung im Wandel, in: Ders., Handbuch Energie, Pfullingen 1990

Schneider, H.: Strukturwandlungen in der Energiewirtschaft der Bundesrepublik, in: Heinz König (Hrsg.), Wandlungen der Wirtschaftsstruktur in der Bundesrepublik Deutschland, Berlin 1962

Ders.; Planung und Markt, in: Planung in der Energiewirtschaft, München 1978

Servan-Schreiber, J.-J.: Die amerikanische Herausforderung, Hamburg 1968

Weltecke, M.: Theorie und Praxis der Sozialen Marktwirtschaft, Frankfurt am Main/New York 1976

Wessels, T.: Die volkswirtschaftliche Bedeutung der Energiekosten, München 1966

Witte, K.: Subventionen an die Marktwirtschaft, Köln 1962

Fachzeitschriften und Informationsdienste:

Energiewirtschaftliche Tagesfragen („et“)
Tagungsberichte des Energiewirschaftlichen Instituts (EWI) an der Universität zu Köln

9 Tabellen

Jahr	Steinkohle	Braunkohle	Öl	Erdgas	Wasserkraft, sonstige	Kernenergie	insgesamt
1950	98,7	20,7	6,3	0,1	9,7	0	135,5
1960	128,3	29,2	44,4	0,8	8,8	0	211,5
1970	96,8	30,6	178,9	18,1	10,3	2,1	336,8
1973	84,2	33,1	208,9	38,0	10,4	3,9	378,5
1975	66,5	34,4	178,5	46,7	10,0	7,1	343,2
1980	77,1	39,2	185,7	63,9	10,3	14,3	390,5
1985	79,3	36,0	159,4	59,6	9,7	41,1	385,1
1991	76,8	32,9	169,1	73,9	10,0	47,3	410,2
1995	70,0	31,6	169,1	79,5	13,7	49,5	413,4

Ostdeutschland

1973	9,8	74,7	18,9	4,0	0,7	0,2	108,3
1985	6,3	89,7	15,2	11,5	0,3	5,0	130,0
1991	3,2	51,8	20,5	8,4	0,4	0	84,3
1995	2,5	27,7	26,1	16,0	0,9	0	73,2

Unbundling – Liberalisierung der Energiemärkte

Gunter Korfkamp und Katja Hanisch

Mit der Liberalisierung der Energiemärkte strebt die Politik einen verstärkten Wettbewerb im Energieangebot an. Man hofft, so die bislang als monopolistisch betrachteten leitungsgebundenen Versorgungssysteme der Energiemärkte aufzubrechen. Durch die Trennung von Energiehandel und Energietransport soll der Wettbewerb gefördert werden.

Inhaltsübersicht

		Rn.
1	Ziele der Europäischen Union	1–2
2	Umsetzung in deutsches Recht	3–8
3	Die Bundesnetzagentur – „Hüterin des Unbundling“	9–10
4	Unbundling – Was ist das?	11–12
5	Formen des Unbundling	13–18
5.1	Rechnungsmäßiges Unbundling	14
5.2	Informatorisches Unbundling	15
5.3	Organisatorisches Unbundling	16
5.4	Gesellschaftsrechtliches Unbundling	17
5.5	Eigentumsrechtliches Unbundling	18
6	Herausforderungen des Unbundling	19–27
6.1	Umsetzung der Unbundling-Vorschriften	19–25
6.2	Herausforderungen, Risiken und Chancen des Unbundling	26
6.3	Kosten des Unbundling	27
7	Ausblick	28
8	Erfahrungsbericht eines Regionalversorgers	29–40
9	Literatur	

Ziele der Europäischen Union

1 Auch die Europäische Union will die kontrollierte und schrittweise Öffnung der Strom- und Gasmärkte ihrer Mitgliedsländer, um einen europäischen Energiebinnenmarkt zu schaffen. Aus diesem Grund verabschiedeten die Gremien der Europäischen Union im Juni 2003 die beiden EU-Binnenmarkt-Richtlinien für Strom und Gas, die bis Mitte 2004 in nationales Recht umzusetzen waren.[1] Die Gesetzgeber der EU – das Europäische Parlament und der Europäische Rat – sind davon überzeugt, dass ein voll funktionsfähiger und wettbewerbsorientierter Binnenmarkt sich nur dann einstellen wird, wenn Netzzugang, Tarifierung und Marktöffnung in allen Mitgliedstaaten nach gleichen Regeln gehandhabt werden.

2 Im Rahmen der Novellierung der Binnenmarkt-Richtlinien zwischen Juni 2003 und Juli 2005 wurde u. a. das Unbundling stärker hervor gehoben. Der Unbundling-Gedanke ist nicht neu. Bereits in den Binnenmarkt-Richtlinien Strom und Gas aus den Jahren 1996 und 1998 sind dezidierte Trennungsvorgaben für Monopol- und Wettbewerbsbereiche in buchhalterischer und organisatorischer Hinsicht enthalten. Die jetzige Verschärfung der Vorgaben soll die Liberalisierungsdynamik und die europaweite Harmonisierung der Energiemärkte beschleunigen.

1 Richtlinien der Europäischen Union müssen in nationales Recht umgesetzt werden. Dabei gibt die EU lediglich das Ziel vor. Auf welchem Weg und mit welchen Instrumenten die nationalen Mitgliedstaaten die Zielvorgaben umsetzen, bleibt ihnen überlassen. Dagegen müssen Verordnungen der Europäischen Union nicht in nationales Recht umgesetzt werden. Sie gelten unmittelbar auch auf nationaler Ebene jedes Mitgliedstaates. (Vgl.: Das ABC des Gemeinschaftsrechts; Dr. Klaus-Dieter Borchardt; Europäische Dokumentation)

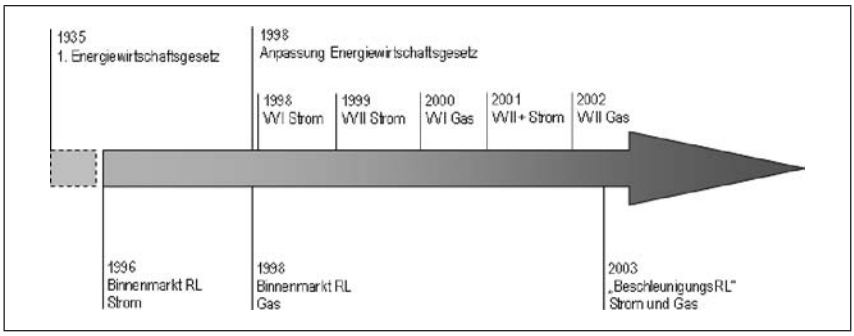


Abb. 1.1: Entwicklung des Rechtsrahmens

2 Umsetzung in deutsches Recht

Im Juli 2005 verabschiedete der Bundestag das neue Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Der Prozess der Novellierung zog sich $1^1/_2$ Jahre hin, in denen immer wieder neue Entwürfe vorgelegt und diskutiert wurden und letztlich politische Kompromisse dazu führten, dass das novellierte EnWG noch vor der Sommerpause 2005 verabschiedet werden konnte. **3**

Seit dem 13. Juli 2005 ist das novellierte EnWG nun in Kraft und setzt damit die Vorgaben aus den Binnenmarkt-Richtlinien um. Damit tritt der im Jahr 2003 mit der Binnenmarkt-Richtlinie Strom und Gas eingeläutete Paradigmenwechsel in der Energiebranche in eine neue Phase, die sowohl Risiken als auch Chancen für die Energieunternehmen beinhaltet. **4**

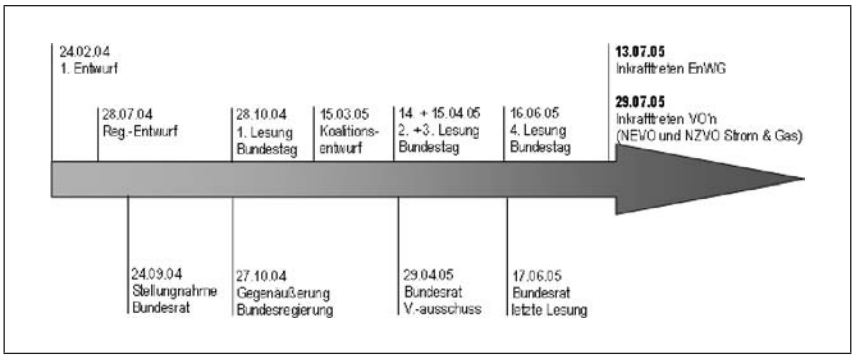


Abb. 2.1: Entwicklung des neuen EnWG

5 Das neue EnWG bildet sozusagen einen Rahmen, der durch Verordnungen konkret mit Inhalten gefüllt werden muss. Im EnWG gibt es rund 20 Passagen, an denen auf entsprechende Verordnungen verwiesen wird. Die Strom- und Gasnetz-Zugangsverordnungen und die Strom- und Gasnetzentgeltverordnungen wurden im Rahmen des EnWG bereits beschlossen und traten am 29. Juli 2005 in Kraft. Um die Ziele vollständig umsetzen zu können, muss die Bundesregierung weitere Verordnungen erlassen.

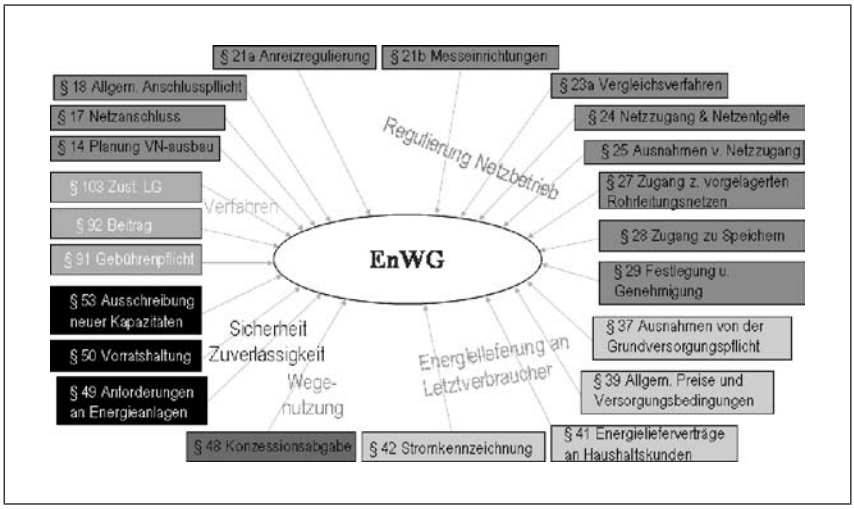


Abb. 2.2: Das neue EnWG – Verordnungen

6 Neben den Forderungen zum Unbundling enthalten die Binnenmarkt-Richtlinien weitere Vorgaben für die Energiebranche. Beispielsweise die Stromkennzeichnung: Kundenrechnungen und Werbematerial zum Verkauf von Strom müssen Informationen über die eingesetzten Energieträger zur Erzeugung des Strommixes des Versorgers geben und ausweisen, welche Umweltauswirkungen dieser Energiemix in Bezug auf den CO_2-Ausstoß und radioaktiven Abfall mit sich bringt.

7 Die Binnenmarkt-Richtlinien fordern weiterhin die Einführung einer nationalen Regulierungsbehörde, die den diskriminierungsfreien Netzzugang für Dritte, die Methoden der Entgeltbildung sowie die Umsetzung der Entflechtungsvorschriften überprüft. Der diskriminierungsfreie Netzzugang soll jedem Anbieter ermöglichen, Strom

und Gas durch „fremde" Netze zu leiten und auf den Märkten anzubieten. So soll ein möglicher „Missbrauch" des verbleibenden Monopols „Netz" verhindert werden.

Die Forderung der Binnenmarkt-Richtlinien nach einer vollständigen Marktöffnung für alle Kunden bis zum 1. Juli 2007 wurde in Deutschland bereits im April 1998 umgesetzt. Die Übersicht in Tabelle 2.3 zeigt den aktuellen Marktöffnungsgrad in den europäischen Mitgliedsländern.[2] **8**

Tab. 2.3: Aktueller Marktöffnungsgrad in den europäischen Mitgliedsländern

Mitgliedsländer	**Marktöffnungsgrad**	
	Elektrizität	**Erdgas**
Österreich	100 %	100 %
Belgien	ca. 90 %	ca. 90 %
Dänemark	100 %	100 %
Deutschland	100 %	100 %
Finnland	100 %	-
Frankreich	70 %	70 %
Griechenland	62 %	-
Großbritannien	100 %	100 %
Irland	56 %	86 %
Italien	79 %	100 %
Luxemburg	57 %	72 %
Niederlande	100 %	100 %
Norwegen	100 %	-
Portugal	100 %	-
Spanien	100 %	100 %
Schweden	100 %	50 %
Estland	10 %	95 %
Lettland	76 %	0 %

2 Vgl.: Jährlicher Bericht über die Verwirklichung des Strom- und Erdgasbinnenmarktes; Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament und an den Rat; Brüssel, 5.1.2005, (4. Benchmarking-Bericht), Anhang S. 2 – 3

Mitgliedsländer	Marktöffnungsgrad	
	Elektrizität	Erdgas
Litauen	-	70 %
Polen	52 %	34 %
Slowakei	66 %	34 %
Slowenien	75 %	91 %
Tschechische Republik	47 %	0 %
Ungarn	67 %	69 %
Malta	0 %	-
Zypern	35 %	-

3 Die Bundesnetzagentur – „Hüterin des Unbundling"

9 Deutschland – das bislang einzige EU-Mitgliedsland ohne Energieregulierer – musste mit der Novellierung des EnWG auch die Forderung nach einer „Aufsichtsinstitution" umsetzen. Für diese Aufgabe wurde die „Regulierungsbehörde für Telekommunikation und Post" auserwählt. Mit Inkrafttreten des EnWG wurde die Behörde in „Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen" (BNetzA) umbenannt.

10 Im Vorgriff auf die gesetzliche Regelung hat die Regulierungsbehörde bereits zum 1. Juli 2004 ihre Arbeit aufgenommen. Es wurde ein Aufbaustab Energie gegründet, der bereits in den europäischen Gremien zur Regulierung mitarbeitet und Aufgaben aus der EU-Verordnung zum grenzüberschreitenden Stromhandel übernimmt. Mit Inkrafttreten des novellierten EnWG übernahm die Regulierungsbehörde weitere Aufgaben: Sie prüft die Kalkulationsmethoden für die Netznutzungsentgelte, überwacht die Einhaltung der Unbundling-Vorschriften und der Versorgungsqualität und übernimmt weitere Aufgaben. Die BNetzA kann somit als „Hüterin des Unbundling" bezeichnet werden. Auch jeder Netzbetreiber wird zukünftig intern einen „Hüter des Unbundling" einsetzen. Die Binnenmarkt-Richtlinien schreiben vor, dass die korrekte Umsetzung der Unbundling-

Vorschriften innerhalb der Unternehmen der Versorgungswirtschaft durch ein Gleichbehandlungsprogramm sicher zu stellen ist.[3] Dieses Gleichbehandlungsprogramm beinhaltet Verhaltensleitlinien für die Mitarbeiter. Eine Person oder Stelle in der Netzgesellschaft kontrolliert künftig die Anwendung des Gleichbehandlungsprogramms und erstellt in regelmäßigen Abständen einen Bericht für die Bundesnetzagentur.[4]

4 Unbundling – Was ist das?

Das Wort „Unbundling" kommt aus dem Englischen und bedeutet wörtlich übersetzt „Entflechtung" oder „Entbündelung". Alle vertikal integrierten Strom- und Gasversorgungsunternehmen sind nach den Vorgaben der Binnenmarkt-Richtlinien verpflichtet, ihren Netzbereich von den übrigen Geschäftstätigkeiten zu trennen (unbundeln).[5] **11**

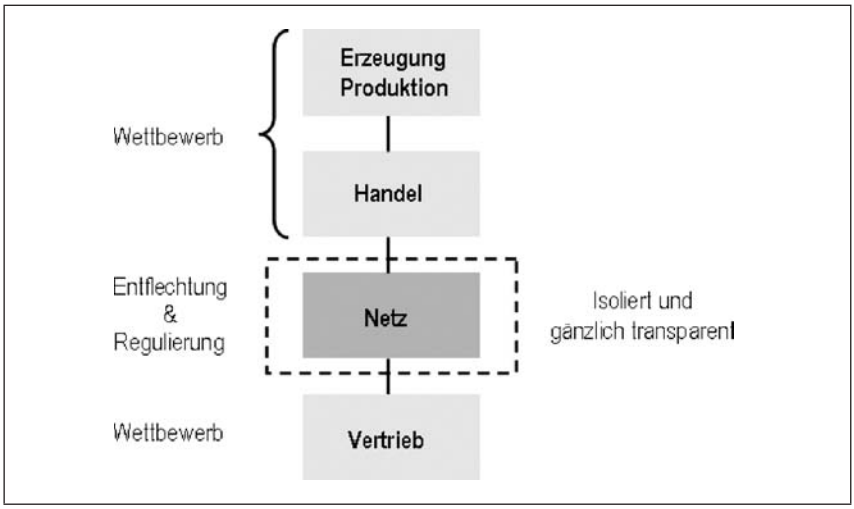


Abb. 4.1: Entflechtung

3 Vgl.: Binnenmarkt-Richtlinie Strom, Artikel 15 Absatz 2 d

4 Tendenziell erfolgt die Ansiedlung des Gleichbehandlungsprogramms im Bereich Netz, obgleich laut EnWG auch die Ansiedlung in der Holding zulässig ist. (Vgl.: Die Branche pendelt sich ein – Tendenzen bei der Umsetzung des Unbundlings; Bernd Cohnen, Dr. Kunoslav Latkovic, Stefan Wietzke; in: emw, Heft 5/2004)

5 Vgl.: Binnenmarkt-Richtlinie Strom, Artikel 15 Absatz 1

12 Die Hauptziele sind stärkerer Wettbewerb und höhere Transparenz. Zudem soll eine Quersubventionierung der Bereiche Erzeugung und Handel sowie Transport verhindert werden. Durch die Trennung wird es für dritte Anbieter leichter, Kunden zu gewinnen, die systembedingt bisher immer automatisch Kunden des ortsansässigen Energieversorgers waren. Eine Netzgesellschaft muss alle vertriebsrelevanten Informationen, über die sie auf Grund ihrer Tätigkeit verfügt, allen Vertriebsgesellschaften diskriminierungsfrei zur Verfügung stellen. So soll der Wettbewerb gestärkt und der europäische Binnenmarkt vollendet werden. Allerdings wurde den Mitgliedstaaten der EU das Recht eingeräumt, Ausnahmeregelungen zur Entflechtung für Unternehmen mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden zu beschließen.[6] Diese so genannte de-minimis-Regel befreit Energieversorgungsunternehmen bis zu dieser Größe von der Pflicht, ihren Netzbereich rechtlich und organisatorisch zu entflechten. Lediglich die Vorschriften zum buchhalterischen und informatorischen Unbundling müssen auch sie einhalten.[7] Die Praxis wird zeigen, ob dadurch wirklich eine „Vereinfachung" gegeben sein wird. Denn eine der größten Herausforderungen mit weit reichenden Konsequenzen für interne Abläufe ist die Forderung nach informatorischem Unbundling. Allerdings gibt es auch von dieser Ausnahme eine Ausnahme: Die de-minimis-Regelung kann nicht von „kleinen" Energieversorgungsunternehmen in Anspruch genommen werden, an denen ein großer Versorger, der zur vollständigen Entflechtung verpflichtet ist, wesentlich beteiligt ist.[8]

5 Formen des Unbundling

13 Es werden fünf Formen des Unbundling unterschieden, siehe Abbildung 5.1.

6 Vgl.: Binnenmarkt-Richtlinie Strom, Artikel 15

7 Vgl.: Informatorisches Unbundling: Anforderungen und Lösungsansätze für integrierte Energieversorgungsunternehmen; Bernd Cohnen, Tobias Grau, Dr. Krunoslav Latkovic; in: emw, Heft 4/2003, S. 2

8 Vgl.: Kabinettsentwurf EnWG, 28.7.2004, Begründung

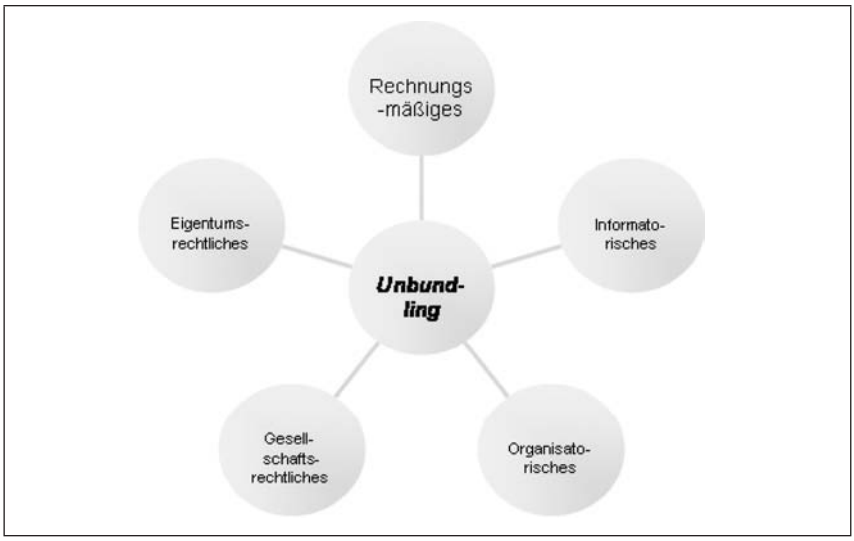


Abb. 5.1: Formen der Entflechtung

5.1 Rechnungsmäßiges Unbundling[9]

14 Die Forderungen zum rechnungsmäßigen Unbundling finden sich in der Binnenmarkt-Richtlinie Strom im Artikel 19 und in der Binnenmarkt-Richtlinie Gas im Artikel 17 wieder. Hinter diesen Regelungen verbirgt sich die Verpflichtung, die Kontoführung für die unterschiedlichen Geschäftsbereiche zu trennen und getrennte Bilanzen, GuV-Rechnungen und Jahresabschlüsse zu erstellen. Das heißt: Die Konten sind so zu führen als würden die Tätigkeiten von separaten Unternehmen durchgeführt. Das rechnungsmäßige Unbundling wird in Deutschland bereits seit der Öffnung des Energiemarktes 1998 für die Sparte Strom praktiziert. Neu hinzugekommen ist auch die Pflicht zur Überprüfung und Testierung durch den Wirtschaftsprüfer. Der Wirtschaftsprüfer muss neben der handelsrechtlichen Prüfung auf Richtigkeit der Daten auch eine Prüfung durchführen, die belegt, dass das Unternehmen die Vorschriften zum rechnungsmäßigen Unbundling umgesetzt und somit die Diskriminierung und Quersubvention verhindert hat. Die Abschlussberichte und Prüfvermerke sind jährlich dem Regulator vorzulegen. Im novellierten EnWG finden sich diese Vorgaben unter Paragraph 10.

9 Auch buchhalterisches Unbundling genannt.

5.2 Informatorisches Unbundling

15 Grundforderungen zum informatorischen Unbundling sind in Artikel 16 der Binnenmarkt-Richtlinie Strom und in Artikel 14 der Binnenmarkt-Richtlinie Gas formuliert. Das EnWG setzt diese Regelungen in Paragraph 9 um. Er verpflichtet Netzbetreiber, wirtschaftliche und sensible Daten vertraulich zu behandeln. Dadurch soll verhindert werden, dass solche Daten dem eigenen Vertrieb einen diskriminierenden Wettbewerbsvorteil gegenüber konkurrierenden Energielieferanten verschaffen. Allerdings präzisiert das EnWG den Begriff „wirtschaftlich sensible Daten" nicht. Die Identifizierung dieser Daten wird Schwierigkeiten bereiten und bedarf eines ausgeklügelten IT-Systems mit verschiedenen Berechtigungsmodellen, um den Anforderungen gerecht zu werden. Es zeichnet sich schon heute ab, dass für die Energieversorgungsunternehmen der Aufbau „unbundlingfester" IT-Systeme eine kostenintensive Hauptaufgabe der nächsten Jahren sein wird.

5.3 Organisatorisches Unbundling[10]

16 Die Binnenmarkt-Richtlinie Strom regelt die Vorschriften zum organisatorischen Unbundling in den Artikeln 15 und 17; die Binnenmarkt-Richtlinie Gas in den Artikeln 13 und 15. Die Umsetzung in deutsches Recht ist im Paragraph 8 des EnWG erfolgt. Die organisatorische Trennung der Geschäftsbereiche Netz (Bau und Betrieb) und Vertrieb ist der erste sichtbare Schritt im Unbundlingprozess. Dahinter steckt insbesondere die funktionale und räumliche Trennung von Mitarbeitern – gemeint ist die Bildung eines „(Netzbetreiber-) Unternehmens im Unternehmen".[11] Es ist wichtig, dass der Verteilnetzbetreiber in seiner Organisation und Entscheidungsgewalt von den übrigen Tätigkeitsbereichen des Energieversorgers unabhängig ist. Deshalb darf der Personenkreis der für den diskriminierungsfreien Netzbetrieb zuständig ist, nicht der Holding bzw. dem Vertrieb angehören. Die Holding bzw. Geschäftsführung hat keine Weisungsrechte gegenüber der Netzgesellschaft. Lediglich zum Finanzplan und zur Verschuldungsobergrenze muss die Holding informiert werden, bzw.

10 Auch operationelles oder Management Unbundling genannt.

11 Vgl.: Kundenbeziehungen eines unbundelten Verteilungsnetzbetreibers im liberalisierten Strommarkt; Andreas Cerbe; in: emw Heft 5/2004, S. 12

die Geschäftsführung muss diese genehmigen. Für die Aufteilung der bisher integrierten Arbeitsabläufe in unbundlingkonforme Teilorganisationen gibt es verschiedene Modelle. Schlagworte zur zukünftigen Konzernstruktur, wie „große" und „kleine" Netzgesellschaft sind schon im Vorfeld der gesetzlichen Regelungen entstanden. Vor- und Nachteile werden zu diskutieren sein. In letzter Konsequenz wird sich die Organisationsform durchsetzen, die eine effektive Arbeit der Netzbereiche Planung, Bau und Betrieb sowie Netzvertrieb ermöglicht und unter den regulierten Rahmenbedingungen profitabel ist.

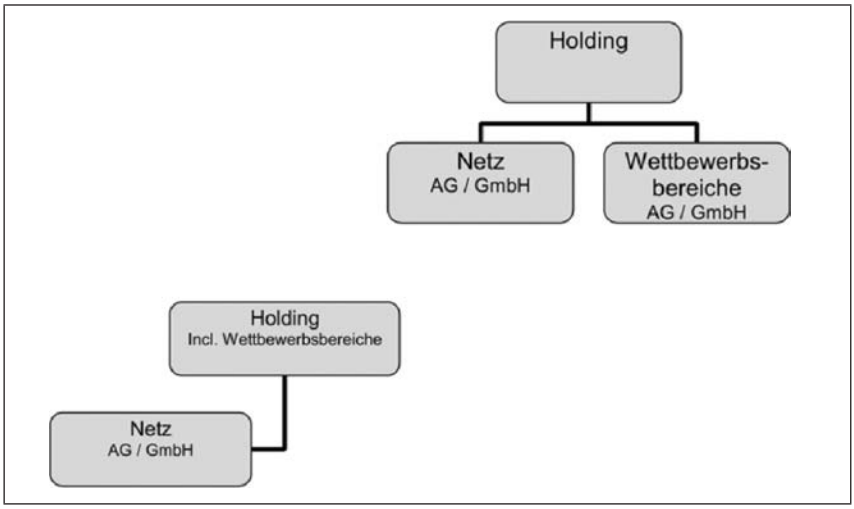


Abb. 5.2: Konzernstrukturen[12]

5.4 Gesellschaftsrechtliches Unbundling[13]

In Artikel 15 der Binnenmarkt-Richtlinie Strom und in Artikel 13 der Binnenmarkt-Richtlinie Gas ist auch die Verpflichtung zum gesellschaftsrechtlichen Unbundling zu finden. Diese Forderungen aus dem europäischen Recht werden in Paragraph 7 des EnWG umgesetzt. Durch das gesellschaftsrechtliche Unbundling wird der zweite **17**

12 In Anlehnung an: „Umsetzung der Entflechtungsvorgaben in deutsches Recht und praktische Fragen der Umsetzung durch vertikal integrierte Energieversorger", Alexander Dlouhy/Manfred Ungemach; in: „Entflechtung in der deutschen Energiewirtschaft", Hrsg.: Andreas Klees, Michael Langerfeld, Deutscher Universitätsverlag, 2. Auflage, Juni 2005

13 Auch Legal Unbundling genannt.

sichtbare Schritt im Unbundlingprozess vollzogen. Die zuvor organisatorisch entflochtenen Bereiche sind auch gesellschaftsrechtlich zu trennen. Die Wahl der Gesellschaftsform bleibt dabei den Unternehmen überlassen. Die Überführung der Netzbereiche in eigenständige Gesellschaften hat bis zum 1. Juli 2007 zu erfolgen.

5.5 Eigentumsrechtliches Unbundling[14]

18 Diese, aus Sicht der Versorgungswirtschaft weitestgehende Form des Unbundling stellt die Forderung nach getrennten Eigentümern von Netz und Erzeugung sowie Handel dar. Die Vertriebsgesellschaft bzw. Holding darf keine Anteile an der Netzgesellschaft halten. In einigen Ländern wie z.B. in den Niederlanden übertragen Energieunternehmen ihr Eigentum am Netz einer nationalen Netzgesellschaft. In Deutschland konnten in der Diskussion zur derzeit gültigen Binnenmarkt-Richtlinie die Forderungen zum eigentumsrechtlichen Unbundling abgewendet werden. Hier würde ein eigentumsrechtliches Unbundling sehr tiefe Einschnitte bis hin zu Enteignungen mit sich bringen. Doch innerhalb der EU ist das Thema noch nicht vom Tisch. Verschiedene EU-Politiker sind der Meinung, dass nur das eigentumsrechtliche Unbundling den Wettbewerb und vor allem die Transparenz fördern könne. Die Kommission ist aufgefordert, im Rahmen der Berichte über die Auswirkungen der Binnenmarktrichtlinien auf dieses Thema besonders einzugehen.

6 Herausforderungen des Unbundling

6.1 Umsetzung der Unbundling-Vorschriften

19 In den Bereichen Organisation (Aufbau und Prozesse), IT-Systeme, Rechnungswesen und Recht entstehen durch die Umsetzung der Unbundling-Vorschriften erhebliche Veränderungen innerhalb der Energieversorgungsunternehmen, die im Folgenden kurz dargestellt werden. Zunächst muss das Energieversorgungsunternehmen klären, wie der organisatorische Aufbau verändert werden soll. Fragen wie Größe, Konzernstruktur, Leitung des Netzbetriebs, zentrale Funktionen des Netzes, Umfang der Netzgesellschaft und auch Bearbeitung der Abrechnung sollten geklärt werden. Dazu gehören auch die

14 Auch Ownership Unbundling genannt.

Neu-Zuordnung der Mitarbeiter, die Neu-Verteilung von Aufgaben und die Umsetzung der räumlichen Trennung von Netz- und Vertriebsmitarbeitern und -funktionen. Abhängig von den getroffenen Vorüberlegungen werden alle Arbeitsprozesse im bisherigen Unternehmen identifiziert und die betroffenen Prozesse herausgefiltert. Dabei sind auch folgende Fragen zu beantworten:

a. Wie soll der Energievertrieb in Zukunft stattfinden?
b. Wie erfolgt das Zählerdatenmanagement, die Ablesung und Abrechnung?
c. Wer ist für das Lastmanagement zuständig? Ist die Netzlast oder die Betrachtung der georderten Einspeiselast die Führungsgröße?
d. Wie werden die kaufmännischen Funktionen auf Netz und Konzern verteilt? Sollen kaufmännische Funktionen in der Holding verbleiben und dem Netz als shared-service-Leistungen angeboten werden?

20 Die Anpassung der IT-Systeme erfordert neben der Festlegung des Zuordnungsbereiches (Konzern oder Netzgesellschaft) im Bereich der Abrechnung auch die Entscheidung, in welcher Tiefe das bislang integriert arbeitende Abrechnungstool in Netz- und Handelsfunktion aufgeteilt werden soll (2-Vertrags- oder 2-Mandanten- oder 2-Systemmodell). Auch innerhalb des Systems müssen Anpassungen erfolgen. Es geht dabei u. a. um Datenmodelle, Archivierung historischer Daten, Datenschnittstellen, Berechtigungskonzepte, Buchungskreise und Kostenstellen. In Abhängigkeit der gewählten Lösungen sind dann Umsetzungszeiträume und Mitarbeiter-Ressourcen zu planen, sowie die Personal- und Systemkosten zu ermitteln.

21 Die Entscheidung über die Art und den Umfang der Netzgesellschaft impliziert Überlegungen zur Zuordnung des Anlagevermögens. Hier stellt sich die Frage, ob das Eigentum an den Netzbetriebsmitteln der Netzgesellschaft übertragen wird oder ob der Konzern das Netz an die Netzgesellschaft verpachtet und diese somit nur für den Betrieb (einschließlich Unterhaltung und Erneuerung sowie Erweiterung) verantwortlich sein wird. Auch die Erfassung und Zuordnung von Kosten muss über die Vorgabe getrennter Kontenführung und getrennter Jahresabschlüsse hinaus detaillierter geklärt werden. Hier besteht noch Diskussionsbedarf zwischen Energieunternehmen und Bundesnetzagentur.

22 Entscheidend für den weiteren Entflechtungsprozess ist die Rechtsform der neuen Netzgesellschaft. Sie resultiert aus dem Umfang der übertragenen Aufgaben:

a. Die neue Netzgesellschaft entscheidet ausschließlich über die Vermarktung der Netzkapazität (Bildung einer „Kleinen Netzgesellschaft").

b. Die neue Netzgesellschaft übernimmt das Netzmanagement und den Bereich Asset Service, entweder mit oder ohne Netzeigentum (Bildung einer „Großen Netzgesellschaft").

23 In Abhängigkeit von der gewählten Gesellschaftsform und deren Aufgabentiefe müssen auch arbeitsrechtliche Verträge angepasst werden:

a. Verträge für den internen und externen Geschäftsverkehr (Dienstleistungsverträge, Überlassungsverträge, Nutzungsverträge, Anschlussverträge usw.).

b. Das Führungskonzept Netz, die Handlungsanweisungen der Holding an die Netzgesellschaft und das Gleichbehandlungsprogramm sind unbundlingkonform zu gestalten.

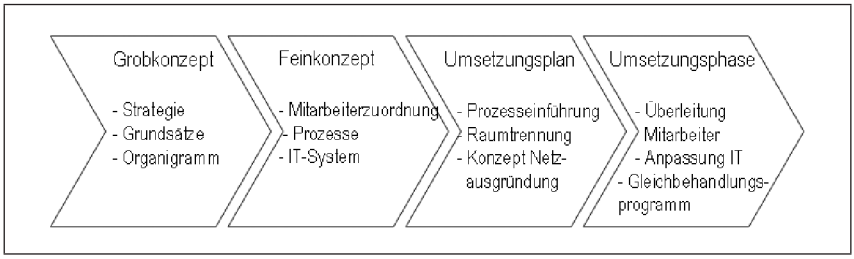


Abb. 6.1: Der Entflechtungsprozess

24 Der Entflechtungsprozess vollzieht sich in vier Schritten:[15]

1. Im Grobkonzept wird die grundsätzliche Strategie des Unternehmens festgelegt. Hier wird geklärt, wie die neue Zielorganisation aussehen soll und – daraus abgeleitet – welche Grundsätze in den Bereichen Rechnungswesen und Recht gelten.
2. Das Feinkonzept umfasst Konzepte für alle fachbezogenen Prozesse und Schnittstellen sowie Entscheidungen über notwendige

15 Quelle: Boston Consulting Group, 2004

Änderungen oder Ergänzungen der IT-Systeme und die Zuordnung der Mitarbeiter.

3. Der Umsetzungsplan beinhaltet Aussagen zur Prozesseinführung, der Standort- und Raumnutzung, der Überführung von Technik und Mitarbeitern in die neuen Organisationseinheiten. Die ersten Ausgründungsschritte der Netzgesellschaft und die Umstellung der Datenverarbeitungssysteme werden ebenfalls festgeschrieben.
4. In der abschließenden Umsetzungsphase erfolgt die Überleitung der Mitarbeiter – mit begleitender arbeitsrechtlicher Kommunikation. Die IT-Systeme werden angepasst und die Mitarbeiter für die neuen Prozesse geschult. Auch rechtlich und kaufmännisch müssen Prozesse angepasst werden. Ein Gleichbehandlungsbeauftragter erarbeitet das Gleichbehandlungsprogramm. Schließlich muss sich die neue Unternehmensstruktur auch in einem neu gestalteten Außenauftritt spiegeln.

25 Fazit: Unbundling geschieht nicht „wie von selbst". Die Energieversorgungsunternehmen müssen ausreichend Zeit einplanen, neue Strategien entwickeln und sie müssen bereit sein, die gewohnten integrierten Strukturen aufzugeben und sich der Herausforderung zu stellen. Diese Herausforderung kann nur von einem großen, fach- und abteilungsübergreifenden Kreis von Mitarbeitern erfolgreich bewältigt werden. Nur so entsteht eine neue, effektive Struktur.

6.2 Herausforderungen, Risiken und Chancen des Unbundling

26 Bei dieser umfassenden Umstrukturierung gehen bestehende Synergieeffekte verloren. Ungewohnte Bearbeitungswege, fehlende Informationen, beschränkte Zugangsberechtigungen können die Abläufe zunächst erschweren. Doch das Unbundling birgt auch neue Chancen. Eingefahrene Strukturen können aufgebrochen und neue, einfache Wege geschaffen werden. Die frühzeitige Einbindung der Mitarbeiter in diesen Umstrukturierungsprozess glättet die Übergangsschwierigkeiten und gibt zugleich die Möglichkeit, Erfahrungen der Mitarbeiter in den Prozess einfließen zu lassen, Daraus ergibt sich für die Energiewirtschaft die einmalige Chance, neue Geschäftsmodelle zu entwickeln und damit ihre Konsolidierung voranzutreiben. Im bes-

ten Fall können regionale oder andere Kooperationen Synergieverluste sogar überkompensieren.[16] Die frühzeitige Beschäftigung mit dem Unbundling schafft einen zeitlichen Vorsprung und damit die Gelegenheit, sich intensiv auf die Zusammenarbeit mit der Regulierungsbehörde einzustellen und diese in der Findungsphase durch eigene Konzepte mitzugestalten.

6.3 Kosten des Unbundling

27 Was kostet das Unbundling? Untersuchungen verschiedener Verbände und einzelner Unternehmen kommen zu unterschiedlichen Ergebnissen. Das ist nicht verwunderlich bei der hohen Zahl von Prozessen und Organisationseinheiten, die bei einer Kosteneinschätzung zu berücksichtigen sind. Was zum Beispiel ist mit den Kosten, die durch die Organisation des Unbundlingprozesses entstehen? Wie werden Mieten von Gebäuden angesetzt, die sowohl von Netzgesellschaft als auch vom Vertrieb oder Konzern genutzt werden? Zählen Mitarbeiterschulungen dazu, oder hätten die Mitarbeiter später sowieso neue Aufgaben bekommen, in denen sie geschult werden müssten? Aus diesem Grund ist nur eine sehr grobe Einschätzung möglich. Dazu die Ergebnisse einiger aktueller Untersuchungen: Eine Studie, die im November 2004 im Auftrag des Verbands der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) erstellt wurde, kommt zu dem Ergebnis, dass jedes Energieversorgungsunternehmen etwa 10 Mio. Euro Mehrkosten aufwenden muss.[17] Diese Kosten entstehen laut Studie hauptsächlich in den Bereichen Personal, Controlling und in der elektronischen Umsetzung (IT-Umsetzung). Eine weitere, von A. T. Kearney erstellte Studie beziffert die Kosten bzw. Investitionen auf 500 bis 600 Mio. Euro als einmaligen Aufwand plus etwa 170 bis 200 Mio. Euro laufende Kosten für die Energiebranche.[18] Hier sind Kosten für beispielsweise die Dopplung von Funktionen und höherer Aufwand für die Pflege von IT-Systemen als langfristig anfallende Kosten berücksichtigt worden.

16 Vgl.: Legal Unbundling wird Industriekonsolidierung weiter treiben, A.T. Kearney, Pressemeldung, 21.1.2004

17 Vgl.: Unbundling bei Stadtwerken und Regionalen Energieversorgern; VDEW und Ernst & Young AG, November 2004

18 Vgl.: Legal Unbundling wird Industriekonsolidierung weiter treiben, A.T. Kearney, Pressemeldung, 21.1.2004

7 Ausblick

28 Die Europäische Union will den Wettbewerb auf den Energiemärkten fördern und einen einheitlichen europäischen Binnenmarkt schaffen. Wie beschrieben, gibt es in der EU Tendenzen, die Entflechtung auch eigentumsrechtlich durchzuführen. In ihrem vierten Benchmarking-Bericht[19] zur Umsetzung der Binnenmarkt-Richtlinien erkennt die Europäische Kommission an, dass es in den Mitgliedstaaten sowohl beim Unbundling als auch bei der Einführung eines geregelten Netzzugangs für Dritte Fortschritte gibt, bemängelt jedoch gleichzeitig, dass „einige Aspekte in diesen Bereichen noch nicht zufrieden stellend geregelt" seien. Welche Aspekte damit gemeint sind, erläutert der Bericht nicht näher.

8 Erfahrungsbericht eines Regionalversorgers

29 Als stark integriertes Unternehmen hat EWE schon frühzeitig begonnen, sich mit der Entflechtung und deren Auswirkungen auf das Unternehmen zu beschäftigen. Das Leistungsspektrum des Konzerns umfasst Strom-, Gas- und Wasserversorgung, Umwelttechnologie, Gastransport und -handel sowie Telekommunikation und Informationstechnologie. Damit bietet EWE klassische und innovative Dienstleistungen aus einer Hand. Die Netz-Infrastruktur von EWE zeichnet sich aus durch hohe technische Qualität, Versorgungssicherheit und wirtschaftlich effizienten Betrieb. Frühzeitig hat EWE seine Kernkompetenzen zum Betreiben komplexer Netze und sein umfassendes Know-how an Fernwirk- und Regeltechnik zu einem zukunftsorientierten Multi-Service-Angebot ausgebaut.

30 Über das angestammte Geschäftsgebiet zwischen Ems und Elbe hinaus ist EWE auch in Brandenburg, auf Rügen und in Polen erfolgreich. Mit einem Umsatz von 6,1 Mrd. Euro (2004) beschäftigt der Konzern derzeit rund 5.300 Mitarbeiter. Seit den Beteiligungen an der swb AG in Bremen und der Leipziger Ferngasgesellschaft VNG – Verbundnetz Gas AG zählt EWE zu den großen Unternehmen in der deutschen Energiewirtschaft.

19 Vgl.: Jährlicher Bericht über die Verwirklichung des Strom- und Erdgasbinnenmarktes; Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament und an den Rat; Brüssel, 05.01.2005, (4. Benchmarking-Bericht)

31 Im Tagesgeschäft hat sich gezeigt, dass die Kunden besonders die „Nähe“ ihres Versorgungsunternehmens schätzen: Sie erwarten Leistungen „aus einer Hand“. Die Kunden stellen einen hohen Anspruch an die Versorgungssicherheit und erwarten schnelle Hilfe bei Störungen und kompetente Lösungen rund um Strom und Erdgas.

32 Eine erste Überlegung, wie Haushaltskunden auch nach dem Unbundling Leistungen aus einer Hand beziehen können, führte über die Gründung einer Dienstleistungsgesellschaft. Sie könnte die Leistungen der Versorgungs- wie auch der Verteilnetzgesellschaft anbieten. Dabei würden die Leistungen der einzelnen Gesellschaften transparent dargestellt und könnten einzeln beantragt werden, um andere Anbieter nicht zu benachteiligen. Dieses Modell überzeugte die Branche jedoch nicht, so dass auch EWE sich für einen anderen Weg entschieden hat – die Einrichtung einer Arbeitsgruppe „Unbundling“.

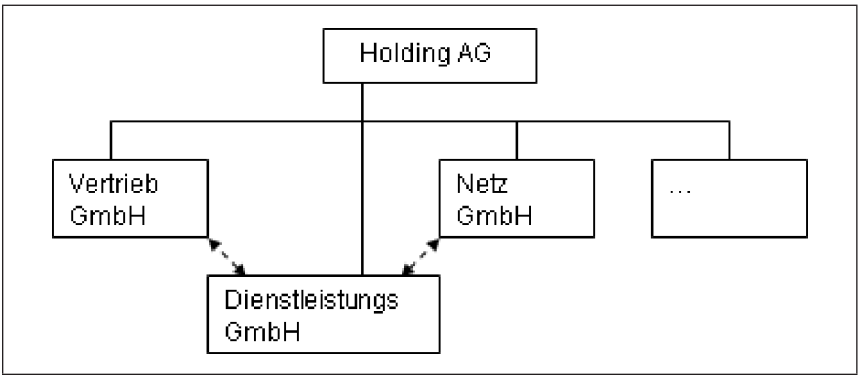


Abb. 8.1: Modell der Gesellschaften

33 Diese Projektarbeit, die parallel zum Tagesgeschäft die Umsetzung der Entflechtungsregelungen begleitet, begann bereits im Sommer 2003. Die Arbeitsgruppe, zusammengesetzt aus Mitarbeitern aller betroffenen Unternehmensbereiche, stellte zunächst einen verbindlichen Zeitplan für die Umsetzung auf.

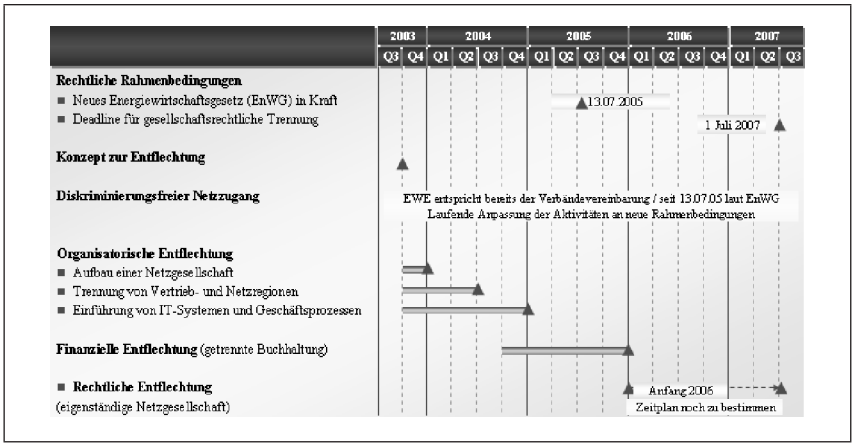


Abb. 8.2: Zeitplan der Trennung von Netz und Vertrieb bei EWE

Den ersten Schritt zur eigenständigen Netzgesellschaft kennzeichnete die Bildung des Ressorts Netz. Alle Mitarbeiter mit Aufgaben aus den Bereichen Bau und Betrieb der Strom- und Gasnetze, des Zähler- und Messwesens sowie der Netzsteuerung wechselten in das Ressort. Eine räumliche Trennung unterstützt den Unbundling-Gedanken. Auch in den Flächenorganisationen trennten sich Netz und Vertrieb voneinander. Aus den vormals zwölf Geschäftsregionen wurden sechs Vertriebs- und sechs Netzregionen gebildet und zugleich die Landesgrenzen berücksichtigt. **34**

Nach diesem Schritt kamen rund 350 interne Prozesse auf den Prüfstand. Wie stark einzelne Aufgaben von der Entflechtung betroffen sind, zeigt das Beispiel der Erstellung eines Hausanschlusses. Zukünftig stellt der Vertrieb eine Schnittstelle zwischen Netz und Kunde dar, d. h. er steht dem Kunden zwar weiterhin als Ansprechpartner zur Verfügung, übergibt die Kalkulation und technische Einrichtung des Hausanschlusses jedoch dem Netz. Bisher reichte ein Auftrag für Hausanschluss und Belieferung mit Energie von EWE aus. Zukünftig wird es separate Formulare geben. **35**

Auch die Bereiche Abrechnung und Inkasso wurden neu zugeordnet. Bislang gehörten diese Funktionen zum Vertrieb, nun gehen diese Aufgaben, inhaltlich eng verbunden mit der Zählung und Messung, auf die Netzgesellschaft über, da diese im Gegensatz zu den Vertriebs- **36**

gesellschaften über alle Kundendaten verfügt. Die Netzgesellschaft übernimmt die Abrechnung der Netzentgelte und darüber hinaus, als Dienstleister für Vertrieb, auch die Abrechnung der Energielieferung. Dabei stellen die Auflagen zum informatorischen Unbundling eine besondere Herausforderung dar. Sie wurde bewältigt durch verschiedene Berechtigungskonzepte.

37 Als „shared service"-Dienstleister soll in Zukunft auch der Energiehandel fungieren. Auf Basis von Dienstleistungsverträgen beschafft der Energiehandel an den Energiebörsen sowohl die Vertriebsmengen als auch die für das Netz relevanten Reserve- und Ausgleichsenergiemengen. Die Mitarbeiter begleiten diese Prozesse aktiv, damit auch nach ihrer Umstrukturierung das Tagesgeschäft nicht beeinträchtigt wird.

38 Viele Aufgaben und Zuständigkeiten wurden bereits neu definiert. Der Vertrieb erfüllt Aufgaben, die bisher dem Netzbereich zugeordnet waren und umgekehrt. Für das Ressort Netz entstanden eigene zentrale Bereiche wie Personal, Recht, Controlling, Finanz- und Rechnungswesen sowie Kommunikation neu.

39 Jede dieser Veränderungen muss auch auf IT-Ebene abgebildet werden. Nur eine technisch saubere Trennung der Daten und Zugriffsberechtigungen in den Datensystemen ermöglicht es, die informatorische Entflechtung umzusetzen. Das erfordert die Anpassung auch der technischen Systeme.

40 Solange sich die Berichts- und Mitteilungspflichten an den Daten in den vorhandenen IT-Systemen orientieren, ist eine effiziente Zusammenarbeit mit dem Regulierer möglich. Sollte die Bundesnetzagentur jedoch in Zukunft neue Daten fordern, ergibt sich daraus für die Energieversorgungsunternehmen ein noch höherer bürokratischer und technischer Aufwand – mit entsprechenden negativen Auswirkungen auf deren Effizienz.

Literatur

[1] Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG; und Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG; Brüssel, 26.06.2003 -> Binnenmarkt-Richtlinien Strom und Gas

[2] Entwurf – Zweites Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts; Kabinettsentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit (BMWA), Datenblatt-Nr.: 15/09 108, 28.07.2004

[3] Zweites Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts, 07. Juli 2005, Bundesgesetzblatt Jahrgang 2005 Teil I Nr. 42, ausgegeben am 12.07.2005

[4] Informatorisches Unbundling: Anforderungen und Lösungsansätze für integrierte Energieversorgungsunternehmen; Bernd Cohnen, Tobias Grau, Dr. Krunoslav Latkovic; in: emw, Heft 4/2003

[5] Das ABC des Gemeinschaftsrechts; Dr. Klaus-Dieter Borchardt; Europäische Dokumentation

[6] Die Branche pendelt sich ein – Tendenzen bei der Umsetzung des Unbundlings; Bernd Cohnen, Dr. Krunoslav Latkovic, Stefan Wietzke; in: emw, Heft 5/2004

[7] Boston Consulting Group, 2004 – Ausarbeitungen für die EWE Aktiengesellschaft

[8] Legal Unbundling wird Industriekonsolidierung weiter treiben, A.T. Kearney, Pressemeldung, 21.01.2004

[9] Unbundling bei Stadtwerken und Regionalen Energieversorgern; Gemeinsame Studie des Verbandes der Elektrizitätswirtschaft e.V. (VDEW) und Ernst & Young AG, November 2004

[10] Jährlicher Bericht über die Verwirklichung des Strom- und Erdgasbinnenmarktes; Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament und an den Rat; Brüssel, 05.01.2005, (4. Benchmarking-Bericht)

[11] Kundenbeziehungen eines unbundelten Verteilungsnetzbetreibers im liberalisierten Strommarkt; Andreas Cerbe; in: emw Heft 5/2004

[12] „Umsetzung der Entflechtungsvorgaben in deutsches Recht und praktische Fragen der Umsetzung durch vertikal integrierte Energieversorger“, Alexander Dlouhy / Manfred Ungemach; in: „Entflechtung in der deutschen Energiewirtschaft“, Hrsg.: Andreas Klees, Michael Langerfeld, Deutscher Universitätsverlag, 2. Auflage, Juni 2005

[13] Unbundling-Lösungsmöglichkeiten mit SAP, Version 3, Juli 2004

Der deutsche Atomausstieg und seine Folgen für eine zukünftige Elektrizitätsversorgung

Hans-Peter Beck und Carsten Salander

Inhaltsübersicht

	Rn.
Zusammenfassung	1–3
1 Vorgeschichte des Kernenergieausstiegs in Deutschland	4–12
2 Die Entstehung des Kernenergie-Ausstiegsgesetzes	13–16
3 Weltweiter Kernenergieeinsatz in der Zukunft	17–18
4 Die Deckung des Elektrizitätsbedarfs in Deutschland	19–22
5 Planung einer zukünftigen Elektrizitätsversorgung	23–54
6 Ausblick	55–57
Literatur	

Schlagwortübersicht

	Rn.
Abschaltdaten	15
AkEnd	11
AMOEVES	49 ff.
Brokdorf	5
CO_2-Ausstoß	29 ff.
Dezentrale BHKW	36
DWK	6
ELSAD	47
Endlagerung	11 ff.
Ersatzbedarf	19
Erzeugungskosten	35
Frequenzhaltung	40 f.
Gorleben	6 ff.
Hameln	5
Hamm	9
Hanau	9
Harrisburg	7
Kalkar	9
Kernenergie-Kapazitäten	17
Konsensvereinbarung	13 ff.
Lastsprung	40 f.
Mikro-Maschinenbau	48
Nano-Maschinenbau	48
Netzkosten	35
Ölpreisschock	4
PCC	49 ff.
Planung	23 ff.
PreussenElektra-Urteil	21
Regenerative Energieerzeugung	32 ff., 56
Sellafield	10
Spannungsfelder	20
Stabilität	38 f.
THTR	9
Wackersdorf	9 f.
Wyhl	5

Zusammenfassung

1 Am 11. Juni 2001 wurde die „Konsensvereinbarung über den Ausstieg aus der Kernenergieerzeugung“ unterzeichnet und am 14. Dezember 2001 das neue Atomgesetz vom Bundestag mit der Regierungsmehrheit verabschiedet. Nachdem diesem „Kernenergieausstiegsgesetz“ dann am 1. Februar 2002 auch der Bundesrat zugestimmt hat und es am 27. April 2002 als „Gesetz zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität“ [1] nach Veröffentlichung im Bundesgesetzblatt Gesetzeskraft erlangt hat, ist es wohl angebracht, nach einer Auflistung des Inhaltes dieser Regelungen und der dadurch geschaffenen Sachlage Überlegungen anzustellen, wie nach Ablauf der kommenden rund 20 bis 25 Jahre, d. h. nach dem Abschalten auch des letzten deutschen Kernkraftwerkes die Elektrizitätsversorgung der deutschen Bevölkerung sichergestellt werden kann. Theoretische und experimentelle Untersuchungen hierzu wurden und werden im *Institut für Elektrische Energietechnik (IEE) der Technischen Universität Clausthal* durchgeführt [2, 3].

2 Ausgehend von dem derzeitigen Spannungsfeld, in dem sich die Elektrizitätswirtschaft durch die diametral entgegengesetzten Forderungen nach Atomausstieg und Liberalisierung einerseits sowie Klimaschutz und Nachhaltigkeit andererseits befindet, glauben wir zeigen zu können, dass sich dezentrale regenerative und zentrale fossile und/oder nukleare Stromerzeugung durchaus ergänzen können und wahrscheinlich die einzige Möglichkeit einer sicheren und umweltschonenden Elektrizitätserzeugung darstellen. Auch wenn dieses kurzfristig den politischen Zielen mancher politischen Gruppierungen zu widersprechen scheint, werden langfristig zentrale elektrotechnische Aspekte für eine Entwicklung in diese Richtung verantwortlich sein.

3 Einige Staaten scheinen diese Entwicklung schon jetzt in Angriff zu nehmen: Trotz eines hohen regenerativen Energieanteils bauen Japan ebenso wie China und Korea ihre Kernenergiekapazität weiter aus, und in den Vereinigten Staaten von Amerika werden die Genehmigungen für die Laufzeit von älteren Kernkraftwerken von bisher vierzig auf sechzig Jahre verlängert. Im westeuropäischen Raum gibt es in Großbritannien erneute Überlegungen für zukünftige Kernkraftwerke zur langfristigen Sicherstellung einer unterbrechungsfreien Stromversorgung [4, 5], und in Finnland hat der Reichstag am 24. Mai 2002 mit

einer „Decision in Principle" beschlossen, zur Verringerung der Importabhängigkeit bei der Energieversorgung ein weiteres, fünftes Kernkraftwerk zu errichten [6]. Es darf also nicht ausgeschlossen werden, dass gegen Ende der jetzt für die deutschen Kernkraftwerke festgelegten Laufzeit auch in der Bundesrepublik Deutschland erneute Beschlüsse zu einer Veränderung der Sachlage führen können.

1 Vorgeschichte des Kernenergieausstiegs in Deutschland

Während die Nutzung der Kernenergie zur Elektrizitätserzeugung in immer leistungsstärker werdenden Kernkraftwerken in Deutschland während der 60er Jahre auf breite Zustimmung in Politik und Bevölkerung stieß, wurde Anfang der 70er Jahre von der damaligen SPD-geführten Bundesregierung sogar eine installierte Kernkraftleistung von rund 50 GWe für die Bundesrepublik prognostiziert. Hierdurch sollte der durch den Ölpreisschock ausgelösten Befürchtung einer vom Ausland beeinflussten Reduzierung der deutschen Wirtschaftskraft und des damit verbundenen Wohlstandes der Bevölkerung entgegengewirkt werden. Natürlich war zugleich damit verbunden auch der entsprechend starke Ausbau der für den reibungslosen Betrieb der Kraftwerke erforderlichen Anlagen des nuklearen Brennstoffkreislaufes: Konversions- und Anreicherungsanlagen für Uran, Brennelementfabriken, Zwischenlager für ausgediente Brennelemente und – in Zusammenarbeit mit Frankreich und Großbritannien – einer großen Wiederaufarbeitungsanlage. Sowohl Zwischenlager als auch die Wiederaufarbeitungsanlage und ein für die langfristige Endlagerung radioaktiver Abfälle geeignetes Endlager sollten dabei möglichst an einem einzigen Standort errichtet werden, um die Anzahl der erforderlichen Transporte der stark radioaktiven ausgedienten Brennelemente gering zu halten [7]. **4**

Bevor es jedoch zu diesem starken Ausbau der Kernkraftwerksleistung kam, setzte in der Bevölkerung ein Widerstand gegen neue Kraftwerksstandorte ein – teilweise aus rein örtlich geographischen oder umweltpolitischen Gründen wie z. B. in Wyhl am Kaiserstuhl, teilweise aus politisch ideologischen Gründen wie in Grohnde bei Hameln oder in Brokdorf in Schleswig-Holstein. Großdemonstrati- **5**

onen mit mehreren zigtausend Menschen fanden an diesen Standorten statt, häufig verbunden mit Bauplatzbesetzungen und sonstigen Übergriffen. Genährt wurden diese Demonstrationen zum Teil auch durch kleinere Unfälle in den deutschen Kernkraftwerken, bei denen zwar geringe Mengen an radioaktiven Abwässern oder Gasen entwichen, die aber entweder in den Reaktorgebäuden eingeschlossen blieben oder doch außerhalb nicht zu höheren als nach der geltenden Strahlenschutzverordnung gültigen Werten führten, gleichwohl aber von den Medien teilweise aufgebauscht wurden [8].

6 Die Situation eskalierte, als dann die Pläne für das „Entsorgungszentrum" veröffentlicht wurden und hierfür am 22. Februar 1977 vom damaligen niedersächsischen Ministerpräsident Dr. Ernst Albrecht der Standort Gorleben benannt wurde. Ein sehr großer Salzstock und eine ausreichend große Fläche, auf der der Wald gerade ein Jahr zuvor durch einen großen Brand vernichtet worden war, standen hier zur Verfügung und sollten im Rahmen eines umfangreichen geologischen Erkundungsprogramms untersucht werden. Zugleich sollte die von der deutschen Elektrizitätswirtschaft für diesen Zweck gegründete *Deutsche Gesellschaft für Wiederaufarbeitung von Kernbrennstoffen GmbH (DWK)* die technischen Planungen für das Ende des nuklearen Brennstoffkreislaufes durchführen und ein geeignetes Konzept für den Standort Gorleben vorlegen.

7 Ziemlich schnell ergab sich in der Region ein heftiger Gegensatz zwischen Befürwortern des Projektes, die vor allem die mit dem auch vom Ausland mit großem Interesse verfolgten Projekt verbundenen Arbeitsplätze in der Region herbeiwünschten und Gegnern, die um die Ruhe der landschaftlich schönen Gegend und ihren Wert als Erholungsgebiet fürchteten. Um das Projekt und seine Auswirkungen auf die Region besser beurteilen zu können, berief die Niedersächsische Landesregierung für das Frühjahr 1979 eine paritätisch mit deutschen und ausländischen Kernenergiebefürwortern und -gegnern besetzte Kommission ein. Genau während dieses so genannten *Gorlebenhearings* (28. März 1979 bis 3. April 1979) ereignete sich am 28. März 1979 der erste größere Störfall in einem kommerziellen Kernkraftwerk. In dem 960 MWe-Druckwasserreaktor Three Mile Island bei Harrisburg/USA (TMI-2) war es nach dem Ausfall der sekundärseitigen Speisewasserpumpen und mehreren anschließenden Fehlreaktionen der Betriebsmannschaft zu einer Überhitzung des

Kernes und später zu einer Wasserstoff-Verpuffung gekommen, was zu einer Zerstörung des gesamten Reaktorkerns im Inneren des Druckbehälters im Kraftwerk führte. Neben den dadurch entstandenen erheblichen finanziellen Versicherungsschäden begann eine kritische politische Diskussion über die Sicherheit von Kernkraftwerken im Allgemeinen, die bis heute andauert. Durch die sehr behutsame Leitung des Gorlebenhearings durch Prof. Dr. Carl-Friedrich von Weizsäcker wurde übrigens die Veranstaltung selbst nicht durch den TMI-Störfall beeinträchtigt, aber dennoch entschied Ministerpräsident Albrecht am 16. Mai 1979, das Projekt eines nuklearen Entsorgungszentrums in Gorleben nicht weiter zu verfolgen, sondern lediglich den Bau eines Zwischenlagers für ausgediente Brennelemente und die Erkundung des Salzstockes in Bezug auf seine Eignung als Endlager für radioaktive Abfälle zuzulassen.

8 Während der Harrisburg-Störfall entgegen mancher Darstellung in den Medien zwar zu einer bis heute andauernden Zerstörung des Reaktorblocks TMI-2, aber doch nicht zu wesentlichen Freisetzungen radioaktiver Spaltprodukte führte, hatte der zweite große Störfall in einem Kernkraftwerk, dem in der Ukraine gelegenen 1.000 MWe RBMK (ein Leichtwasser-Graphit-Druckröhrenreaktor russischer Bauart) ganz gravierende Auswirkungen. Am 25. August 1986 wurde an dem Block 4 dieses Kernkraftwerkes ein Experiment eingeleitet, mittels dessen die Rotationsenergie der Turbine und des Generators für einige Sekunden zum Antrieb einer Pumpe des Notkühlsystems genutzt werden sollte. Hier kam es durch Fehleinschätzungen der Situation, in dem sich der Reaktor zum Zeitpunkt des Experimentes befand sowie durch anschließende Fehlreaktionen der Betriebsmannschaft zu einer Leistungsexkursion größten Ausmaßes mit vollständiger Zerstörung des Reaktors und des ihn umgebenden Gebäudes sowie zur über zehn Tage anhaltenden Freisetzung des größten Teiles des radioaktiven Spaltproduktinventars, da dieser Reaktortyp im Gegensatz zu den in Westeuropa installierten Kernkraftwerken nicht von einem Sicherheitsbehälter umschlossen ist. Beide Störfälle sind in [9] ausführlich beschrieben.

9 Unabhängig von der durch diese Störfälle im Ausland entstandenen Situation wurden in Deutschland die letzten großen Leichtwasserreaktor-Kernkraftwerke des Konvoytyps fertig gestellt und ordnungsgemäß in Betrieb genommen. Die Arbeiten an Einrichtungen des

Brennstoffkreislaufes hingegen gerieten zunehmend ins Stocken und wurden teilweise schließlich abgebrochen, wie z. B. die Planung und Errichtung einer größeren Wiederaufarbeitungsanlage in Wackersdorf durch die DWK oder die Erstellung einer Fabrik zur Herstellung von Plutonium-haltigen Brennelementen – so genannten MOX-Elementen – durch die Firma Alkem bei Hanau. Über beide Projekte wird an anderer Stelle dieses Handbuches ausführlich berichtet werden. Bei den Kernkraftwerken selber wurde das Kernkraftwerk Mülheim-Kärlich nach kurzer Betriebszeit wegen einer ungeklärten Genehmigungssituation wieder – und schließlich endgültig – abgeschaltet, ebenso der Thorium Hochtemperatur Reaktor (THTR) bei Hamm, und der fast fertig gestellte schnelle Brüter in Kalkar wurde gar nicht erst in Betrieb genommen.

10 Der Abbruch der Arbeiten an der Wiederaufarbeitungsanlage in Wackersdorf konnte von der deutschen Elektrizitätswirtschaft gut verkraftet werden, da inzwischen die französische Wiederaufarbeitungsanlage UP 3A erfolgreich in Betrieb gegangen war und durch eine hervorragende Verfügbarkeit leicht die aus Deutschland kommenden Mengen bearbeiten konnte. Außerdem ging wenig später auch die englische Anlage in Sellafield in Probebetrieb und war dadurch in der Lage, Lieferungen ausgedienter deutscher Brennelemente anzunehmen. Der durch das Atomgesetz geforderten ordnungsgemäßen Entsorgung der deutschen Kernkraftwerke standen damit keine Hindernisse mehr im Wege, zumal auch die Aufnahme ausgedienter Brennelemente in den zwischenzeitlich fertig gestellten Zwischenlagern in Gorleben und Ahaus als Entsorgungsnachweis akzeptiert wurde.

11 Ungeklärt blieben Fragen nach der Endlagerung radioaktiver Abfälle, die als *schwach- und mittelaktive Abfälle* in Deutschland in Kraftwerken, Forschungsinstitutionen, Universitäten, Schulen und Krankenhäusern anfallen und in diversen Zwischenlagern aufbewahrt werden oder die als *hochradioaktive Abfälle* entweder in Form verglaster Kokillen aus den ausländischen Wiederaufarbeitungsanlagen nach Deutschland zurückkommen oder als konditionierte ausgediente Brennelemente in speziellen Lagerbehältern der *direkten Endlagerung* zugeführt werden sollen. Über die Bemühungen zur Schaffung eines für alle radioaktiven Abfälle geeigneten Endlagers wird ebenfalls an anderer Stelle dieses Handbuches berichtet werden. Für die Ausarbei-

tung von Kriterien zur Schaffung eines in der Verantwortung des Bundes liegenden Endlagers für alle radioaktiven Abfälle hatte die Bundesregierung 1998 einen „*Arbeitskreis Auswahlverfahren Endlagerstandorte (AkEnd)*“ einberufen [10].

Gleichwohl besteht in der Bevölkerung eine Besorgnis darüber, dass **12**
es weltweit zwar mehrere zu Forschungszwecken genutzte Endlager gibt, aber bisher noch kein genehmigtes, betriebsbereites Endlager für all diese Arten von radioaktiven Abfällen existiert [11]. Allerdings ist inzwischen der Planfeststellungsbescheid für das Endlager Konrad bei Salzgitter zur Aufnahme schwachradioaktiver und leicht wärmeentwickelnder Abfälle erteilt worden, aber wegen der zu erwartenden Prozesse gegen dieses Projekt wird es bis zu einer möglichen Einlagerung von radioaktiven Abfällen noch Jahre dauern. Ähnlich liegen die Verhältnisse bezüglich des in den U. S. A. geplanten Endlagers für ausgediente Brennelemente Yucca Mountain im U. S.-Bundesstaat Nevada.

2 Die Entstehung des Kernenergie-Ausstiegsgesetzes

Als sich nach der Bundestagswahl 1998 die Mehrheitsverhältnisse im **13**
Deutschen Bundestag änderten und eine Koalition der *Sozialdemokratischen Partei Deutschlands* (SPD) und von *Bündnis 90/Die Grünen* (Grüne) die neue Regierung bildete, war in der Koalitionsvereinbarung die Absicht des Ausstiegs aus der Nutzung von Kernenergie für die Energieerzeugung festgeschrieben. Gleichzeitig sollten regenerative Energien stärker gefördert werden als bisher. Bei den ins Detail gehenden Überlegungen wurde deutlich, dass weder so kurzfristig, wie gefordert, auf die Kernenergie verzichtet werden konnte, noch so schnell wie gehofft ein starker Anstieg regenerativer Energien zu erzielen sei. Insbesondere erwies sich die Windenergie, auf die besonders große Hoffnungen gesetzt worden war, als nicht stetig genug, um durch sie andere und insbesondere Grundlastkraftwerke ersetzen zu können. Außerdem erspart mittels Windenergie erzeugte Elektrizität zwar Arbeit in Form von Brennstoff, aber eben keine Kraftwerksleistung, da bei Windstille doch andere Kraftwerke die sichere Lieferung der benötigten Energie übernehmen müssen. Eine zukünftige Lö-

sung bietet hierfür lediglich die Möglichkeit der Speicherung großer Energiemengen in Pumpspeicher- oder Druckluftspeicherkraftwerken.

14 Am 11. Juni 2001 war es dann so weit, dass eine Konsensvereinbarung über den Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie zur Elektrizitätserzeugung zwischen der Bundesregierung und den Kernkraftwerke betreibenden Elektrizitätsversorgungsunternehmen unterzeichnet werden konnte. Durch diese Vereinbarung ist einerseits eine Befristung der Laufzeit der Kernkraftwerke festgelegt worden, wie sie aus Tabelle 1 ersichtlich ist. Andererseits wurde aber der Elektrizitätswirtschaft ein von politischen Störungen freier Betrieb mit gesicherten und bis zum Jahr 2005 garantierten Transporten ausgedienter Brennelemente in die französische und britische Wiederaufarbeitungsanlage zugesichert. Gleichzeitig sollen an den Kraftwerksstandorten Zwischenlager errichtet werden, um zukünftig die Zahl der notwendigen Transporte gering zu halten. Schließlich sicherte die Bundesregierung auch zu, die weitere Erkundung eines Bundesendlagers für radioaktive Abfälle einschließlich ausgedienter Brennelemente zu fördern.

15 Die in Tabelle 1 aufgeführten Werte für die noch verbleibende Laufzeit und die währenddessen erzeugte Reststrommenge der zurzeit in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke errechnen sich auf der Basis einer für alle Kraftwerke gültigen Gesamtlaufzeit von 32 Kalenderjahren seit Beginn der jeweiligen kommerziellen Inbetriebnahme. Die Problematik eines Wieder-Anfahrens des Kernkraftwerkes Mülheim-Kärlich wurde dabei dahingehend gelöst, dass dem RWE als Betreiber gestattet wurde, eine angenommene Arbeitsleistung dieses Kraftwerkes von rund 107 TWh auf andere Einheiten zu übertragen. Zwar verzichten die EVU durch diese Festlegungen auf eine 40-jährige Nutzung ihrer Kernkraftwerke, wie sie den ursprünglichen Auslegungskriterien zugrunde liegt, die Kraftwerke arbeiten aber deutlich über die steuerliche Abschreibungszeit hinaus, so dass die Bundesregierung nicht in die Verlegenheit kommt, hohe Abfindungen aus Steuergeldern an die EVU zahlen zu müssen.

Tab. 1: Verbleibende Elektrizitätserzeugung in TWh und Abschaltdatum für die Kernkraftwerke in der Bundesrepublik Deutschland.

Kraftwerk	Typ	Standort	Leistung MW	Betriebsjahre bis 2000	Verbleibende Arbeit TWh	Abschaltdatum
KWO	DWR	Obrigheim	357	31	8,70	2002
KKS	DWR	Stade	672	28	23,18	2004
KKB	SWR	Brunsbüttel	1.204	23	47,67	2008
GKN-1	DWR	Neckarwestheim-1	840	24	57,35	2008
KWB A	DWR	Biblis A	1.300	25	62,00	2006
KKI-1	DWR	Isar-1	806	21	78,35	2009
KWB B	DWR	Biblis B	907	23	81,46	2008
KKP-1	SWR	Philippsburg-1	1.300	20	87,14	2011
KKU	DWR	Unterweser	900	21	117,98	2010
KKG	DWR	Grafenrheinfeld	1.300	18	150,03	2013
KKK	SWR	Krümmel	1.316	16	158,22	2015
KRB B	SWR	Gundremmingen B	1.300	16	160,92	2016
KRB C	SWR	Gundremmingen C	1.349	15	168,35	2016
KKP-2	DWR	Philippsburg-2	1.394	15	198,61	2016
KWG	DWR	Grohnde	1.308	15	200,90	2016
KBR	DWR	Brokdorf	1.395	13	217,88	2016
KKE	DWR	Lingen/Emsland	1.390	12	230,07	2020
KKI-2	DWR	Isar-2	1.341	12	231,21	2020
GKN-2	DWR	Neckarwestheim-2	1.316	11	236,04	2021
Summe			**21.695**		**2.516,06**	
	DWR	Mülheim-Kärlich	1.308	1	107,25	2001
Gesamt			**23.003**		**2.623,31**	

Zusammenfassend lässt sich also die heutige Situation folgendermaßen beschreiben: **16**

1. Bezüglich des Betriebes der Kernkraftwerke kann menschliches Fehlverhalten niemals ausgeschaltet werden, wenn auch die heute in den Kraftwerken installierte Sicherheits- und Leittechnik einen durch solches Fehlverhalten verursachten Störfall unwahrscheinlich macht. Es bleibt die Feststellung, dass ein GAU (Größter anzunehmender Unfall) nicht grundsätzlich auszuschließen ist, obgleich er „nach allen bisher bekannten Tatsachen ein sehr geringes Restrisiko darstellt“ [9].
2. Es gibt weltweit noch kein betriebsbereites Endlager für hochradioaktive Abfälle, wenn auch in den U. S. A. die Einrichtung eines

entsprechenden Lagers in den Yucca Mountains im Bundesstaat Nevada angekündigt wurde.

3. Unter dem Gesichtspunkt der Nachhaltigkeit gibt es auch für Kernkraftwerke ein Brennstoffproblem, da die Schließung des Brennstoffkreislaufes mittels Wiederaufarbeitung und Rückführung der wiederverwertbaren spaltbaren Substanzen noch nicht durchgängig eingeführt wurde. Insbesondere stellt auch das als nuklearer Brennstoff eingesetzte Uran nur eine zeitlich begrenzte Reserve dar, solange auf die Brütertechnologie mit dem großtechnischen Einsatz des Plutoniums verzichtet wird. Zieht man allerdings die Brüter- und Fusionstechnologie mit in Betracht, muss der Elektrizitätserzeugung mittels Kernenergie eine große Nachhaltigkeit bescheinigt werden [12].
4. Ein wirtschaftliches Problem kann auch noch in der Frage der hohen Kapitalkosten für den Kraftwerksbau und hoher Prämien für die Abdeckung des Versicherungsrisikos gesehen werden. Hierdurch könnte privaten Elektrizitätsversorgungsunternehmen im liberalisierten Energiemarkt der Einsatz von Kernkraftwerken unmöglich gemacht werden, was dann staatliche bzw. halbstaatliche Versorgungsstrukturen begünstigen und Wettbewerbsmöglichkeiten einschränken würde.
5. Schließlich wird die Frage der Akzeptanz des Einsatzes von Kernenergie zur Elektrizitätserzeugung – zumindest in der Bundesrepublik Deutschland und einigen weiteren Ländern – durchaus von Teilen der Bevölkerung als Problem gesehen. Es ist unklar, ob sich die Haltung der Allgemeinheit bei einerseits weiterhin guten und störungsfreien Betriebsergebnissen und andererseits schwankenden Stromlieferungen nach eventuellem Abschalten der Kernkraftwerke wieder ändert.

3 Weltweiter Kernenergieeinsatz in der Zukunft

17 Dass es in anderen Regionen der Welt durchaus anders aussieht, zeigt Tabelle 2. Nach einer Prognose der U. S.-Administration sinken die Kapazitäten in den USA, in Europa und Russland. In diesen Ländern stehen derzeit 75% der weltweiten Erzeugerkapazitäten. In Japan,

China und Südkorea sollen neue Kapazitäten aufgebaut werden, so dass nach dieser Statistik weltweit die Kernkraftwerkkapazität in den nächsten 20 Jahren etwa konstant bleibt. Diese Zahlen stehen allerdings im krassen Gegensatz zu neueren politischen Aussagen, die ebenfalls aus den USA kommen, wonach die Genehmigungen für amerikanische Kernkraftwerke im Rahmen eines „Plant Life Extension" Programms (PLEX) von bisher 40 auf zukünftig 60 Jahre verlängert werden sollen und außerdem der Bau neuer Kernkraftwerke beantragt wird.

Tab. 2: Entwicklung der installierten Kernenergie-Kapazitäten in MWe nach einer Prognose der US-Administration (Annual Energy Outlook 2001) Quelle: Energy Information Administration des Department of Energy der U. S. A.

Kapazität in MWe	**1995**	**2005**	**2010**	**2015**	**2020**
Welt gesamt	348.900	361.500	364.600	362.300	350.900
davon					
USA	97.200	97.500	93.700	79.500	71.600
Westeuropa	126.000	124.000	120.200	115.200	104.100
Osteuropa und frühere Sowjetunion	45.300	46.100	43.600	42.300	37.800
Japan	43.700	44.500	47.600	56.600	56.600
China	2.200	5.900	9.600	11.600	18.700
Südkorea	13.000	15.900	16.300	19.400	22.100
Deutschland mit Atomausstieg	23.003	22.000	17.500	9.500	5.100

Auch die Tatsache, dass zurzeit neben den weltweit 433 in Betrieb be- **18**
findlichen Kernkraftwerken weitere 33 in Bau sind [13], lässt vermuten, dass die gesamte Kernkraftwerkskapazität weltweit in den kommenden 20 Jahren eher leicht ansteigt.

4 Die Deckung des Elektrizitätsbedarfes in Deutschland

Trägt man nun einerseits die ökonomisch bedingten Restlaufzeiten **19**
über den Kraftwerkskapazitäten in Deutschland auf und anderseits die erwartete Nachfragekapazität in den nächsten 20 Jahren, ergibt

sich der notwendige Ersatzbedarf (Abbildung 1). Er beträgt bis 2020 rund 75 GWe, das heißt, in 20 Jahren muss fast der gesamte heutige Kraftwerkspark einmal erneuert werden. Das gibt Spielraum für die Anwendung neuer Technologien.

20 In Deutschland müssen die Technologieentscheidungen im Spannungsfeld des heimischen Elektrizitätsmarktes getroffen werden. Die vier in Abbildung 2 dargestellten Eckpunkte dieses Marktes sind die folgenden:

1. der beschriebene Atomausstieg,
2. die Klimakonvention, die z. B. im Juni 2001 in Bonn zur Diskussion stand,
3. die 1998 abrupt eingeführte 100%-ige Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes. Sie hat, wie wir heute wissen, zu einem verschärften Wettbewerb bei der Stromerzeugung geführt. Die Stärkung des Wettbewerbs steht im krassen Gegensatz zur ebenfalls gewünschten – und das ist der
4. Punkt: nachhaltigen Energieversorgung.

21 In diesem Zusammenhang ist ein wichtiges Urteil des Europäischen Gerichtshofes vom März 2001 zu nennen. Nach einer Klage des Stromkonzerns „PreussenElektra AG“ (heute E.ON) gegen seine eigene Tochtergesellschaft, die „Schleswag“, hat das Gericht entschieden, dass die Einspeisevergütungen für regenerativ erzeugten Windstrom nach dem „Gesetz über den Vorrang Erneuerbarer Energien“ (Erneuerbare-Energien-Gesetz) rechtens sind. Dieses Urteil bildet die Grundlage für einen zukünftigen Ausbau der nachhaltigen Energieversorgung in Europa. [14].

22 Die Nachhaltigkeit der elektrischen Energieversorgung ist aus Umweltschutzgründen wegen der Endlichkeit fossiler Energieträger heute in der Tat notwendiger denn je. Es stellt sich nur die Frage, wie schnell und mit welcher Technologie sie zu realisieren ist. Da derzeit die Kernenergie wegen der fehlenden Brütertechnologie nicht in der Lage ist, die Forderungen langfristig zu erfüllen, liegt es in der Natur der Sache, auch andere aussichtsreiche Technologien und Quellen zu nutzen. Ob sie aber letztlich das Problem lösen, bleibt abzuwarten. Vielleicht brauchen wir schließlich doch beide Technologien, die zentrale Kernkraftwerkstechnologie und die dezentrale regenerative

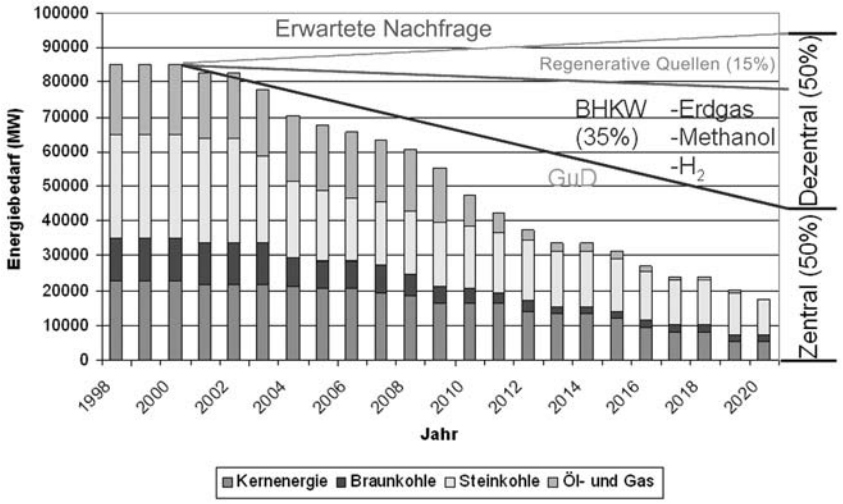


Abb. 1: Ersatzbedarf an Kraftwerksleistung in Deutschland bis 2020 (freie Fläche)

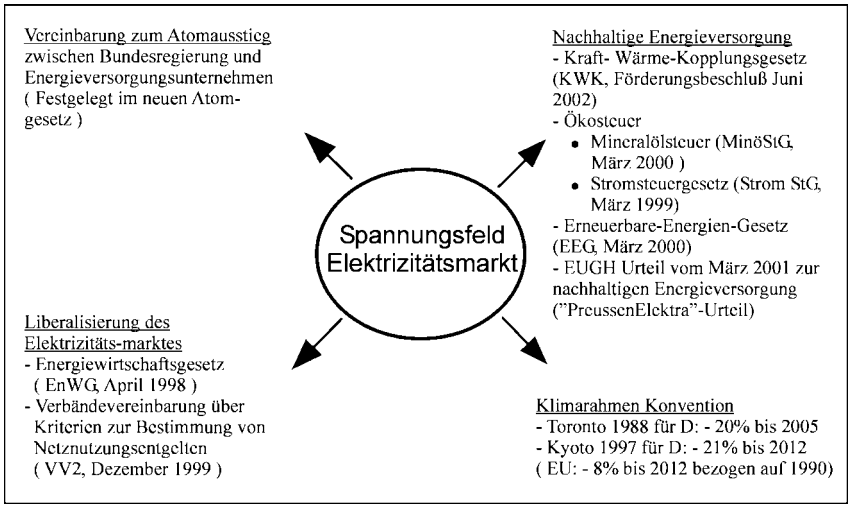


Abb. 2: Die deutsche Elektrizitätsversorgung im Spannungsfeld der Energiepolitik

Technologie. Es ist ja sicher, dass fossile Energien endlich sind, der Energiebedarf des Menschen jedoch nicht. Er braucht Energie, solange er lebt [12].

5 Planung einer zukünftigen Elektrizitätserzeugung

23 Was auch immer für den Einzelnen die Gründe für eine Befürwortung oder Ablehnung der Elektrizitätserzeugung durch Kernkraftwerke sein mögen, so bleibt doch die Notwendigkeit bestehen, eine langfristig stabile Energieversorgung aufrechtzuerhalten. Nimmt man dafür aber den beschlossenen und jetzt gesetzlich manifestierten Atomausstieg als Basis, bedeutet das, dass der Anteil der dezentral erzeugten Elektrizität aus regenerativen Energiequellen deutlich gegenüber seinem heutigen Anteil gesteigert werden muss. Diese Aussage führt sofort zu weiteren berechtigten Fragen wie zum Beispiel:

- Ist das überhaupt notwendig?
- Wie hoch soll der dezentrale Anteil sein?
- Ist dezentrale Energieerzeugung überhaupt wirtschaftlich?
- Ist das eine Lösung von Dauer?
- usw., usw.

24 Man kann versuchen, den Antworten zu diesen Fragen anhand folgender Thesen näher zu kommen, wobei als Grundannahme dienen soll, dass die gesamte Energieerzeugungsmenge in Deutschland in 20 Jahren etwa 10% höher als heute liegt, also bei ca. 550 TWh/a:

25 1. Die Notwendigkeit einer Umstrukturierung der Elektrizitätsversorgung ergibt sich zwangsläufig aus der durch das neue Atomgesetz beschlossenen Abschaltung der in Deutschland in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke nach einer jeweiligen Gesamtlaufzeit von 32 Jahren. Diese Kraftwerke müssten dann bis 2020/25 zumindest CO_2-neutral durch Blockheizkraftwerke (BHKW), Erdgas-, Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (GuD) und 15% regenerative Kleinkraftwerke (Wasser, Wind, Sonne, Biomasse) ersetzt werden.

26 2. Die heutige Versorgungsstruktur müsste durch Anlagen mit 50% zentraler und 50% dezentraler Stromerzeugung radikal geändert werden. Heute wird die Elektrizität in Deutschland zu ca. 90% in zentralen Anlagen erzeugt.

27 3. Die technischen Probleme einer solchen Umstrukturierung der deutschen Elektrizitätswirtschaft sind aus heutiger Sicht wohl be-

herrschbar. Die wirtschaftlichen Probleme insbesondere der regenerativen Energieerzeugung bedürfen allerdings noch umfangreicher weiterer Untersuchungen und Feldtests, bevor man gesichert davon ausgehen kann, dass die Strompreise für Industrie und Haushalte bezahlbar bleiben. Durch die Abschaltung der Kernkraftwerke dürfte dagegen kein großer Anstieg der Stromgestehungskosten erfolgen, da diese Kraftwerke bis zu ihrer Stilllegung abgeschrieben sind.

4. Von Dauer kann diese Lösung jedoch vermutlich nur sein, wenn die Option auf Kernkraftwerke oder andere zentrale Kraftwerktechnologien mit ausreichender umweltneutraler Brennstoffversorgung langfristig erhalten bleibt, d. h. dass es neben einer 50%-igen Versorgung durch dezentrale Elektrizitätsversorgung eine 50%-ige zentrale (nukleare) Stromerzeugung statt der heute 35%-igen gibt. **28**

Es soll nun zunächst die Frage näher beleuchtet werden, unter welchen Bedingungen die CO_2-freie Kernenergie durch andere Technologien ersetzt werden kann, ohne den CO_2-Ausstoß zu erhöhen (Abbildung 3). Diese Annahme wird gemacht, um einen Fixpunkt zu schaffen, wohl wissend, dass eine Verringerung des CO_2-Ausstoßes bei der Elektrizitätserzeugung angestrebt wurden sollte. Bezogen auf 1999 ergibt sich ein quasi CO_2-freier Betrieb bei 40% der Stromer- **29**

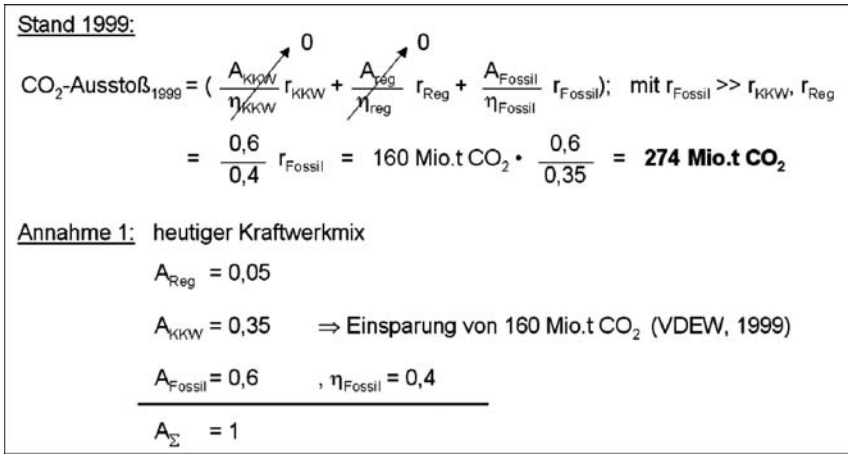


Abb. 3: CO_2-Ausstoß im heutigen Kraftwerksmix

zeugungsanlagen. 60% (A_{Fossil} = 0,6) werden fossil befeuert, d. h. 274 Mio. Tonnen CO_2 werden im Jahr ausgestoßen und 183 Mill. Tonnen CO_2 pro Jahr vermieden durch Anwendung der Kernkraft und regenerativer Quellen. Der CO_2-Ausstoß ist in erster Näherung, so die Annahme, proportional dem Anteil fossil befeuerter Kraftwerke und umgekehrt proportional zum Wirkungsgrad der Stromerzeuger, der im Schnitt ungefähr bei 40% liegt (η_{Fossil} = 0,4). Dies wird in der folgenden einfachen Rechnung berücksichtigt.

30 Damit sich der CO_2-Ausstoß bei Stilllegung der Kernkraftwerke nicht ändert, muss durch Technologieänderung der Kraftwerkswirkungsgrad und/oder der Anteil regenerativer Kraftwerke erhöht werden. Nimmt man für das Jahr 2020 einen realistischen Anteil von 15% für regenerative Kraftwerke und den fiktiven Ersatz der Kernkraftwerke durch dezentrale Blockheizkraftwerke an (Abbildung 4), ergibt sich in Zukunft ein dezentraler Anteil von rund 50%. Heute liegt er in Deutschland im Mittel bei 10% bis 15%, in einigen Kommunen wie z. B. Clausthal-Zellerfeld und in den Niederlanden und Dänemark beträgt er heute schon rd. 40%, so dass die genannten Zahlen nicht völlig aus der Luft gegriffen sind.

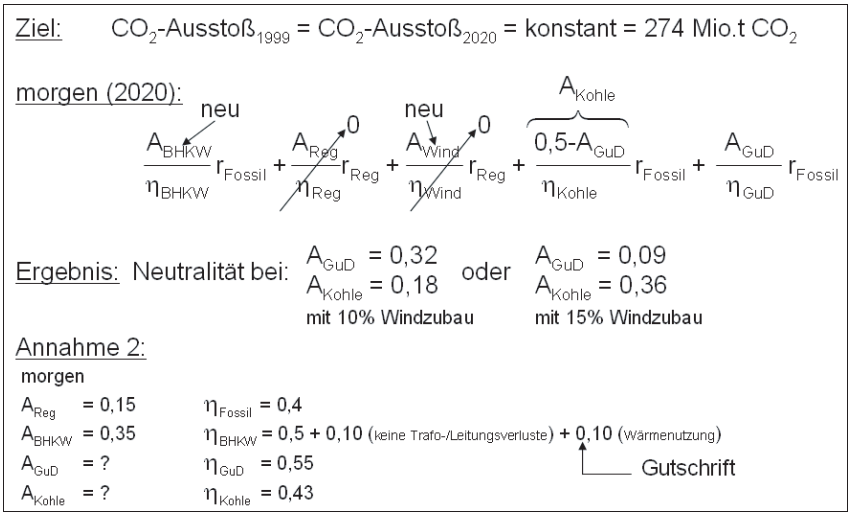


Abb. 4: CO_2-neutraler Ersatz von Kernkraftwerken (KKW) durch dezentrale Wind- und Blockheizkraftwerke (BHKW) sowie Kombikraftwerke (GuD)

Tab. 3: Anteil dezentraler Erzeugung durch Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und Windenergieanlagen (WEA) in verschiedenen Ländern. (Quelle: CIGRE WG 37-23 g, 1998).

	Heute (1998)	**Zukünftiges Potential**
Australien	3%	9%
Belgien	10%	20%
Kanada	10%	76%
Dänemark	37% (1.600 MW KWK, 900 MW WEA)	2.000 MW KWK, 5.000 WEA
Frankreich	<5% (8 MW-Einheiten)	Zugang für Einheiten >8 MW
Deutschland	1.260 MW kleine KWK, 6.000 MW KWK, 2400 WEA	35% KWK, >3.600 MW WEA
Niederlande	40%	?
Norwegen	1%	?
Spanien	300 MW	16.000 MW KWK, 9.000 WEA
EU-Zielsetzung	9%	18% bis 2010, 40% langfristig

31 Unter der Randbedingung der CO_2-Neutralität muss, wie die Lösung der hier aufgeschriebenen Bestimmungsgleichung nach Abbildung 4 zeigt, noch eine erhebliche Wirkungsgradsteigerung hinzukommen. Dies scheint technisch machbar, denn Kohlekraftwerke lassen sich durch neue Werkstoffe und Verfahren im Wirkungsgrad steigern und Braunkohlekraftwerke mit geringem Wirkungsgrad können langfristig – auch schon aus Gründen der zu Ende gehenden Braunkohlevorräte – vermieden werden. Kombinierte Gas-Dampf-Turbinenkraftwerke haben heute schon Wirkungsgrade von 55%, BHKWs kommen wegen der Wärme- und Verlustgutschrift auf rund 70%. Die Lösung der Gleichung zeigt eine CO_2-Neutralität bei einem Anteil von 32% Gas-Dampf-Turbinen-Kraftwerke (A_{GuD} = 0,32) und 18% Kohlekraftwerke (A_{Kohle} = 0,18), sofern 10% Windkraftnutzung hinzukommen. Letztere entspricht etwa der Offshore-Windnutzung mit 20 GW installierter Leistung, die vom niedersächsischen Umweltministerium propagiert wird.

32 Nach einer Studie der Bundesregierung sind zum 10%igen Ausbau dezentraler Stromversorgungsanlagen bis 2010 Investitionen in Höhe von 18 Milliarden Euro erforderlich, die aufgrund der Regelungen

nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) und der sich daraus ergebenen Rechtssicherheit auch getätigt werden können, sofern die Genehmigung der Anlagen vorliegt. Wächst die Dezentralisierung nach 2010 mit gleicher Geschwindigkeit weiter, wären im Jahr 2020 die in der Rechnung nach Abbildung 4 angenommen 15% erreicht (Abbildung 5).

33 Die Frage, ob aus heutiger Sicht eine Aufteilung in 50% zentrale und 50% dezentrale Stromerzeugung Sinn macht, kann übrigens auch empirisch beantwortet werden. Abbildung 6 zeigt die Messung des Lastganges in verschiedenen Netzknoten und auf verschiedenen Spannungsebenen in Deutschland. Deutlich wird, dass, bezogen auf die Kurve 1, die für die 110 kV-Hochspannungsebene gilt, eine 75%-ige Netzauslastung mit ca. 6.000 Volllaststunden vorliegt. Daraus ergeben sich relativ geringe Netzkosten.

34 In der Mittelspannungsebene liegt die Auslastung, wie Kurve 2 zeigt, mit unter 50% nennenswert niedriger und bei der Niederspannungsebene mit 25% erheblich niedriger. Dementsprechend sind die Netzkosten auf diesen Spannungsebenen wesentlich höher als der Anteil der Erzeugungskosten.

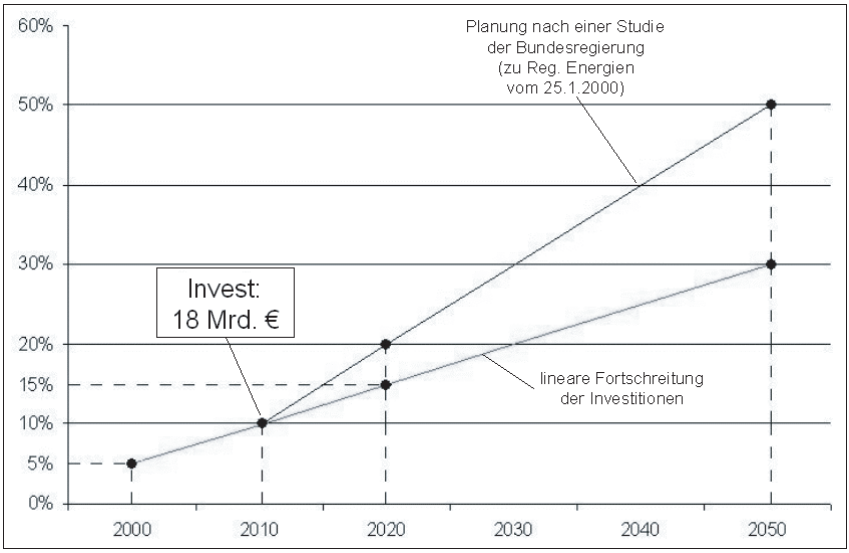
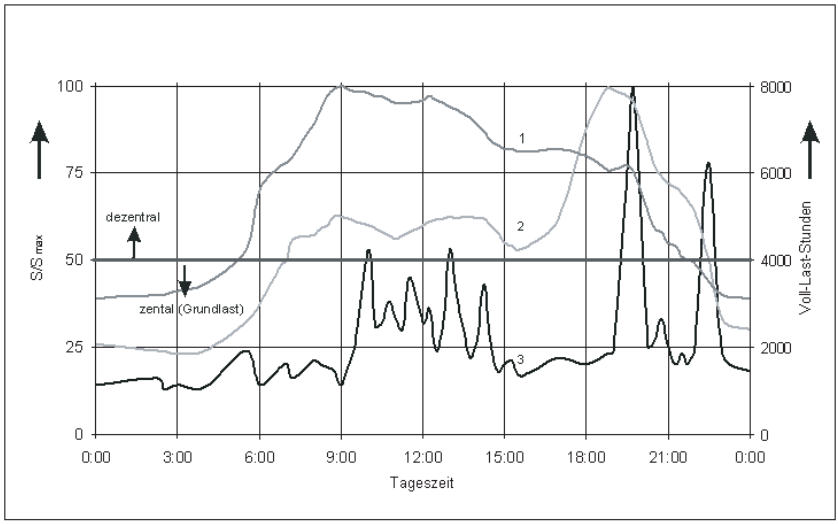


Abb. 5: Geplanter Anteil (A_{REG}) an der regenerativen Elektrizitätsenergieerzeugung



1) 110/10- kV - Umspannstation, 60% Sondervertragskunden,
2) 10/0,4- kV- Netzstation, 10% Gewerbekunden,
3) Vollelektrifiziertes Vierfamilienhaus

Abb. 6: Tagesganglinien an einem Winter-Montag in Deutschland (Quelle: Hütte, Elektrische Energieanlagen, Band 2)

Eine Industriestudie (Abbildung 7) zeigt ein Verhältnis von ungefähr 1:2 zwischen Erzeugungs- und Netzkosten, sofern man bis zum Niederspannungsverbraucher rechnet [15]. Danach fallen für die Stromgestehungskosten 3,3 ct/kWh in zentralen Großkraftwerken an und 5,7 ct/kWh für die Verteilung bis zum Endverbraucher. Bei dezentralen Erzeugungsanlagen entfällt die Belastung der vorgelagerten Netze, so dass je nach Spannungsebene erheblich weniger Netzkosten anfallen. Dies wird beim neuen KWK-Vorschaltgesetz der Bundesregierung berücksichtigt [14]. Die Tagesganglinien zeigen, dass es aus Wirtschaftlichkeitsgründen sinnvoll sein kann, nur die etwa 50-%ige Grundlast zentral zu erzeugen (Abbildungen 1, 6). Werden also Grundlastkernkraftwerke abgeschaltet, wird man sie mittelfristig durch fossil befeuerte Großkraftwerke mit sehr guten Wirkungsgraden, wie sie z. B. bei Gas-Dampfturbinen-Kraftwerken vorhanden sind, ersetzen müssen. Könnten die eingangs genannten offenen Probleme der zivilen Kernkraftnutzung gelöst werden, kämen langfristig jedoch zur Vermeidung von CO_2-Emissionen wieder zentrale nukleare Großkraftwerke in Frage. **35**

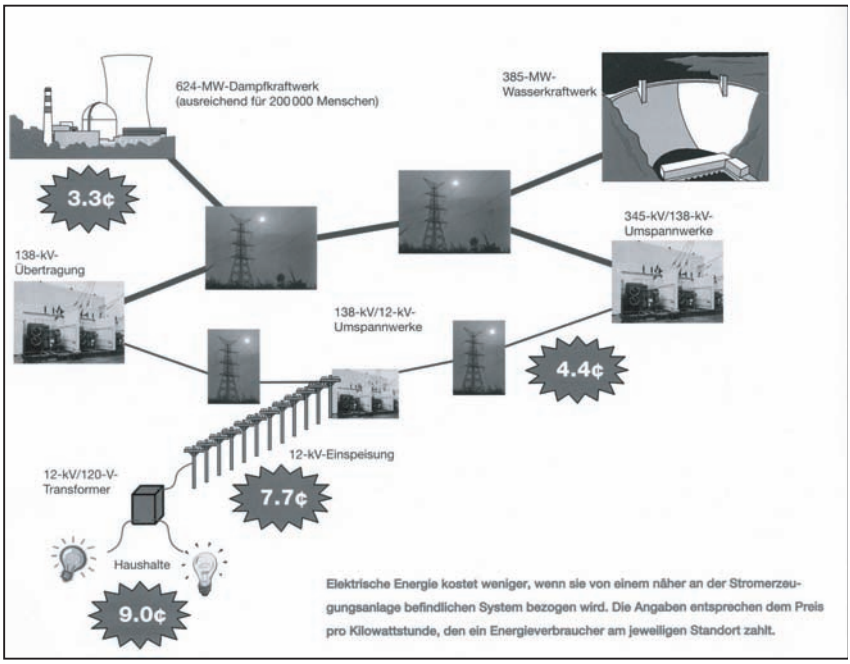


Abb. 7: Ist dezentral erzeugte Elektrizität kostengünstiger? (Quelle: ABB)

36 Die mittelfristige Lösung wird, wie Abbildung 8 zeigt, von der Gasindustrie unterstützt. Dezentrale Blockheizkraftwerke (GT: Gasturbine, GM: Gasmotoren, BZ: Brennstoffzellen) mit Nutzung der Abwärme können nach der Studie eines namhaften Gaskonzerns wirtschaftlich betrieben werden, wenn neben der Wärmegutschrift auch eine Kapitalgutschrift für vermiedene Netzkosten angerechnet wird. Schreibt man beispielweise bei 6 ct/kWh Erzeugungskosten für Strom aus Gasmotoren-Kraftwerken 3 ct/kWh für eingesparte Netzkosten gut, sind vom Verbraucher aus gesehen Kernkraftstrom und dezentral erzeugter Strom aus Erdgas gleich teuer. Aus diesem Beispiel wird deutlich, dass die Entfernung vom Kraftwerk zum Verbraucher und die benutzte Spannungsebene des Verbrauchers im liberalisierten Markt entscheidende Parameter für die Ermittlung der Stromkosten am Ort des Verbrauchers sind.

37 Zurückkommend auf die Frage nach der Technologie für die neuen Kraftwerkparks kann also von einer aus technischen und ökonomischen Gründen plausiblen Aufteilung von 1:1 auf zentrale und de-

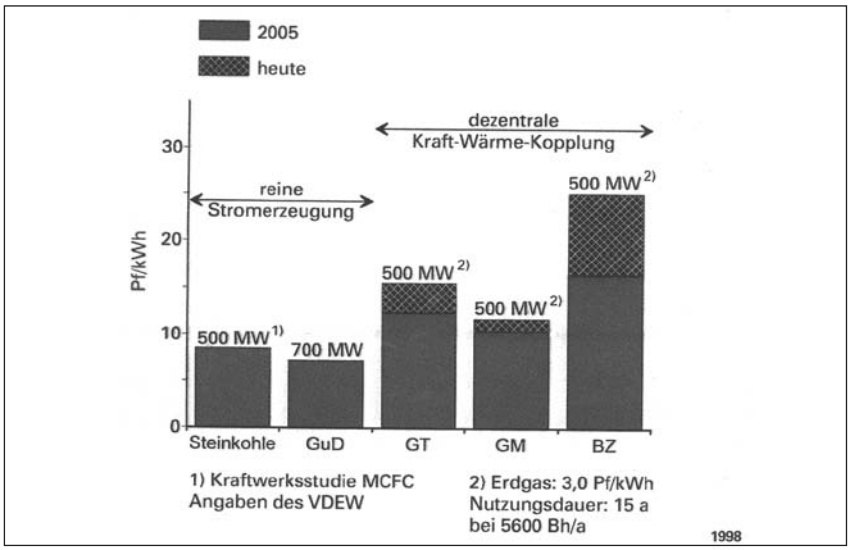


Abb. 8: Stromgestehungskosten reine Stromerzeugung – dezentrale KWK (Quelle: Ruhrgas)

zentrale Anlagen ausgegangen werden. Die Annahme dieser Aufteilung ließe langfristig sogar die Option der heutigen Kernkraftwerkstechnik zu, ein Wiedereinstiegsbeschluss vorausgesetzt. Dies gilt natürlich nur unter der Randbedingung, dass die noch anstehenden Probleme bei der zivilen Nutzung der Kernkraft durch weitere Forschungsanstrengungen gelöst werden können und eine Akzeptanz in der Bevölkerung herbeigeführt wird.

Die gemachten Ausführungen [16] zeigen, dass es ohne und mit **38**
Kernkraftnutzung Sinn machen kann, den aus Nachhaltigkeitsüberlegungen gewünschten Anstieg des dezentralen Anteils der Stromerzeugung zu erhöhen. Geht man von dieser Arbeitshypothese aus, muss gefragt werden, welche technischen Risiken sich bezogen auf die Energiequalität daraus ergeben können, denn mit dem Abbau von zentraler Kraftwerksleistung entfallen auch die das Netz stabilisierenden rotierenden Massen der Dampfturbinen und Generatoren in den Großkraftwerken.

Das elektrische Netz ist, wie das Abbildung 9 zeigt, vergleichbar mit **39**
einem Waagebalken, bei dem auf der einen Seite die rotierenden Mas-

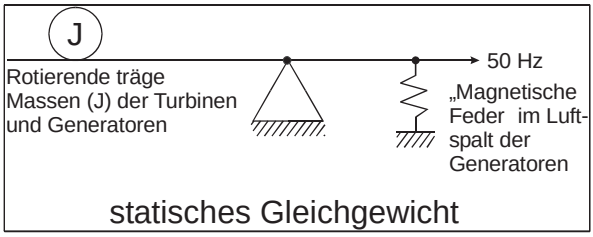


Abb. 9: „Waagebalken" – Analogie des Gleichgewichtes (Stabilität) des elektrischen Verbunds

sen mit der gespeicherten Energie gedacht werden können und auf der anderen Seite die magnetischen Felder mit ihrer Zugkraft im Luftspalt des elektrischen Generators. Beide Kräfte stehen bei der Nennfrequenz von 50 Hertz im Gleichgewicht. Erfolgt ein Lastsprung, sinkt die Frequenz des Netzes ab ($\dot{\omega} < 0$), wie das Abbildung 10 zeigt.

40 Durch Öffnen des Dampfventils wird ein zusätzliches Drehmoment von der Turbine an der Generatorwelle erzeugt, was den Balken sinngemäß nach einer Ausgleichsschwingung wieder in die Waage bringt (Abbildung 11). Dies erfolgt realiter durch die bekannte Frequenz-Leistungsregelung.

41 Eine überschlägige Rechnung zeigt (Abbildung 12), dass in den rotierenden Massen einer 60 m langen rotierenden Welle mit Turbinen und Generatorpolrad in einem Kernkraftwerk ca. 3 MWh mechanische Energie gespeichert sind, die die Lastsprünge in der beschriebenen Weise ausgleichen. Wenn alle Kernkraftwerke abgeschaltet werden, fehlen im heutigen Netz rund 60 MWh gespeicherte Energie zur Aufbringung der Regelleistung, was zu Netzinstabilitäten führen kann! Hierzu sind weitere Forschungsarbeiten notwendig. Man könnte auch daran denken, die Turbinen ohne Dampf und die Generatoren als rotierende Phasenschieber mitlaufen zu lassen. In den abgeschalteten Kernkraftwerken könnten auch aus Netzqualitätsgründen supraleitende Speicher untergebracht werden.

42 Hinzu kommt, dass bei höherem Anteil dezentraler, fluktuierender regenerativer Energiequellen im Netz von über 20% Angebot und Nachfrage sehr viel stärker schwanken, als das heute der Fall ist. Dies erfordert noch darüber hinaus zusätzliche Speicher unterschiedlicher Reaktionszeit im Netz, wobei letztere insbesondere auch im Zeitbe-

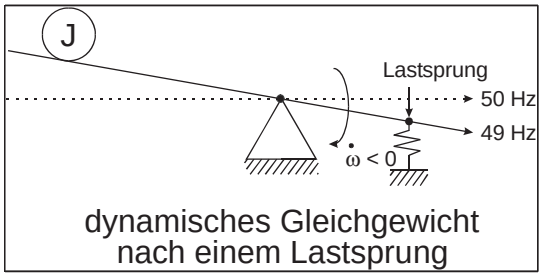


Abb. 10: Wirkung eines Lastsprunges auf die Frequenzhaltung im Verbundnetz

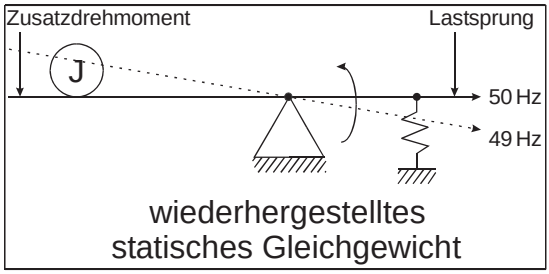


Abb. 11: Lastausgleich durch Frequenz-Leistungsregelung

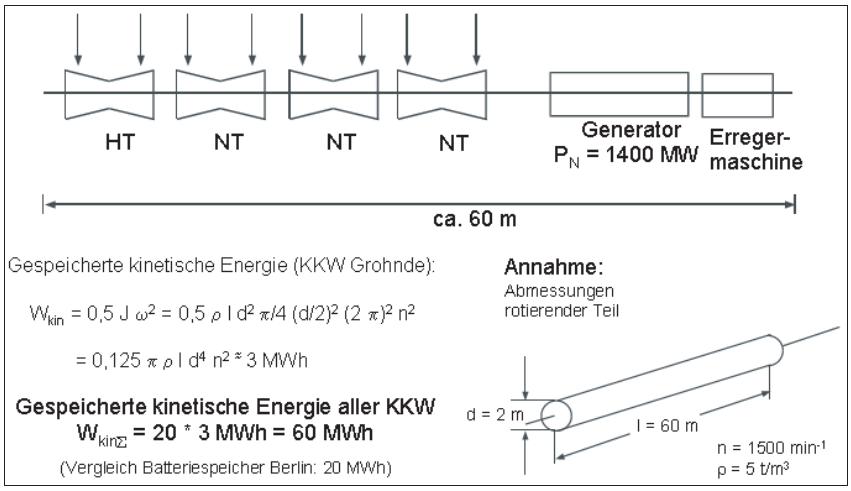


Abb. 12: Die kinetische Energie aller Kernkraftwerksturbinen und Generatoren in Deutschland

reich unter einer Sekunde stabilisierend wirken können müssen. Die sekündliche Koordinierung von Angebot und Nachfrage elektrischer Energie erfordert ein ausgeklügeltes Energiemanagement, das ohne den Einsatz der Energieinformatik nicht denkbar ist. Viele kleine Kraftwerke können damit, wie bereits erwähnt, steuerungstechnisch zu sog. „virtuellen Kraftwerken" zusammengeschlossen werden, um die Lieferung der notwendigen Energie in jedem Augenblick sicherzustellen. Diese Technologie wird u. a. im *Clausthaler Energiepark* [17] erprobt.

43 Zukünftige Netze werden bei höherem Anteil funktionierender Energiequellen durch die getrennte Erzeugung von Leistung und Energie gekennzeichnet sein, da das Energiegleichgewicht nur im Mittel vorhanden sein kann. Die sog. Regelleistungserzeugung wird vor Ort geschehen müssen mittels sog. Energiekonditionierungsanlagen. Eine solche geeignete Energiekonditionierungsanlage zur Stabilisierung schwacher Netze wurde im *Institut für Elektrische Energietechnik (IEE) der TU Clausthal* entwickelt [18, 19].

44 Der Konzeptgedanke geht dabei von einer Analogie zur bewährten Technik der Synchronmaschine mit rotierenden Massen aus. Unter Berücksichtigung der Tatsache, dass heutige Stromerzeuger mit rotierenden Massen die an sie gestellten Anforderungen unter den derzeitigen Randbedingungen gut erfüllen, stellt sich die Frage, was sich ändert, wenn der

- fluktuierende Anteil bei der Erzeugung steigt und
- rotierende Speicher für mechanische Energie abgeschaltet werden.

Aus physikalischen Gründen steigt dann, wie bereits erläutert, die Neigung des elektrischen Netzes zur Instabilität.

45 Zukünftige ruhende Systeme zur Energiekonditionierung, die im Allgemeinen aus leistungselektronischen Geräten bestehen, sollten zunächst alle guten Eigenschaften der rotierenden Systeme mitbringen, aber schneller auf Netzinstabilitäten reagieren und die Fähigkeit zur rechnergesteuerten Spannungs- und Frequenzstabilisierung mitbringen. Außerdem sollte der erzeugte Wirkleistungsfluss gut regelbar sein.

46 Abbildung 13 zeigt die wichtigsten Komponenten heutiger Stromerzeuger. Der Dampf wird in der Turbine in Wirkleistung umgesetzt.

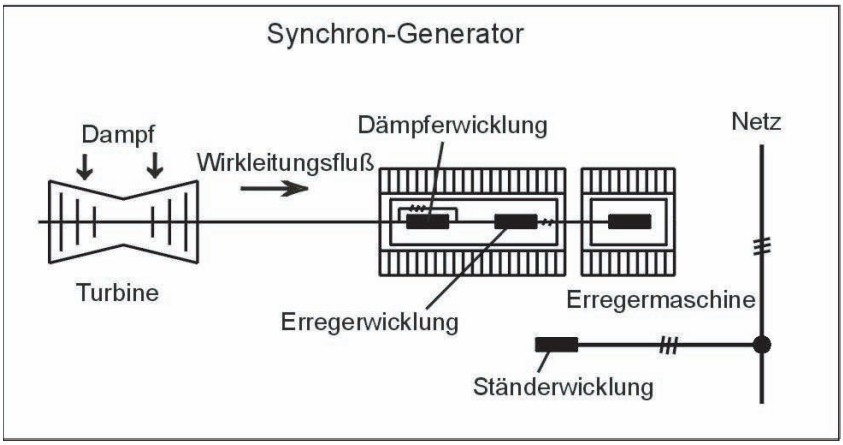


Abb. 13: Schema heutiger Elektrizitätserzeuger mit Dampfturbine

Sie treibt das magnetisch erregte Polrad des Generators mit seiner rotierenden Erregerwicklung an, welches wiederum in der Ständerwicklung die ins Netz gespeiste elektrische Spannung induziert. Die Dämpferwicklung dient der Frequenzstabilisierung.

47 In Analogie zu dieser Anlage mit rotierenden Teilen hätte ein zukünftiger Stromerzeuger nach dem neuen Konzept mit ausschließlich ruhenden elektrischen Elementen und einer Brennstoffzelle zur Stromerzeugung eine ähnliche Struktur. Sie wird deshalb „Elektronische Synchronmaschine mit aktiven Dämpfer", kurz ELSAD, genannt. Dabei werden aus dem Brennstoff H_2/O_2 auf direktem Wege durch katalytische Verbrennung elektrischer Strom und Wärme erzeugt. Der Wasserstoff kann dabei aus Erdgas oder regenerativer Biomasse bzw. Biodiesel oder Biogas gewonnen werden.

48 Man fragt sich, warum das seit mehr als 100 Jahren bekannte Prinzip der katalytischen Verbrennung erst heute wieder aktuell wird. Die Antwort ist einfach: Die Fertigungstechnik erfordert den „Nano- und Mikro-Maschinenbau". Dieser ist erst jetzt verfügbar, und zwar nicht zuletzt durch die Informationstechnologie, die die Mikrotechnik von Anbeginn bedingte. Insofern ist die Brennstoffzelle eine Zukunftstechnologie mit sehr hohem Entwicklungspotential, weil sie sich auf ausbreitende neue Technologien (z. B. Nanotechnologie) stützt. Sie nutzt, anders als das Dampfkraftwerk, nicht den wirkungsgradein-

schränkenden Carnot-Prozess aus, sondern wandelt mit sehr gutem Wirkungsgrad chemische Energie direkt, d. h. ohne Flamme, in elektrische Energie um. Da sie kein größeres Sicherheitsrisiko in sich trägt als eine Gasheizung, kann sie dezentral installiert und von Handwerkern gewartet werden, wodurch viele Arbeitsplätze geschaffen werden können. Deshalb ist auch ihr Einsatz im PKW geplant. Ein „Spin off" aus dieser Massentechnologie könnte für solche Kleinkraftwerke ebenso die Preise purzeln lassen, wie das vor Jahrzehnten bei den Taschenrechnern und Tischrechnern der Fall war. Die Massenfertigung des Schlüsselbauelementes „Mikroprozessor" revolutionierte bekanntlich die Rechner- und Informationstechnik. Was der Mikroprozessor in der Rechnertechnik bewirkt hat, könnte die Brennstoffzelle in der Energietechnik bewirken, nämlich eine massive Dezentralisierung der Kraftwerke mit Nutzung der Abwärme zur Heizung, Kühlung und Entlastung der Netze. Ein großer deutscher Stromerzeuger erwartet deshalb bis 2020 einen Brennstoffzellen-Anteil von 14% an der Stromerzeugung, wobei entweder Erdgas oder regenerativ erzeugter Wasserstoff bzw. dessen Derivate als Brennstoff in Frage kommen.

49 Auch der Einsatz einer regenerativen Brennstoffzelle ist denkbar, die ihren Brennstoff selbst aus überschüssigem Strom in Schwachlastzeiten produziert [20]. Auf diese langfristige Entwicklungslinie hat das Institut für Elektrische Energietechnik (IEE) der TU Clausthal einen Teil der Forschungsarbeiten bereits vor zehn Jahren ausgerichtet und nach dem Vorbild der großen Bruders „Synchronmaschine" eine sog. „virtuelle elektronische Synchronmaschine" entwickelt (Abbildung 14), die systemtheoretisch durch ähnliche Gleichungen beschreiben werden kann wie herkömmliche Stromerzeuger [19, 21]. Technologisch weichen beide Stromerzeuger jedoch stark voneinander ab. Anstelle des Drehmoments der Dampfturbine wird ein Gleichstrom aus der Brennstoffzelle in den Wirkleistungsspeicher geleitet, der die rotierenden Massen ersetzt und einen statischen Drehspannungserzeuger (Wechselrichter) speist. Der Wechselrichter ersetzt die Polradspannung eines herkömmlichen Generators und stellt elektrisch den lastabhängigen Polradwinkel ein. Damit kann der Wirk- und Blindleistungsfluss über einen Dreiwicklungstransformator an das Netz geliefert oder aus dem Netz bezogen werden. Die zur Netzstabilisierung bzw. Oberschwingungskompensation vorgesehene

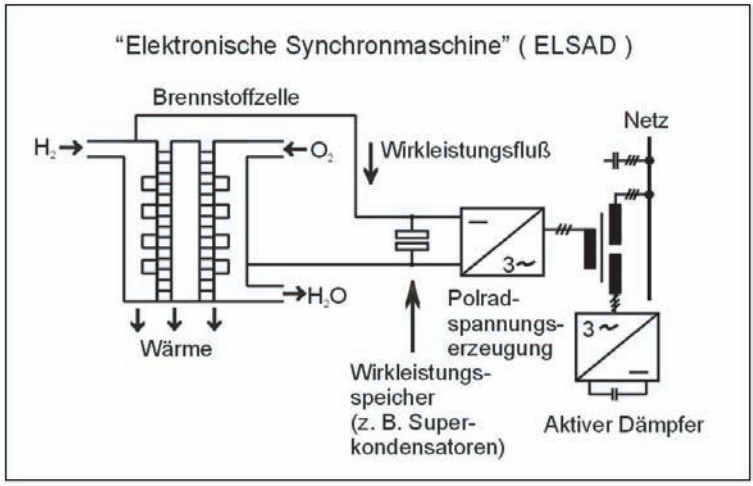


Abb. 14: Schema zukünftiger Elektrizitätserzeuger mit Brennstoffzelle nach einem im Institut für Elektrische Energietechnik der TU Clausthal entwickelten Verfahren (ELSAD)

Tertiärwicklung mit einem weiterem hochfrequent pulsenden kleineren Wechselrichter dient zur Netzstabilisierung und Oberschwingungenkompensation, d. h. zur Sicherstellung der Spannungsqualität.

Das Regelverfahren beruht auf der bekannten Frequenz-Leistungsre- **50**
gelung. Die Abbildung 15 zeigt die Schaltung des IEE-Prüfungstands mit einer Nennleistung von 60 kVA. Hiermit wurde die ELSAD-Erprobung durchgeführt, von der folgende Messergebnisse stammen. Die Abbildung 16 zeigt den Amplitudenverlauf der Spannung eines schwachen Netzes bei fluktuierenden Erzeugerleistungen P_t, Q_t (oberes Teilbild), die z. B. aus einer Windenergieanlage stammen könnten. Man beachte die unzulässig hohen Spannungsschwankungen mit einer Frequenz von 3 Hz bis 4 Hz im unteren Teilbild. Sie könnten zwar im Prinzip immer durch die rotierenden Massen der Synchronmaschine in zentralem Großkraftwerk kompensiert werden, hätten aber von Fall zu Fall eine Erhöhung der Kurzschlussleistung am Einspeiseort durch Netzverstärkung als Konsequenz.

Ein adäquater Weg wäre die Kurzschlussleistungserhöhung vor Ort **51**
mittels ELSAD ohne Netzausbau über u. U. lange Entfernungen. Man erkennt die spannungsstabilisierende Wirkung der ELSAD in der Abbildung 17. Durch gegenphasige Einspeisung der Blindleis-

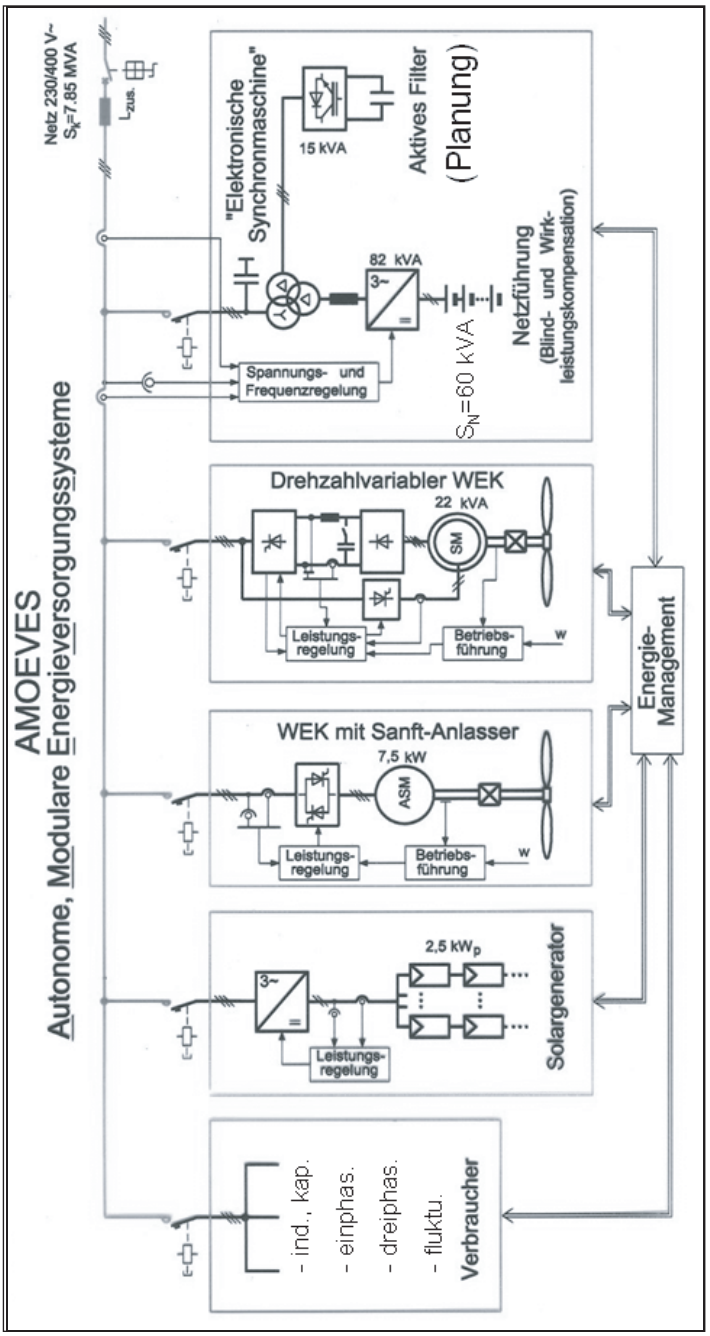


Abb. 15: Blockschaltbild des Energieversorgungssystems AMOEVES/IEE gemäß Patentschrift [21]

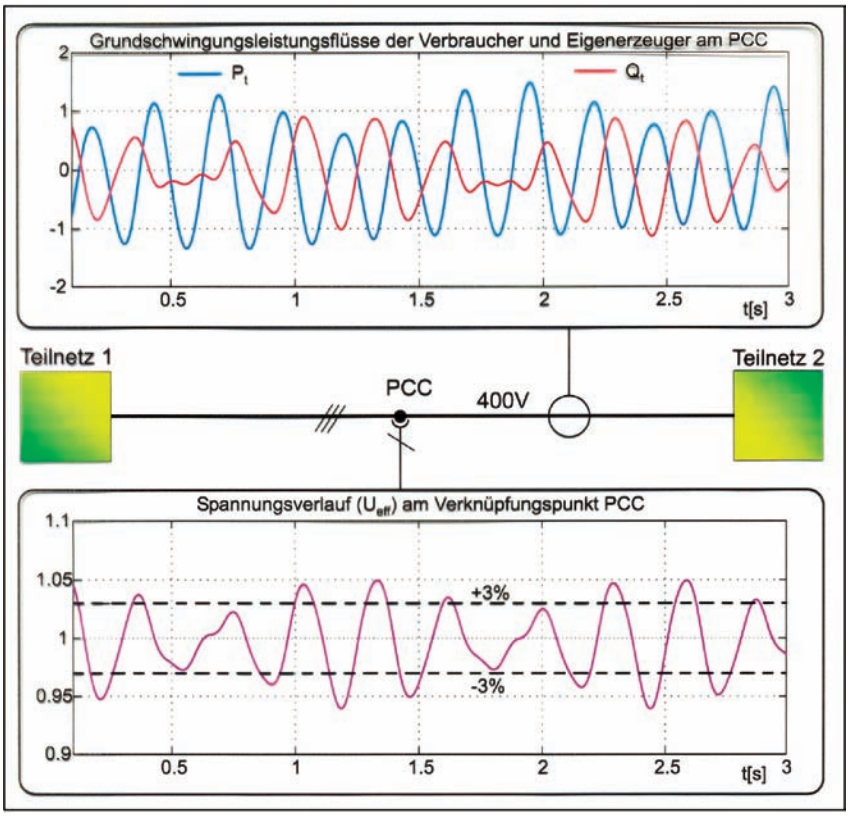


Abb. 16: Spannung (unten) am PCC und zugehörige Wirk- und Blindleistungsflüsse des Energieparks ohne Elektronische Synchronmaschine

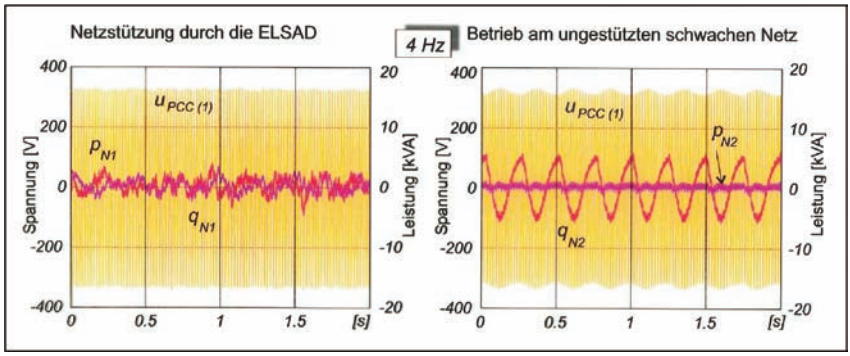


Abb. 17: Vergleich zwischen leistungsflussgeregeltem Betrieb mit ELSAD und ohne ELSAD am Netzausläufer ($p_{N1soll} = q_{N1soll} = 0$)

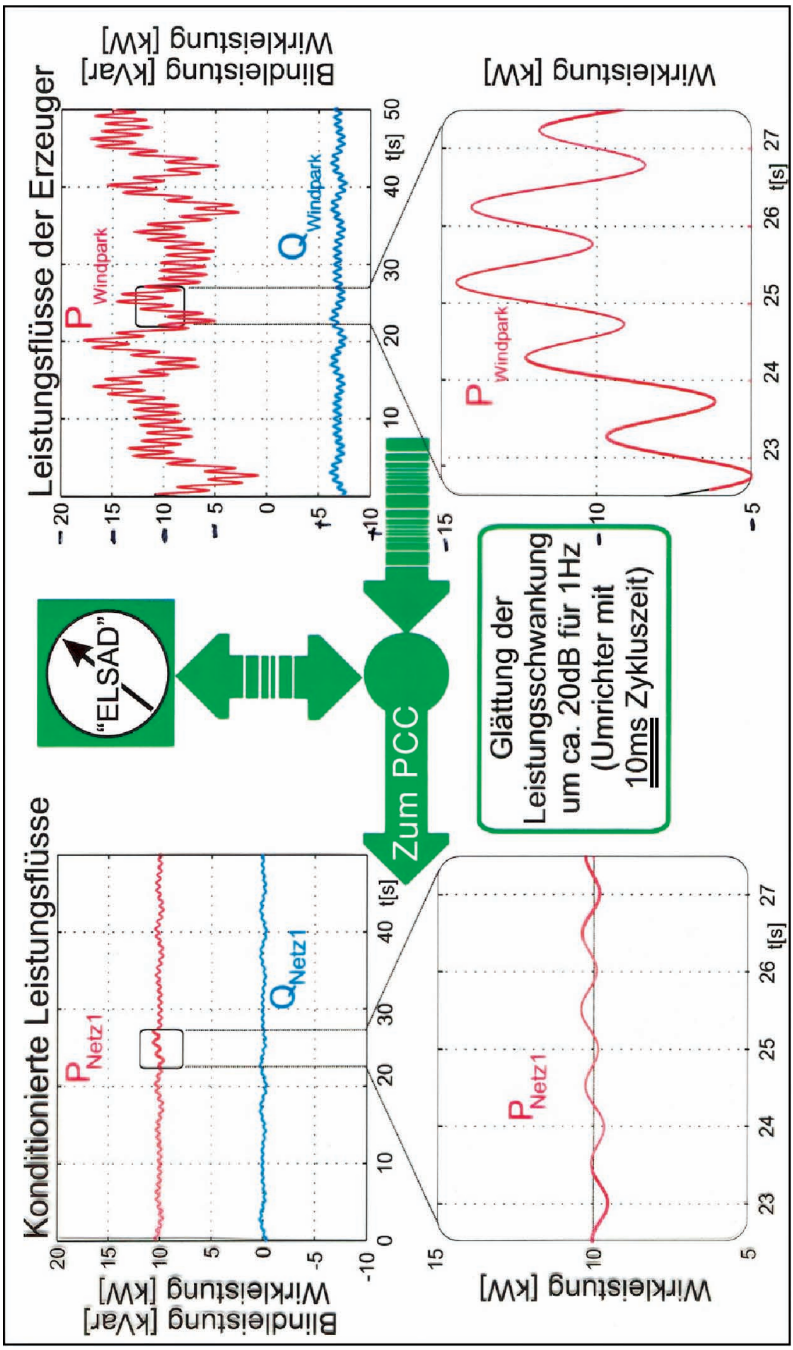


Abb. 18: Messergebnisse für Windböen und Turmeffekte an der ELSAD-Versuchsanlage mit 60 kVA Nennleistung

tungsschwankungen Q_t verschwindet, wie im linken Teil des Bildes erkennbar, die Amplitudenmodulation der Netzspannung. Damit steigt – wie gewünscht – die Spannungsqualität. Die Kompensation der Wirkleistungsschwankungen P_t führt zur Erhöhung der Frequenzstabilität.

52 Die Abbildung 18 zeigt den Prozess der Konditionierung der Wirk- und Blindleistung eines Windparks durch die ELSAD. Ein Windpark erzeugt eine stark schwankende Wirkleistung $P_{Windpark}$ und verbraucht im Allgemeinen Blindleistung $Q_{Windpark}$, wie rechts im Bild erkennbar. Die ELSAD speist nun am Verknüpfungspunkt PCC (Point of Common Coupling) selbsterzeugte Blindleistung und Blindleistungspulsationen ein, wie dies auch herkömmliche Synchronmaschine können, die als „Phasenschieber" arbeiten. Zusätzlich wird hier aber auch relativ „hochfrequente" Wirkleistung von der ELSAD erzeugt und in Gegenphase eingespeist. Diese stammt in herkömmlichen Stromerzeugungsanlagen aus rotierenden Massen. Damit ist bewiesen, dass von der ELSAD auch ohne rotierende Massen eine elektrisch äquivalente Wirkung erzielt werden kann.

53 Das Ergebnis ist, wie links im Bild erkennbar, eine nahezu konstante Wirk- und Blindleistung im Netz, wie sie z. B. von herkömmlichen Kraftwerken geliefert wird. Die Forschungsarbeiten zur ELSAD laufen im IEE weiter, mit dem Ziel des Parallelbetriebes von mehreren ELSAD-Geräten mit automatischer Synchronisierung und Stabilisierung ohne Synchronierleitung, wie dies bei vielen Brennstoffzellen-Aggregaten am Netz erforderlich wäre. Wenn dieses Problem gelöst ist, könnten beliebig viele ELSAD-Geräte parallel betrieben werden, wie heute herkömmliche Synchronmaschinen auch, ohne Netzinstabilitäten hervorzurufen. Eine Netzeinbindung von beliebig vielen dezentralen regenerativen Klein-Kraftwerken wäre dann problemlos möglich.

54 Parallel hierzu wird die ELSAD im Leistungsbereich von rd. 1 MVA im Clausthaler Energiepark zum Zwecke des Technologietransfers erprobt (Abbildung 19). Das 3 Mio. 7-Projekt wird von der *Deutschen Bundestiftung Umwelt* gefördert und als Gemeinschaftsvorhaben mitfinanziert von der TU Clausthal, dem Clausthaler Umweltinstitut, den Stadtwerken sowie weiterer Vertreter aus industriellen Interessengruppen. Ziel ist der Nachweis, dass als „Extremfall" die stabile

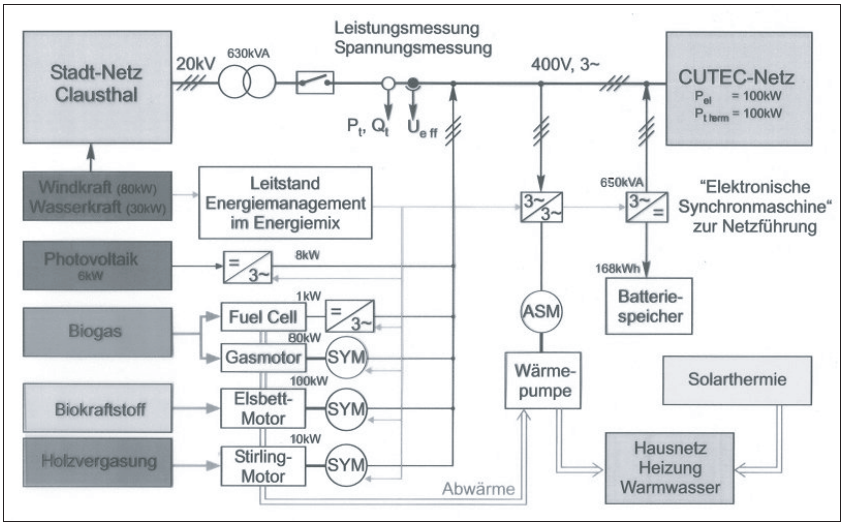


Abb. 19: Schaltungskonzept des Clausthaler Energieparks

und 100%-ige Versorgung des CUTEC-Institutes mit regenerativ erzeugtem Strom hoher Qualität gewährleistet werden kann. Nur so ist glaubhaft zu machen, dass durch den Einsatz der ELSAD mit regenerativen Kleinkraftwerken zentrale Kraftwerksleistung und -arbeit ersetzbar ist und damit auch die postulierte 50%-ige dezentrale Versorgung zumindest technisch als machbar angesehen werden kann.

6 Ausblick

55 Es soll mit diesem Beitrag deutlich gemacht werden, dass die auf der Basis des Kernenergieausstiegs aufgestellten Arbeitshypothesen einen realistischen Hintergrund haben und durchaus Alternativen zur Kernkraft existieren, wenn es auch noch viel zu tun gibt. Aber auch mit einer weiteren Nutzung der Kernenergie sind noch viele Forschungsaufgaben verbunden, da die heutige Technologie noch nicht den Ansprüchen genügt, die an ein zukünftiges, nachhaltiges Energiesystem gestellt werden. Es ist daher sinnvoll, eine Übergangsstrategie zu verfolgen, die beide Optionen der dezentralen und zentralen Stromerzeugung gleichermaßen verfolgt, wobei der verstärkte Einsatz von Erdgas, das nach neuesten Daten [22] mindestens noch 150 Jahre reicht, erforderlich wird. Langfristig ist denkbar, dass die Stromversor-

gung zu 50% zentral z. B. über fortgeschrittene Kernkraftnutzung erfolgt und zu 50% dezentral mittels regenerativer dezentraler Kleinkraftwerke. Ein Ausbau der dezentralen Technik ist deshalb auch unter technisch-wirtschaftlichen Gesichtspunkten sinnvoll, weil

a) verbesserte Zukunftstechnologien angewandt und

b) elektrische Netze besser ausgenutzt werden können.

56 Regenerative Energiequellen sind durch die getrennte Erzeugung von Leistung und Energie gekennzeichnet, da das Energiegleichgewicht nur im Mittel vorhanden sein kann! Die sog. Regelleistungserzeugung muss vor Ort je nach Bedarf über Energiekonditionierungsanlagen erfolgen. Eine geeignete Energiekonditionierung zur Stabilisierung schwacher Netze nach einem IEE-Konzept wurde erläutert. Sie wird im 1-MVA-Maßstab im Clausthaler Energiepark erprobt. Die Ergebnisse sollen später interessierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen und anderen Interessenten zur Verfügung stehen.

57 Gleichzeitig ist es – insbesondere bei hohen Windenergieeinspeisungen – erforderlich, verstärkt Möglichkeiten für Energiespeicherung zu schaffen. Dies kann mittels großer Pumpspeicherkraftwerke wie dem kurz vor der Fertigstellung befindlichen 1.000 MWe Pumpspeicherwerk Goldisthal der *VEAG* in Thüringen geschehen, oder auch durch größere unterirdische Luft oder Gasdruckspeicher. Ein solches Druckluftspeicherkraftwerk mit einer Leistung von 2.700 MWe ist zurzeit in Norton/Ohio (U. S. A.) unter Ausnutzung eines stillgelegten Kalkstein-Bergwerkes in Planung [23, 24].

Literatur

[1] AtG-Novelle, Bundesgesetzblatt, 26. April 2002.

[2] *Beck, H.-P.*: Atomausstieg – was nun? Vortrag vor der Braunschweigischen Wissenschaftlichen Gesellschaft, 2001, Clausthal den 14. Juli 2001, Jahrbuch 2001.

[3] *Salander, C.*: The German nuclear phaseout story, Nuclear News, Vol. 44, Nr. 10, September 2001.

[4] atw, Internationale Zeitschrift für Kernenergie 47. Jg., Heft 6, Juni 2002.

[5] *Odrich, P.*: Großbritannien privatisiert Kernkraftwerke, VDI-Nachrichten 7. Juni 2002.

[6] atw: Finnland, Parlamentsentscheidung für neues Kernkraftwerk, atw 47. Jg., Heft 6, Juni 2002.

[7] *Michaelis, H.* und *Salander, C.* (Hrsg.): Handbuch Kernenergie, VWEW-Verlag, Frankfurt am Main, 1995.

[8] *Hicken, E.*: Reaktorsicherheit, in: Handbuch Kernenergie, Kapitel 6.2.

[9] *Hicken, E.*: Kapitel 6714, in: Handbuch Energiemanagement, C. F. Müller Verlag, Heidelberg, 2000.

[10] *Closs, K.-D., Duphorn, K.* und *Kühn, K.*: Ein- oder Mehr-Endlager-Konzept, atw 47 Jg., Heft 5, Mai 2002.

[11] *Closs, K.-D.*: Internationaler Stand der Entsorgung der Abfälle, Radioaktivität und Kernenergie 2001, S. 132–138.

[12] *Ludwig, B.*: Management komplexer Systeme. Der Umgang mit Komplexität bei unvollkommener Information: Methoden, Prinzipien, Potentiale, VDI-Reihe Technik – Gesellschaft – Natur, Bd. 4, Edition Sigma, Berlin, 2001.

[13] *Kessler, G., Kim, J. I. und Gompper, K.*: Requirements for Nuclear Energy in the 21st Century (Nuclear Energy as a Sustainable Energy Source). Jahrbuch der Atomwirtschaft, 32. Jg. Inforum-Verlag, 2001.

[14] *Beck, H.-P., Brandt E.* und *Salander, C.* (Hrsg.): Handbuch Energiemanagement, C. F. Müller Verlag, Heidelberg, 2000.

[15] *Jones, T.* und *Petrei, E.*: Das atmende Netz, in: ABB-Technik 3/2000, S. 1B ff.

[16] *Davidson, B.* und *Calver, T.*: Large-Scale Storage, in: Renewable ENERGY World Jan. 2000.

[17] *Beck, H.-P.*: Energiekonditionierung in dezentralen Anlagen mit regenerativen Kleinkraftwerken, in: Brücken in die Zukunft, TU Clausthal 2000.

[18] *Beck, H.-P., Wenske, J.* und *Wolf, A.*: A static synchronous converter for power conditioning in network distribution with high

wind energy share, in Wind Engineering, Volume 24, No. 4, 2000.

[19] *Beck, H.-P., Wenske, J.* und *Sourkounis, C.*: Statischer Synchronkonverter mit aktiver Dämpfungseinrichtung zur Energiekonditionierung, in Electrical Engineering 81, No. 6, 1999.

[20] EU, Community Research: Energy Strorage, A key technology for decentralised power, power quality and clean transport, Luxembourg, ISBN 92-844-1561-4.

[21] *Beck, H.-P.* und *Sourkounis, C.*: Autonomes modulares Energieversorgungssystem für Inselnetze, Patentnummer: 42 32 516.

[22] *Rempel, H.*: Erdgas im 21. Jahrhundert, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe 4/2001.

[23] *Barth, H. J.*: Ungekühlte Druckluft für einen verbesserten Energieumsatz, in Brücken in die Zukunft, TU Clausthal, 2000.

[24] Gas Turbines and Energy Storage: The First Compressed Air Energy Storage Project (CAES), Modern Power Systems, S. 21ff., London, September 2001.

Übersicht

Die Aufsätze, bei denen *Autorennamen* angegeben sind, liegen bereits vor.

4000 Energiewirtschaft

4100 Ökonomische Aspekte der Versorgung mit fossilen Energieträgern

4102 Deutscher Steinkohlenmarkt – Jahresrückblick 2007 *(Gutberlet/Hilligweg)*

4103 Braunkohle 2007 *(Maaßen)*

4200 Ökonomische Aspekte der Nutzung der Kernenergie

4300 Ökonomische Aspekte der Nutzung erneuerbarer Energien

4301 Netzausbau auf der Grundlage des EEG *(Schmiesing)*

4500 Elektrizitäts- und Gaswirtschaft

4501 Anreizregulierung *(Schunk)*

4502 Ausgangsniveau der Anreizregulierung *(Weyer/Reinicke)*

4510 Der regulierte Netzzugang – Strom und Gas *(Pongé/Kornatz)*

4600 Energienachfragesteuerung

4601 (Re-) Kommunalisierung der Energieversorgung *(Lormes)*

Deutscher Steinkohlenmarkt – Jahresrückblick 2007

Karsten Gutberlet und Gerd Hilligweg

2007 hat das sog. „Steinkohlefinanzierungsgesetz" das Ende des deutschen Steinkohlenbergbaus zum Jahr 2018 gesetzlich besiegelt. Im Gesetz wird auf die fehlende Wettbewerbsfähigkeit der Steinkohlenproduktion in Deutschland verwiesen. Versorgungssicherheit könne auch durch Importe aus sicheren Lieferländern gewährleistet werden. Allerdings sehen die Kohlenimporteure bei schnellerer Schließung der deutschen Zechen kurzfristige Versorgungsengpässe aufgrund logistischer Probleme. Langfristige Engpässe bei der Kessel- und Kokskohle seien aber für Deutschland nicht gegeben. Ein Ende vor 2018 könnte zudem zu erheblichen beschäftigungs- und fiskalpolischen Belastungen führen.

Inhaltsübersicht

		Rn
1	Statistische Daten 2007	1 – 2
2	Steinkohlenbergbau in Deutschland	3 – 5
3	Steinkohlefinanzierungsgesetz besiegelt deutschen Auslaufbergbau bis 2018	6 – 8
4	Wissenschaftliche Diskussion um schnelleren Ausstieg	9 – 11
5	Kohleimporteure sehen langfristige Versorgungssicherheit	12 – 15
6	Deutsche Bergbaumaschinenindustrie	16 – 19
7	„Kraftwerk der Zukunft" in Wilhelmshaven	20 – 22
8	Technische Innovationen im deutschen Steinkohlenbergbau	23 – 26
9	Investitionen in Kokerei Prosper sichern Zukunft	27 – 28

1 Statistische Daten 2007

Der gesamte Steinkohlenverbrauch in Deutschland lag 2007 mit 67,9 Mio. t Steinkohleeinheiten (SKE) [entsprechend 1.990 Petajoule (PJ)] um 3,5% über dem Stand des Vorjahres (2006: 65,6 Mio. t **1**

SKE [1.923 PJ]).[1, 2] Ursächlich für diese Entwicklung ist der höhere Steinkohleneinsatz in der Elektrizitätswirtschaft. Die Steinkohle deckte 2007 rd. 14% des gesamten Energiebedarfs in Deutschland.[3]

2 Mit 48,4 Mio. t SKE [1.418 PJ] entfielen 2007 gut 70% des Steinkohlenverbrauchs auf die Strom- und Wärmeerzeugung der Kraftwirtschaft (2006: 46,3 Mio. t SKE [1.357 PJ]). Die Steinkohle stellt mit einem Anteil von gut 22% an der Gesamtstromerzeugung weiterhin einen wichtigen Grundpfeiler der deutschen Stromversorgung dar. Bei einer gegenüber 2006 um 2,6% gestiegenen Roheisenerzeugung (auf 31,2 Mio. t[4]) verbrauchte die deutsche Stahlindustrie im Jahr 2007 18,0 Mio. t SKE [528 PJ] (2006: 17,8 Mio. t SKE [522 PJ]). Auf dem Wärmemarkt stabilisierte sich der Steinkohlenverbrauch mit 1,5 Mio. t SKE [44 PJ] auf niedrigem Niveau.[5, 6]

2 Steinkohlenbergbau in Deutschland

3 Der Absatz des deutschen Steinkohlenbergbaus lag im Jahr 2007 mit 23,3 Mio. t SKE [683 PJ] um 0,9 Mio. t SKE [26 PJ] über dem Stand des Vorjahres. Die Versorgung der deutschen Abnehmer erfolgte 2007 damit noch zu rd. einem Drittel aus heimischer Förderung. Die Lagerbestände zum Jahresende 2007 beliefen sich mit 4,5 Mio. t SKE [132 PJ] auf dem Vorjahresstand. Die deutschen Lieferungen an die Kraftwerke betrugen 2007 18,8 Mio. t SKE [551 PJ] (2006: 18,3 Mio. t SKE [536 PJ]). Auch die Verkäufe an die inländische Stahlindustrie waren 2007 mit 4,1 Mio. t SKE [120 PJ] höher als im Jahr zuvor (2006: 3,7 Mio. t SKE [109 PJ]). Auf dem in- und

1 Hilligweg, G. / Gutberlet, K.: Steinkohle (Jahresübersicht 2006), in: BWK (Brennstoff-Wärme-Kraft), Bd. 59, Heft 4/2007, S. 78ff.

2 1 Petajoule (PJ) = 10^{15} Joule. 1 Mio. t SKE entsprechen 29,308 PJ. PJ-Zahlen sind ganzzahlig gerundet.

3 Vorläufige Zahlen für 2007, nach: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen [Internet: http://www.ag-energiebilanzen.de].

4 Vorläufige Zahlen für 2007, nach Wirtschaftvereinigung Stahl [Internet: http://www.stahl-online.de].

5 Vorläufige Zahlen zum Steinkohlenbergbau für 2007, nach: Statistik der Kohlenwirtschaft [Internet: http://www.kohlenstatistik.de].

6 Vgl. zu Daten für das Jahr 2006: Statistik der Kohlenwirtschaft: Der Kohlenbergbau in der Energiewirtschaft der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 2006, Essen/Köln 2007.

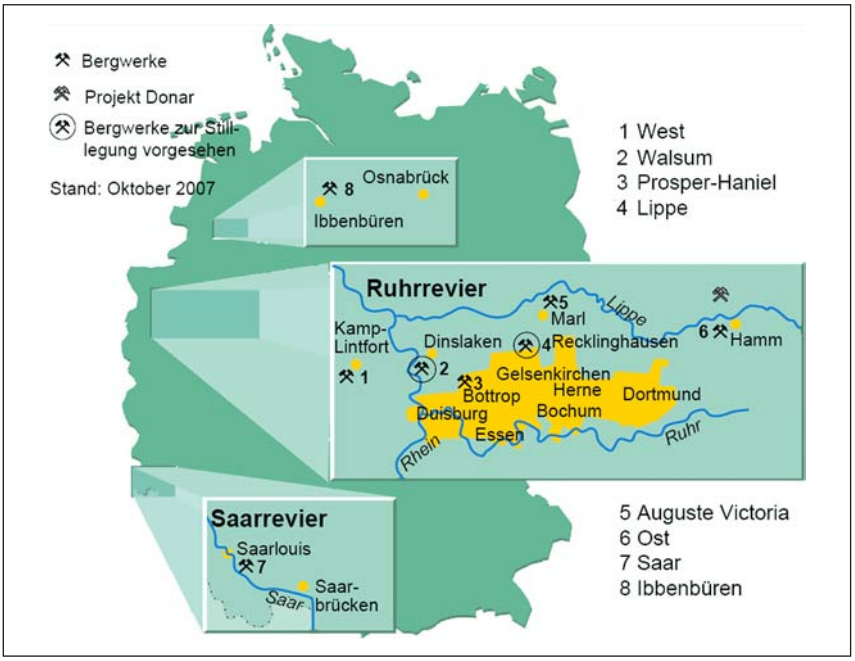


Abb. 2.1: Steinkohlenbergwerke in Deutschland (Quelle: Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus: Steinkohle 2007 – Optionen für die Zukunft, Essen 2007, S. 84).

ausländischen Wärmemarkt wurden wie im Vorjahr 0,4 Mio. t SKE [12 PJ] abgesetzt.[7, 8]

2007 hat der deutsche Steinkohlenbergbau in seinen drei noch aktiven Revieren Ruhr, Saar und Ibbenbüren ähnlich wie im Vorjahr 22,0 Mio. t SKE [645 PJ] gefördert (2006: 21,5 Mio. t SKE [630 PJ]). Die Differenz zwischen Förderung und Absatz ergibt sich durch Zukäufe und Bestandsberichtigungen. Damit stellt das Jahr 2007 eine kleine stabilisierende Etappe in einem seit Jahrzehnten laufenden Anpassungsprozess dar, der in den kommenden Jahren einen weiteren Rückgang und bis 2018 aus heutiger Sicht das Ende der heimischen Steinkohlenförderung bedeutet. Derzeit befinden sich noch **4**

7 Vorläufige Zahlen zum Steinkohlenbergbau für 2007, nach: Statistik der Kohlenwirtschaft [Internet: http://www.kohlenstatistik.de].

8 Vgl. zu Daten für das Jahr 2006: Statistik der Kohlenwirtschaft: Der Kohlenbergbau in der Energiewirtschaft der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 2006, Essen/Köln 2007.

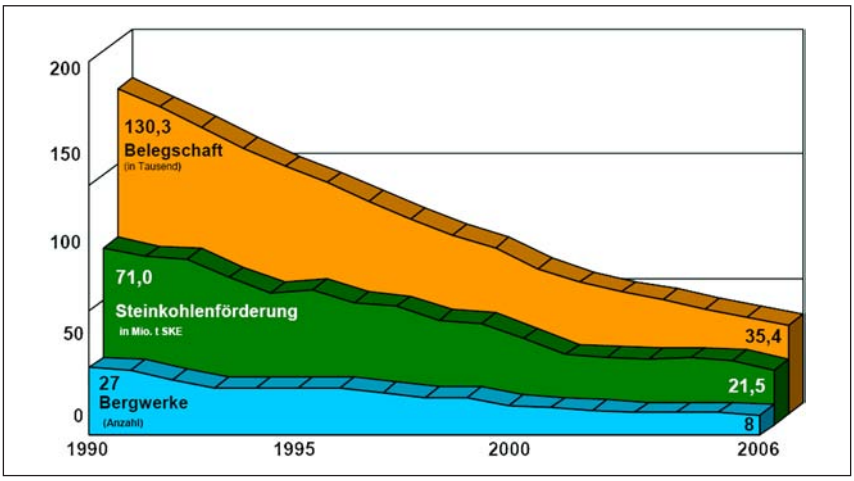


Abb. 2.2: Anpassung im deutschen Steinkohlenbergbau (Quelle: Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus: Steinkohle 2007 – Optionen für die Zukunft, Essen 2007, S. 12).

sieben Steinkohlenbergwerke in Nordrhein-Westfalen (sechs davon im Ruhrrevier) und eines im Saarland.

5 Die Produktivität, ausgedrückt als Förderleistung je Mann und Schicht, lag 2007 mit 7.071 kg verwertbarer Förderung (v. F.) um gut 10% über dem Ergebnis des Vorjahres. Die Belegschaft im deutschen Steinkohlenbergbau ist seit 2000 um über 40% verringert worden. 2007 setzte sich die rückläufige Entwicklung weiter fort. Dabei wurde die Beschäftigtenzahl (ohne Mitarbeiter in Qualifizierung und struktureller Kurzarbeit) um 2.400 auf rd. 30.100 Stand Jahresende 2007) gesenkt.[9, 10]

9 Vorläufige Zahlen zum deutschen Steinkohlenbergbau für 2007, nach: Statistik der Kohlenwirtschaft [Internet: http://www.kohlenstatistik.de].

10 Vgl. zu Daten für das Jahr 2006: Statistik der Kohlenwirtschaft: Der Kohlenbergbau in der Energiewirtschaft der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 2006, Essen/Köln 2007.

Tab. 2.1: Kennzahlen für den deutschen Steinkohlenbergbau 2002 bis 2007: (Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft e.V., Essen/Köln).

	2002 [Mio. t SKE] *[Peta-joule]*	**2003** [Mio. t SKE] *[Peta-joule]*	**2004** [Mio. t SKE] *[Peta-joule]*	**2005** [Mio. t SKE] *[Peta-joule]*	**2006** [Mio. t SKE] *[Peta-joule]*	**2007** [Mio. t SKE] *[Peta-joule]*
Steinkohlenförderung	26,8 *[785]*	26,4 *[774]*	26,6 *[780]*	25,6 *[750]*	21,5 *[630]*	22,0 *[645]*
Lagerbestände (Jahresende)	5,0 *[147]*	4,5 *[132]*	4,2 *[123]*	4,1 *[120]*	4,5 *[132]*	4,5 *[132]*
Gesamtabsatz aus inländischem Aufkommen[1]						
– Kraftwerke	20,8 *[610]*	21,1 *[618]*	21,1 *[618]*	20,3 *[595]*	18,3 *[536]*	18,8 *[551]*
– Stahlindustrie	7,2 *[211]*	6,8 *[199]*	6,7 *[196]*	6,1 *[179]*	3,7 *[108]*	4,1 *[120]*
– Wärmemarkt Inland	0,4 *[12]*	0,3 *[9]*	0,3 *[9]*	0,3 *[9]*	0,3 *[9]*	0,3 *[9]*
– Exporte	0,2 *[6]*	0,1 *[3]*	0,1 *[3]*	0,1 *[3]*	0,1 *[3]*	0,1 *[3]*
Zusammen	28,6 *[839]*	28,3 *[829]*	28,2 *[826]*	26,8 *[786]*	22,4 *[656]*	23,3 *[683]*
Schichtleistung unter Tage [kg verwertbare Förderung]	6.539	6.540	6.497	6.735	6.409	7.071
Beschäftige[2] [in 1.000]	44,5	41,1	39,5	34,7	32,5	30,1

1 Koks in Kohle umgerechnet, einschließlich Zukäufe
2 ohne Mitarbeiter in struktureller Kurzarbeit und in Qualifizierungsmaßnahmen

3 Steinkohlefinanzierungsgesetz besiegelt deutschen Auslaufbergbau bis 2018

6 Mit der politischen Vereinbarung „Eckpunkte einer kohlepolitischen Verständigung von Bund, Land Nordrhein-Westfalen (NRW) und Saarland, RAG AG und IGBCE“[11] wurde im Februar 2007 das voraussichtliche Ende des deutschen Steinkohlenbergbaus im Jahr 2018 beschlossen. Kernpunkte der Einigung sind:

- Die subventionierte Förderung der Steinkohle in Deutschland wird zum Ende des Jahres 2018 beendet. Das Land NRW beteiligt sich schon ab 2015 nicht mehr an den Absatzhilfen.
- Das Auslaufen der Förderung wird sozialverträglich ausgestaltet. Alle Beteiligten wirken daran mit, dass es bis zur Beendigung des Steinkohlenbergbaus nicht zu betriebsbedingten Kündigungen kommt.
- Im Jahr 2012 soll noch einmal auf der Grundlage eines gemeinsamen Berichtes der Bundesregierung mit den Landesregierungen von NRW und dem Saarland überprüft werden, ob der Steinkohlenbergbau „unter Beachtung der Gesichtspunkte der Wirtschaftlichkeit, der Sicherung der Energieversorgung und der übrigen energiepolitischen Ziele“[12] weiter gefördert wird. Es ist offenkundig, dass an der Kohleregelung maßgeblich Beteiligte die Umkehr des Ausstiegsbeschlusses als eine eher theoretische Möglichkeit ansehen. Die gesamte Vereinbarung basiert zudem auf dem Auslauf.[13]

7 Im weiteren Verlauf des Jahres 2007 wurde die Vereinbarung schließlich durch das „Steinkohlefinanzierungsgesetz“ gesetzlich besiegelt. Das von der Regierungskoalition aus CDU/CSU und SPD im August 2007 vorgelegte „Steinkohlefinanzierungsgesetz“ (Gesetz zur Finanzierung der Beendigung des subventionierten Steinkohlenbergbaus

11 Pressemitteilung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie vom 09.02.2007 (http://www.bmwi.de).

12 Pressemitteilung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie vom 09.02.2007 (http://www.bmwi.de).

13 Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus: Steinkohle 2007 – Optionen für die Zukunft, Essen 2007, S. 7.

zum Jahr 2018) hat am 08. November 2007 im Bundestag mit der Koalitionsmehrheit sowie am 30. November 2007 auch im Bundesrat die letzten parlamentarischen Hürden ohne Änderungen genommen.[14]

8 Im Gesetz wird darauf verwiesen, dass „der Beitrag, den der deutsche Steinkohlenbergbau zur Versorgung der deutschen Wirtschaft leistet, […] nicht mehr in einem angemessenen Verhältnis zu dem erforderlichen Subventionsaufwand" stehe. Die Vereinbarung trage der Tatsache Rechnung, „dass die Steinkohlenproduktion in Deutschland nicht wettbewerbsfähig und bis zum heutigen Zeitpunkt nicht erkennbar ist, dass die Wettbewerbsfähigkeit in absehbarer Zeit erreicht werden kann". Angesichts dessen könnten „Subventionen in Milliardenhöhe" […] auf Dauer nicht aufrechterhalten werden". Zum Aspekt der Versorgungssicherheit heißt es im Gesetz: „Bei der Versorgung der deutschen Wirtschaft mit Steinkohle überwiegen schon heute die Importe. Steinkohle kann jederzeit aus sicheren Lieferländern bezogen werden. Deswegen ist es auch aus energiepolitischer Sicht folgerichtig, dass die Steinkohlenversorgung immer mehr und schließlich vollständig durch Importe sichergestellt wird."[15]

4 Wissenschaftliche Diskussion um schnelleren Ausstieg

9 Die bis 2018 geplanten Beihilfen für die deutsche Steinkohle belaufen sich auf 19,5 Mrd. Euro, von denen der Bund 15,6 Mrd. Euro und Nordrhein-Westfalen 3,9 Mrd. Euro übernehmen. Der RAG-Konzern bezahlt zusätzlich knapp eine Mrd. Euro. Hinzu kommen für die öffentliche Hand weitere Kosten in Höhe von bis zu zwei Mrd. Euro durch sog. „Anpassungshilfen" für ältere Arbeitnehmer.[16] Vor dem Hintergrund der hohen Belastungen der öffentlichen Haushalte für die weitere Unterstützung der deutschen Steinkohle bis 2018 wurden

14 Pressemitteilung der Bundesregierung vom 30.11.2007: „Steinkohlenbergbau sozialverträglich beenden", siehe: http://www.bundesregierung.de.

15 Gesetz zur Finanzierung der Beendigung des subventionierten Steinkohlenbergbaus zum Jahr 2018 („Steinkohlefinanzierungsgesetz"), siehe http://www.bmwi.de.

16 Dow Jones – Energy Weekly: „Bundeskabinett beschließt Ausstieg aus der Steinkohle", Heft 32/2007, S. 4.

2007 Stimmen aus der Wissenschaft laut, die ein noch schnelleres Ende des deutschen Steinkohlenbergbaus einforderten.

10 Insbesondere das Rheinisch-Westfälische Institut für Wirtschaftsforschung (RWI), Essen, stach mit seiner Forderung nach einer „schnellstmöglichen Beendigung der Subventionierung des deutschen Steinkohlenbergbaus", vor allem aber der „unverzüglichen Einstellung der Bergbautätigkeiten" hervor. Diese sollten „spätestens bis 2012 restlos aufgegeben werden".[17] Die beschäftigungs- und fiskalpolitische Argumentationslinie des RWI lautet schwerpunktmäßig:

- „Die Verlängerung der bergbaulichen Aktivitäten bis einschließlich 2018 wäre […] struktur- und beschäftigungspolitisch betrachtet ein Fehler: Die in vielen anderen Bereichen händeringend gesuchten gut ausgebildeten Fachkräfte, über die die Deutsche Steinkohle AG unzweifelhaft verfügt, würden dadurch unnötigerweise in einem nicht mehr wettbewerbsfähigen Sektor gebunden und könnten nicht zu einer Steigerung der Wertschöpfung in anderen Sektoren beitragen."[18]
- „Die durch einen schnelleren als bislang vorgesehenen Ausstieg frei werdenden finanziellen Mittel könnten für den Strukturwandel in den betroffenen Regionen […] verwendet werden. […] Eine beschleunigte Senkung und baldige Beendigung der Steinkohlensubventionen erscheint zudem als viel versprechende Möglichkeit zur Verringerung der öffentlichen Defizite. Mit den eingesparten Mitteln könnte wenigstens ein Teil der auch für diese Subventionen in der Vergangenheit eingegangenen öffentlichen Verschuldung abgebaut werden."[19]
- „Durch den Verzicht auf die Steinkohlenförderung bereits ab dem Jahr 2009 könnten nach einer überschlägigen Rechnung selbst dann bis zu 10 Mrd. Euro eingespart werden, wenn der Beschäfti-

17 Siehe zur Forderung des Rheinisch-Westfälischen Instituts für Wirtschaftsforschung, Essen (RWI) u. a.: RWI-Materialien Heft 25, Essen 2007 (Frondel, M. / Kambeck, R./Schmidt, C.M.: Kohlesubventionen um jeden Preis?), und RWI-Position Nr. 21, Essen 2007 (Frondel, M. / Kambeck, R. / Schmidt, C.M.: Stellungnahme zum Steinkohlefinanzierungsgesetz).

18 Frondel, M. / Kambeck, R./Schmidt, C.M.: Stellungnahme zum Steinkohlefinanzierungsgesetz, in: RWI-Position Nr. 21, Essen 2007, S. 3.

19 Frondel, M. / Kambeck, R./Schmidt, C.M.: Stellungnahme zum Steinkohlefinanzierungsgesetz, in: RWI-Position Nr. 21, Essen 2007, S. 4.

gungsabbau bis 2018 in der jetzt vorgesehenen Weise erfolgen soll." Von den im Steinkohlefinanzierungsgesetz vorgesehenen Absatzhilfen bis 2018 „dürfte deutlich weniger als die Hälfte zur Finanzierung der Weiterbeschäftigung ausreichen. Anstatt zur Steinkohleförderung könnten die Beschäftigten in diesem Fall zur Beseitigung von Schäden und dem verantwortungsbewussten Schließen der Zechen eingesetzt werden."[20]

11 In Anbetracht der kontroversen Diskussion über die deutsche Steinkohle und ihre Zukunft wurde die PROGNOS AG, Berlin, im Jahr 2006 vom Gesamtverband Steinkohle (GVSt), Essen, beauftragt, eine Studie zu erstellen. [21] Ziel der im September 2007 abgeschlossenen Studie ist es, die regionalökonomischen Auswirkungen sowie damit zusammenhängende fiskalische Effekte des Steinkohlenbergbaus empirisch-wissenschaftlich zu analysieren. Die Untersuchung geht von der kohlepolitischen Verständigung des Jahres 2007 aus. Wesentliche Ergebnisse dieser Studie sind:[22]

- Über die direkten Einkommens- und Beschäftigungseffekte des Steinkohlenbergbaus hinaus bewirkt die Steinkohlenförderung indirekte und induzierte Wertschöpfungs-, Einkommens- und Beschäftigungseffekte in der Mantelwirtschaft und der Zulieferindustrie. Von jedem Arbeitsplatz im Steinkohlenbergbau hängen rechnerisch bundesweit weitere 1,3 Arbeitsplätze in der übrigen Wirtschaft ab.
- Die relativ hohe Arbeitslosigkeit in den früheren und noch aktiven Kohleregionen erklärt sich nach wie vor zu einem großen Teil durch den strukturellen Beschäftigungsrückgang im Bergbau. Durch ein Auslaufen des Steinkohlenbergbaus im Jahr 2018 werden in Nordrhein-Westfalen über 40.000 Arbeitsplätze verloren gehen. Trendmäßig zu erwartende autonome Beschäftigungseffekte (+ 2,25%/Jahr) in anderen Branchen gleichen diese Verluste

20 Frondel, M. / Kambeck, R./Schmidt, C.M.: Stellungnahme zum Steinkohlefinanzierungsgesetz, in: RWI-Position Nr. 21, Essen 2007, S. 3f.

21 PROGNOS AG, Berlin: Regionalökonomische Auswirkungen des Steinkohlenbergbaus in Nordrhein-Westfalen, Berlin 2007.

22 Vgl. zu den Ergebnissen die Darstellung in: Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus: Steinkohle 2007 – Optionen für die Zukunft, Essen 2007, S. 8f sowie S. 33ff.

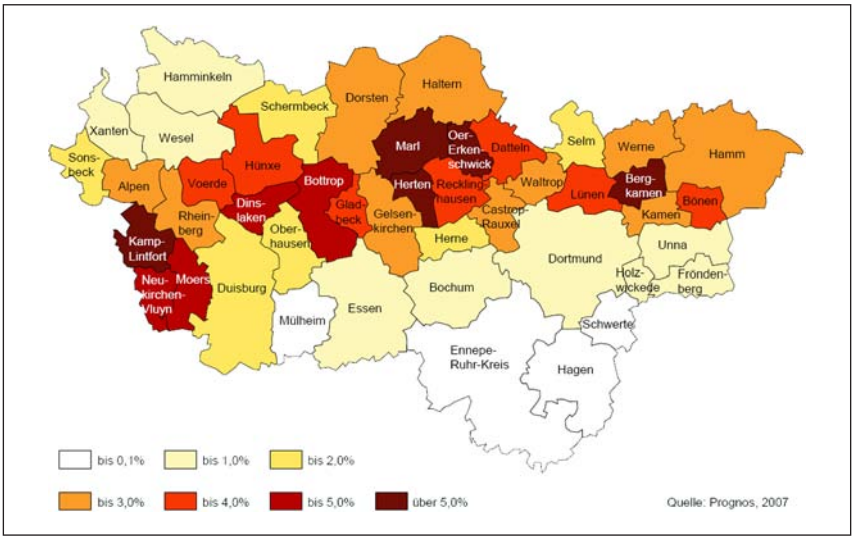


Abb. 4.1: NRW: Anteil der Bergbaubeschäftigten an der Gesamtbeschäftigung (Quelle: PROGNOS AG, Berlin: Regionalökonomische Auswirkungen des Steinkohlenbergbaus in Nordrhein-Westfalen, Berlin 2007, dargestellt in: Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus: Steinkohle 2007 – Optionen für die Zukunft, Essen 2007, S. 33).

bis dahin nur etwa zur Hälfte aus. Erst bei einer „Arbeitsplatzersatzrate" von 9% jährlich würde sich das Blatt wenden. Dies erscheint – so Prognos – jedoch nicht realisierbar. Selbst in den ehemaligen britischen Bergbauregionen konnte nur eine „Arbeitsplatzersatzrate" von 4,5%/Jahr verzeichnet werden, wobei der britische Arbeitsmarkt als flexibler gilt als der deutsche.

- Der Wegfall des Steinkohlenbergbaus als Beihilfeempfänger ermöglicht den öffentlichen Haushalten zwar Subventionseinsparungen, die in einzelnen Etats sehr beachtlich sind. Sein Verlust als Wirtschafts- und Beschäftigungsfaktor führt aber in den öffentlichen Haushalten zugleich zu Mindereinnahmen (u. a. bei Lohn-, Gewerbe- und Körperschaftssteuern) und Mehrausgaben (Arbeitslosengeld I und II). Per Saldo führt das Auslaufen des Steinkohlenbergbaus für die öffentlichen Haushalte zu keiner Ersparnis. Eingesparten Beihilfen stehen zusätzliche (einmalige) Mehrausgaben zur Deckung der Stilllegungsaufwendungen sowie

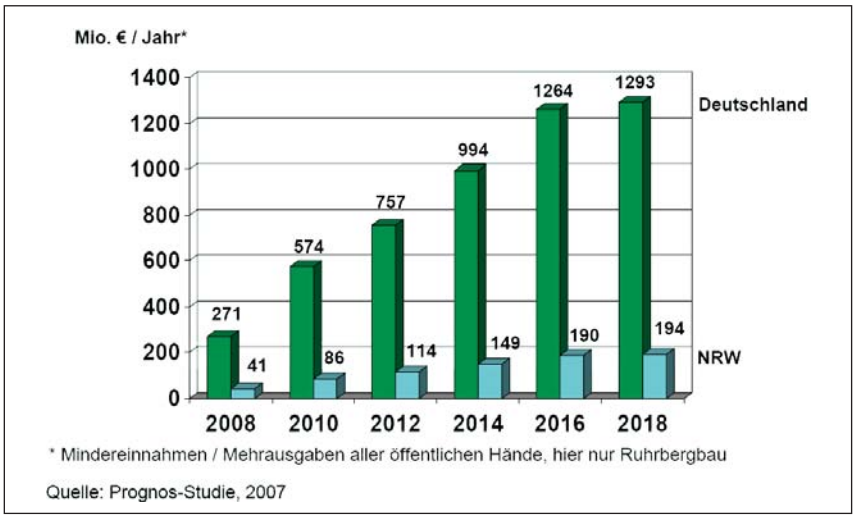


Abb. 4.2: Fiskalische Folgekosten bei einem Auslauf des Steinkohlenbergbaus in 2018 (Quelle: PROGNOS AG, Berlin: Regionalökonomische Auswirkungen des Steinkohlenbergbaus in Nordrhein-Westfalen, Berlin 2007, dargestellt in: Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus: Steinkohle 2007 – Optionen für die Zukunft, Essen 2007, S. 39).

(langfristige) fiskalische Folgekosten „in gleicher oder höherer Größenordnung gegenüber".[23]

- Selbst bei sofortiger vollständiger Stilllegung der Steinkohleförderung werden die Beihilfen der öffentlichen Hand nicht auf Null sinken, da weiterhin Kosten für die Deckung von Altlasten und Stilllegungskosten anfallen. „Dies bedeutet, dass die Finanzierungsbeiträge für den Steinkohlenbergbau keinesfalls im Verhältnis 1:1 für andere strukturpolitische Programme […] umgewidmet werden können, sondern zumindest bis 2018 vollständig oder zumindest zu einem Großteil durch Einnahmeausfälle kompensiert werden."[24] PROGNOS zieht daher das Fazit: „Die erwünschten Anpassungsprozesse im Rahmen des Strukturwandels benötigen Zeit. Wird die Steinkohlenförderung zu schnell zurückgefahren,

23 Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus: Steinkohle 2007 – Optionen für die Zukunft, Essen 2007, S. 8f. sowie S. 9.

24 PROGNOS AG, Berlin: Regionalökonomische Auswirkungen des Steinkohlenbergbaus in Nordrhein-Westfalen, Berlin 2007, S. 90.

so ist ein sozialverträglicher Strukturwandel gefährdet, mit negativen Folgen nicht nur für den Arbeitsmarkt sondern auch für das soziale Umfeld, begleitet von Abwanderung, Mindereinnahmen der kommunalen Haushalte und verringertem Handlungsspielraum für die soziale Infrastruktur."[25]

5 Kohlenimporteure sehen langfristige Versorgungssicherheit

12 Die Kohlenimporteure halten bei schneller Schließung der deutschen Zechen kurzfristige Versorgungsengpässe für möglich. Zwar sei der Bezug zusätzlicher Mengen auf dem Weltmarkt kein Problem, doch könne es bei einem zu schnellen Ende der Zechen zu logistischen Problemen kommen. Während die deutsche Steinkohle in der Nähe der Kraftwerke und Hochöfen gefördert wird, müsste die zusätzliche Importkohle von Rotterdam, Antwerpen oder Hamburg ins Ruhrgebiet angeliefert werden. Dies stelle – so der Verein der Kohlenimporteure, Hamburg, – „eine logistische Herausforderung dar".[26] Auf dem Rhein würden zusätzliche Schiffskapazitäten benötigt, zumal wenn die Energiekonzerne ihre Pläne zum Neubau von Kohlekraftwerken realisierten. Die Einfuhr der Importkohle erfolgt zu rd. 29% über deutsche Seehäfen, zu rd. 26% über die Eisenbahn und zu rd. 45% über Binnenschiffe aus dem ARA-Raum (Amsterdam-Rotterdam-Antwerpen). Ein Teil der über deutsche Seehäfen importierten Kohlen wird über Binnenschiffe und Eisenbahn weiter transportiert.[27]

13 Langfristige Engpässe bei der Kessel- und Kokskohle seien aber für Deutschland als größten Kohleverbraucher in der Europäischen Union[28] nicht gegeben. So bedeutet die Perspektive bis 2018, dass eine jährliche Steigerung der Steinkohlenimporte von rd. 2 Mill. t erforderlich ist. Zum Vergleich: Der Weltmarkt ist im vergangenen Jahr allein bei der Kraftwerkskohle um rd. 60 Mill. t gewachsen. Das Auslaufen der deutschen Förderung könne also ohne weiteres durch Koh-

25 PROGNOS AG, Berlin: Regionalökonomische Auswirkungen des Steinkohlenbergbaus in Nordrhein-Westfalen, Berlin 2007, S. 92.

26 Bein, H.-W.: Für Kohletransport fehlen Schiffe, in: Süddeutsche Zeitung, München, vom 22.06.2007.

27 Verein der Kohlenimporteure: Jahresbericht 2006, Hamburg 2005, S. 28.

28 Eurocoal – European Association for Coal and Lignite: Die Zukunft der Kohle in Europa, Brüssel 2007.

lenimporte bewältigt werden. Zweifel an der langfristigen Versorgungssicherheit entgegnet der Verein der Kohlenimporteure zum einen mit dem Hinweis auf die sicheren Herkunftsländer bei den Kokskohlelieferungen: Dies sind vorrangig die USA, Kanada und Australien. Zum anderen sei die Lieferbasis bei der Kraftwerkskohle geopolitisch gut gestreut, so dass es zu keinen Problemen kommen werde.[29] Kraftwerkskohle wird überwiegend bezogen aus Südafrika, Kolumbien, Russland, Polen und zunehmend aus Indonesien, das sich auf Dauer zu einer fünften Säule des Kraftwerkskohlenimportes entwickeln könnte. Kleine Mengen kommen aus Venezuela, den USA und Tschechien. Zudem sind in einigen Jahren neue Player im Weltkohlenhandel (etwa Mosambik) zu erwarten.[30]

14 Bei Rohstoffvorkommen wie der Kohle ist zwischen den Begriffen „Ressourcen" und „Reserven" zu unterscheiden. Ressourcen beschreiben die gesamte Substanz an Kohle in einer Lagerstätte. Die Reserven sind der Teil davon, der nach heutigen Maßstäben technisch und wirtschaftlich gewinnbar ist. Mit steigenden Preisen können aus dem Ressourcenbereich Vorräte den Reserven zuwachsen, wenn unter höheren Gewinnungskosten nun profitabel gearbeitet werden kann. Aktuelle Reserveeinschätzungen der Bundesanstalt für Geowissenschaft und Rohstoffe (BGR, Bonn) für Steinkohle liegen bei etwa 640 Mrd. t SKE. Die Reserven gewährleisten bezogen auf den aktuellen Jahresverbrauch eine statische Reichweite von rd. 150 Jahren. Im Gegensatz zu Öl und Gas liegt die Kohle somit hinsichtlich der Reichweite außerhalb jeder Diskussion um mögliche Verknappungstendenzen.[31]

15 Zahlreiche international tätige Institutionen wie z.B. die International Energy Agency (IEA), das World Energy Council (WEC) und das US-amerikanische Department of Energy (DOE) zählen in ihren aktuellen Prognosen auch über das Jahr 2030 hinaus die Kohle zu den tragenden Stützen zur Deckung des wachsenden Weltenergiebedarfs. Der Markt „rund um die Kohle" wird sich daher weiterhin als wichtiges Exportfeld erweisen, z.B. im Bereich der Bergbaumaschinen oder Kraftwerkstechnologie.

---

29 Köpke, R.: Eine marginale Größe, Interview mit Ritschel, W. (Geschäftsführer des Vereins der Kohlenimporteure, Hamburg), in: Energie&Management – Zeitung für den Energiemarkt, Heft 21/07, S. 14.

30 Verein der Kohlenimporteure: Jahresbericht 2006, Hamburg 2006, S. 27.

31 Ritschel, W./Schiffer, H.-W.: Weltmarkt für Steinkohle – Ausgabe 2007 (Hrsg.: RWE Power), Essen/Köln 2007, S. 10f.

6 Deutsche Bergbaumaschinenindustrie

16 Nach Einschätzung des Fachverbandes Bergbaumaschinen im Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau (VDMA), Frankfurt, entwickelt sich China zunehmend zu einem starken Wettbewerber für die deutschen Hersteller von Bergbaumaschinen. China hat Deutschland mittlerweile Platz zwei in der Welt hinter den mit Abstand führenden USA abgenommen. Der Absatz der deutschen Hersteller von Bergbaumaschinen wird im Jahr 2008 in der Volksrepublik China voraussichtlich drastisch um rund ein Drittel zurückgehen.[32] Hintergrund ist die zunehmende chinesische Konkurrenz durch Hersteller im eigenen Land. Während die Volksrepublik China noch 2007 deutsche Bergbaumaschinen im Wert von 257 Mill. Euro importiert hat, wird in diesem Jahr nur noch mit 169 Mill. Euro gerechnet.

17 Auch auf dem wichtigen US-Markt haben die deutschen Hersteller inzwischen verstärkt mit Anbietern aus der Volksrepublik China zu kämpfen.[33] Mit einem extremen Anstieg der chinesischen Exporte in die USA macht die Konkurrenz aus Fernost den deutschen Herstellern nun auch in ihrem derzeit wichtigsten Markt zu schaffen. Dort ist es den chinesischen Anbietern gelungen, ihre Exporte innerhalb nur eines Jahres um mehr als 500% zu steigern. Die Chinesen sind mittlerweile – so VDMA – in der Lage, auch komplette und technisch anspruchsvolle Anlagen selbst herzustellen. Zudem werden technische Defizite bei den Kunden oft durch „großzügige Rabatte“ oder auch Darlehen ausgeglichen.[34]

18 Der deutsche Bergbaumaschinenbau lebt zu rd. 85% vom Auslandsgeschäft. Aufgrund des weltweiten Rohstoffbooms verzeichnete die Sparte 2007 einen Umsatzanstieg um 14% auf 2,91 Mrd. Euro.[35] Für 2008 rechnen die deutschen Hersteller jedoch nur noch mit einem gleich bleibenden Geschäft. Erwartete Rückgänge in der Volksrepu-

32 Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau (VDMA): Jahresbericht Bergbaumaschinen 2007, Frankfurt 2007.

33 König, M.: Absatzeinbruch für Bergbaumaschinenhersteller, in: Glückauf, 144. Jg., Heft 1/2/2008, S. 581.

34 Bein, H.-W.: Klage gegen Produktpiraten, in: Süddeutsche Zeitung, München, vom 30.11.2007.

35 Bein, H.-W.: Klage gegen Produktpiraten, in: Süddeutsche Zeitung, München, vom 30.11.2007.

blik China, den USA und Australien sollen dabei Zuwächsen in Russland und Indien gegenüberstehen. Bei der Zahl von rund 16.500 Beschäftigten werden keine Veränderungen erwartet.

19 Der überwiegende Teil der Bergbauzulieferindustrie ist mit seinen Beschäftigten in den deutschen Bergbaurevieren angesiedelt. So sind z.B. 80% aller Bergbauzulieferer in Nordrhein-Westfalen ansässig. 120 überwiegend mittelständische Unternehmen decken die gesamte Palette der Tief- und Tagebautechnik in allen Bergbauzweigen ab.[36] Trotz des hohen Auslandsanteils der Branche sieht der Fachverband Bergbaumaschinen nach dem Aus der deutschen Steinkohle tausende Arbeitsplätze in der Bergbauzulieferindustrie in Gefahr. Um deutsche Technik den Kunden vorzuführen, seien Schachtanlagen nötig. Falle diese Möglichkeit vor Ort weg, so würden die Hersteller ihre Produktion in andere Länder verlegen.[37]

7 „Kraftwerk der Zukunft" in Wilhelmshaven

20 Im Rahmen der Technologie-Initiative „innovate.on" plant die E.ON Energie AG in Wilhelmshaven (Niedersachsen) den Bau eines Steinkohlekraftwerk-Prototyps mit einem bislang nicht erreichten Wirkungsgrad von über 50%. Um die angestrebte Wirkungsgraderhöhung zu erzielen, werden neue Werkstoffe zum Einsatz gebracht. Sie müssen einer Dampftemperatur von 700 °C und einem Druck von 350 bar standhalten. Einzelne Bauteile aus derartigen Werkstoffen hat E.ON bereits im Kraftwerk Scholven in Gelsenkirchen (Nordrhein-Westfalen) getestet. Bis sie in einer Großanlage eingesetzt werden können, sind noch weitere Forschungs- und Entwicklungsarbeiten nötig. Nach Abschluss dieser Arbeiten will E.ON bereits 2010 mit dem Bau des Kraftwerks in Wilhelmshaven beginnen. 2014 soll die Anlage mit einer Leistung von 500 MW in Betrieb gehen.[38]

21 Für das Projekt investiert E.ON rd. eine Mrd. Euro. Der Küstenstandort Wilhelmshaven ist für eine derartige Anlage besonders gut geeignet: Zum einen können die Kühlwassermengen jederzeit der

36 Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus: Steinkohle 2007 – Optionen für die Zukunft, Essen 2007, S. 44.
37 Westdeutsche Allgemeine Zeitung, Lünen, vom 22.02.2007.
38 Pressemitteilung der E.ON Energie AG, München, vom 14.09.2007.

Nordsee entnommen werden, zum anderen große Seeschiffe die Importkohle direkt anliefern.[39] Der neue Kraftwerksblock wird neben ein schon bestehendes 747 MW-Kraftwerk von E.ON gebaut.[40] Zudem wird die Deutschland-Tochter der zur französischen Suez-Gruppe gehörenden Electrabel S.A. noch in diesem Jahr mit dem Bau eines 800 MW-Kohlekraftwerkes in Wilhelmshaven beginnen.[41] E.ON und Electrabel haben darüber hinaus eine Option auf je einen zweiten Kraftwerksblock ab 2020/25.[42]

22 Neben der Kohleverstromung ist geplant, Wilhelmshaven zum zweitgrößten Kohle-Importhafen Europas hinter Rotterdam auszubauen. Darüber hinaus verfügt der Standort über beachtliche Kapazitäten in der Mineralöl-Anlandung sowie Mineralöl-Verarbeitung. Die Nord-West-Oelleitung GmbH (NWO), Wilhelmshaven, löscht jährlich rd. 20 Mio. t Öl. Einschließlich des bei der Wilhelmshavener Raffineriegesellschaft angelandeten Öls (etwa zehn Mill. t) kommt die „Energie-Drehscheibe" an der Jade auf gut ein Viertel der gesamten Einfuhren.

8 Technische Innovationen im deutschen Steinkohlenbergbau

23 In den vergangenen 15 Jahren zeigte sich bei der Produktivität der untertägigen Gewinnungsbetriebe in Deutschland ein deutlicher Entwicklungssprung. Er beruht vor allem auf stringentem unternehmerischem Handeln mit den Schwerpunkten:

- Effiziente Gestaltung von Prozessen und Organisation
- Qualifizierung und Motivation der Mitarbeiter
- Technische Innovationen mit einer strengen Standardisierung[43]

39 Pressemitteilung der E.ON Energie AG, München, vom 14.09.2007.
40 Nordwestzeitung, Oldenburg, vom 15.09.2007.
41 Dow Jones – Energy Weekly: „Schweizer beteiligen sich an Kraftwerk in Wilhelmshaven", Heft 1/2008, S. 2.
42 Nordwestzeitung, Oldenburg, vom 28.01.2008.
43 Eikhoff, J.: Entwicklungen im deutschen Steinkohlenbergbau, in: Glückauf, 143. Jg., Heft 1/2/2007, S. 10ff.

24 Im unmittelbaren Abbaubereich, das heißt im Streb und an den Streb-Streckenübergängen, kommt es in erster Linie darauf an, dass die drei Hauptkomponenten Ausbau, Strebförderer und Gewinnungsmaschine optimal aufeinander abgestimmt sind und eine Einheit bilden.[44] Streblängen von 500 m sind heute technisch möglich, aber nicht immer sinnvoll. Durch den Zuschnitt der Lagerstätte, die Platzverhältnisse für die Antriebe in den Strecken, die Flözmächtigkeit und die Klimatisierung sind hier Grenzen gesetzt, die ein individuelles Planen eines jeden Abbaubetriebs erfordern. Die Technik im Abbaubereich muss heutzutage folgende Anforderungen erfüllen:

- Der Schildausbau zum Offenhalten des Gewinnungsraums muss eine extrem hohe Stützkraft, eine elektrohydraulische Steuerung mit Fernüberwachung von über Tage sowie automatisierte Bewegungsvorgänge besitzen.
- Der Strebförderer zum Abtransport der Kohle muss ein hohes Transportvolumen, geringen Verschleiß und leistungsstarke Antriebe für Streblängen bis über 400 m besitzen.
- Der Walzenlader für die schneidende Gewinnung muss in einer wartungsfreundlichen Modulbauweise ausgeführt sein, verbunden mit einer umfangreichen Sensorik, einer integrierten IPC-Technik und einer Fernsteuerung (Maschinengeschwindigkeiten von bis zu 30 m/min).[45]
- Der Gleithobel für die schälende Gewinnung muss in der sog. schweren Ausführung ausgeführt werden, so dass auch bei harter Kohle hohe Schnitttiefen erreicht werden.[46]

25 Der Erfolg in den Abbaubetrieben hängt ganz wesentlich vom Zustand der Abbaubegleitstrecken ab. Deren Auffahrung ist nicht nur leistungsfähig, sondern auch in einer für die spätere Nutzung erforderlichen Qualität zu realisieren. Rund 40% der Strecken werden heute maschinell, also mit Teilschnittmaschinen, aufgefahren. Richtig dimensionierte Abbaustrecken, die bei dem Strebdurchgang Quer-

44 Eikhoff, J.: Stand und Perspektiven der deutschen Steinkohle, in: Bergbau, Heft 12/2007, S. 540ff.

45 Nienhaus, K. / Winkel, R.: Automatisierung, Assistenz und Diagnose – Aktuelle Trends, in: Glückauf, 143. Jg., Heft 5/2007. S. 223ff.

46 Bittner, M. / Weiß, H.-J.: Einsatz schwerer Hobelanlagen – von der Innovation zum Standard, in: Glückauf, 143 Jg., Heft 7/8/2007, S. 326ff.

schnitt und Stabilität gewährleisten, sind ein wichtiger Erfolgsfaktor für Hochleistungsbetriebe. Die Anforderungen lassen sich folgendermaßen beschreiben:

- Weitere Steigerung der Auffahrleistung trotz zunehmender Streckenquerschnitte.
- Hohe Ausbauwiderstände durch eine Kombination von Stahlausbau in Verbindung mit Ankern und einer Baustoffhinterfüllung.
- Einsatz standardisierter Teilschnittmaschinen mit einer verfahrbaren Ankerplattform und Doppel-Ankerbohr- und -setzeinrichtung, einer Funkfernsteuerung sowie automatisierter Streckenprofilkontrolle für ein profilgenaues Schneiden.
- Konventionelle Sprengvortriebe mit hoher Automatisierung auf Basis integrierter IPC-Technik, die ein selbstständiges Bohren, Ausbau setzen und Ankern zulässt.[47]

26 Neben dem Abtransport der gewonnenen Kohle steht insbesondere der untertägige Materialtransport vor speziellen Herausforderungen.[48] Die durch die Zunahme der installierten Leistung in Abbau und Vorleistung immer größeren und schwereren Betriebsmittel müssen zuverlässig, schnell, sicher und möglichst ohne Teildemontage transportiert werden. Dies führte im deutschen Steinkohlenbergbau zur Einführung einer neuen leistungsstarken Einschienenhängebahngeneration vom Typ DZ 2000. Die Vorteile dieses inzwischen standardisierten Transportmittels sind:

- Kompakte und für enge Streckenverhältnisse geeignete Bauweise.
- Hohe Nutzlast von bis zu 50 t.
- Transport von bis zu zehn Transporteinheiten gleichzeitig.

In Verbindung mit einem computergesteuerten Material-Verfolgungssystem können damit heute die Anforderungen an die Logistik erfüllt werden.

47 Thyrock, K. / Prinz, F.: Standardisierung und Automatisierung von Spreng- und Ankerbohrwagen, in: Glückauf, 143. Jg., Heft 1/2/2007, S. 18ff.

48 Wilkin, H.-J.: Optimierung der gesamten Logistikkette bei der DSK, in: Glückauf, 143. Jg., Heft 7/8/2007, S. 342ff.

9 Investitionen in Kokerei Prosper sichern Zukunft

27 Mit der Grundsteinlegung für einen der modernsten Ventilatorkühltürme auf diesem Industriesektor startete Deutschlands zweitgrößte Kokerei Prosper im Juni 2007 die Umsetzung eines Zukunft sichernden Investitionsprogramms, für das allein im Jahr 2007 rund 15 Mill. Euro bereitgestellt wurden.[49] Den Anstoß dafür lieferten die weltweit wachsende Nachfrage und hohen Preise für Koks, der vor allem in der global boomenden Stahlindustrie dringend benötigt wird. Den deutlich sichtbaren Auftakt markiert das neue 29 m lange und über 15 m hohe Kühlturmgebäude mit seinen zwei Kühlzellen. Nach der Fertigstellung durchlaufen bis zu 3.000 m^3/h Wasser – was dem Inhalt von 35.000 Badewannen entspricht – den Komplex. Als zentraler Bestandteil des geschlossenen Kokerei-Kühlkreislaufs wird in seinem Inneren vor allem das zur Gaskühlung eingesetzte Umlaufwasser vor jedem neuen Durchlauf von 40 °C auf 20 °C rückgekühlt.

28 Aufgrund der gestiegenen Nachfrage produziert die Kokerei mittlerweile konstant an der Kapazitätsgrenze: Täglich rund 5.500 t Koks und 2,7 Mill. m^3 Gas, von dem bis zu 50% zur Befeuerung der 146 Koksöfen dient. Der neue zentrale Kühlturm optimiert die vorausgehenden Reinigungsschritte, in deren Verlauf zusätzlich beachtliche Mengen an Kohlenwertstoffen für die chemische Industrie gewonnen werden. Die derart gesteigerte Qualität des gereinigten Einsatzgases führt gleichzeitig zu Effizienzerhöhungen und einer weiteren Senkung der Emissionen. Dabei reicht die Kapazität der Anlage neben der Bewältigung des Gasanfalls aus der Produktion auch zur Kühlung weiterer Kreislaufwässer aus anderen Prozessschritten. Ausgelegt, um den Wirkungsgrad selbst unter lang anhaltenden extremen Außentemperaturen zu garantieren, wurde auch an den umweltschonenden Ersatz von Verdunstungsverlusten gedacht. Diese können künftig optional durch aufgefangenes Regenwasser ausgeglichen werden.

49 Gutberlet, K.: Kokerei Prosper investiert weiter in die Zukunft, in: Glückauf, 143. Jg., Heft 6/2007, S. 266ff.

Braunkohle 2007

Die deutsche Braunkohlenindustrie im Jahr 2007

Uwe Maaßen

Die inländische Braunkohlengewinnung hat sich im Jahr 2007 um 2,3% auf 180,4 Mio. t erhöht. Von der im Jahr 2007 realisierten Fördermenge, die einem Heizwert von 55,5 Mio. t SKE entspricht, wurden mit 165,2 Mio. t rund 92% in Kraftwerken der allgemeinen Versorgung eingesetzt. Das waren 2,6% mehr als im Vorjahr. 12,6 Mio. t sind in den Fabriken des Braunkohlenbergbaus zur Herstellung fester Produkte eingesetzt worden. 1,8 Mio. t wurden zur Stromerzeugung in Grubenkraftwerken genutzt. Auf sonstigen Rohkohlenabsatz und Bestandsveränderungen entfielen 0,9 Mio. t. Zur gesamten Stromerzeugung in Deutschland hat die Braunkohle im Jahr 2007 mit 24,5% beigetragen.

Inhaltsübersicht

		Rn.
1	Braunkohle und Energiewirtschaft	1–5
2	Vorkommen	6
3	Aufkommen und Außenhandel	7–21
3.1	Braunkohleförderung	9–21
3.1.1	Rheinisches Revier	11
3.1.2	Lausitzer Revier	12–15
3.1.3	Mitteldeutsches Revier	16–19
3.1.4	Helmstedter Revier	20–21
4	Verwendung der Braunkohle	22–58
4.1	Stromerzeugung	23–54
4.1.1	Rheinisches Revier	39–43
4.1.2	Lausitzer Revier	44–47
4.1.3	Mitteldeutsches Revier	48–51
4.1.4	Helmstedter Revier und sonstige Kraftwerke	52–54
4.2	Veredelungsbetriebe	55–58
5	CO_2-Abscheidung und Speicherung	59–63
6	Beschäftigte	64–67
7	Wiedernutzbarmachung	68–69
8	Bewältigung des Strukturbruchs in den neuen Ländern	70–72

1 Braunkohle und Energiewirtschaft

Die *Braunkohle* war im Jahr 2007 mit 11,5% am Primärenergieverbrauch beteiligt. Damit steht die Braunkohle in der deutschen Energieverbrauchsbilanz hinter Mineralöl (33,6%), Erdgas (22,3%) und Steinkohle (14,2%) an vierter Stelle. Auf Kernenergie entfiel 2007 ein Anteil von 11,0%. Die Erneuerbaren Energieträger erreichten insgesamt einen Anteil von 7,2%. **1**

2 Mit einer *Fördermenge* von 55,5 Mio. t SKE hielt die Braunkohle im Jahr 2007 bundesweit einen Anteil von fast 40% an der *Primärenergiegewinnung* von rund 139 Mio. t SKE. Die Beiträge der anderen Energieträger zur Primärenergiegewinnung teilen sich im Jahr 2007 wie folgt auf: 22,3 Mio. t SKE Steinkohle, 18,4 Mio. t SKE Erdgas, 5,0 Mio. t SKE Mineralöl, 7,4 Mio. t SKE Wasser- und Windkraft sowie 26,5 Mio. t SKE sonstige Energieträger.

3 Im Jahr 2007 entfielen von der gesamten Elektrizitätserzeugung in Deutschland 24,5% auf die Braunkohle. Sie gehört damit – neben der Steinkohle (22,8%) und der Kernenergie (22,1%) – zu den tragenden Säulen der Stromversorgung. Des Weiteren basierte die Stromerzeugung zu 11,7% auf dem Einsatz von Erdgas. Öl war mit 1,3% beteiligt. Auf erneuerbare Energien entfielen 13,7% und auf sonstige Energien 3,9% – jeweils gemessen an der gesamten Brutto-Stromerzeugung.

4 In Tabelle 1.1 sind die wichtigsten Kennzahlen zum Beitrag der einzelnen Braunkohlenreviere zur Energieversorgung in Deutschland ausgewiesen. Die Eigentümerstruktur der Unternehmen der Braunkohlenindustrie ist in Abb. 1.1 dargestellt. Der enge Verbund von Rohstoffgewinnung und Verstromung wird auch hier deutlich.

5 Die CO_2-Emissionen aus Braunkohle sind im Jahr 2007 um 2,4% auf 183 Mio. t gestiegen. Im Gesamtzeitraum 1990 bis 2007 war ein Rückgang um 160 Mio. t entsprechend 47% zu verzeichnen. Der Anteil der Braunkohle an den energiebedingten CO_2-Emissionen in Deutschland (einschließlich Industrieprozesse) hat sich damit von 33% im Basisjahr des Kyoto-Protokolls auf 21% vermindert.

2 Vorkommen

6 Die gesamten Braunkohlenvorkommen in Deutschland belaufen sich auf etwa 77 Mrd. t. Davon sind nach heutigem Stand der Tagebautechnik und der Energiepreise – bezogen auf eine international festgelegte Definition zur Bewertung von Lagerstätten – etwa 41 Mrd. t als gewinnbar klassifiziert. In genehmigten und erschlossenen Tagebauen sind etwa 6,1 Mrd. t verfügbar. Die Lagerstätten sind im Wesentlichen in drei Regionen konzentriert; dies sind das *Rheinland*, die *Lausitz* und das Gebiet zwischen *Helmstedt* und Leipzig/Halle (*Mitteldeutschland*). Details sind in Tabelle 2.1 aufgeführt.

Tab. 1.1: Beitrag der Braunkohlenreviere zur Energieversorgung in Deutschland 2007

	Einheit	**Rheinland**	**Lausitz**	**Mittel-deutschland**	**Helmstedt, Hessen**	**Insgesamt**
1. Primärenergiegewinnung (PEG)	Mill. t SKE	30,2	17,6	6,9	0,8	55,5
Anteil an der PEG	%	21,7	12,7	5,0	0,6	39,9
in Deutschland						
2. Primärenergieverbrauch (PEV)	Mill. t SKE	29,7	17,6	6,9	0,8	55,0
Beitrag zur Deckung des PEV	%	6,2	3,7	1,4	0,2	11,5
in Deutschland						
3. Brutto-Stromerzeugung	TWh	79,0	53,5	20,8	2,7	156,0
aus Braunkohle	%	12,4	8,4	3,3	0,4	24,5
Beitrag zur Brutto-Strom-erzeugung in Deutschland						
4. Brutto-Stromerzeugung der Kraftwerke der allgem.						
Versorgung aus Braunkohle	TWh	76,9	53,1	20,2	2,7	152,9
Beitrag zur Brutto-Strom-erzeugung der Kraftwerke der allgem. Versorgung	%	14,6	10,1	3,8	0,5	29,0
in Deutschland						

Unternehmensstrukturen im deutschen Braunkohlenbergbau

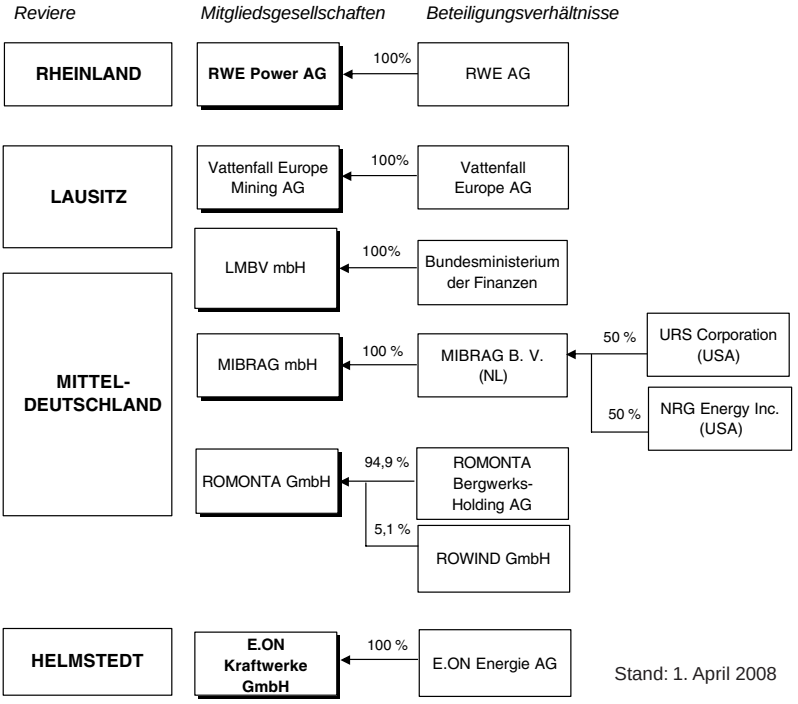


Abb. 1.1: Unternehmensstrukturen im deutschen Braunkohlenbergbau

Tab. 2.1: Lagerstättenvorräte der Braunkohlenreviere (Stand 31.12.2007)

	Rheinland	**Lausitz**	**Mitteldeutschland**	**Deutschland**
	in Mrd. t			
Geologische Vorräte	55,0	12,2	10,0	**77,2**
wirtschaftl. gewinnbare Vorräte	35,0	3,7	2,1	**40,8**
genehmigte und erschlossene Tagebaue	3,6	1,9*	0,6	**6,1**

* nutzbare Vorratsmenge laut genehmigten Braunkohlenplänen per 31. 12. 2007 = 1,4 Mrd. t

Stand: September 2008 Quelle: Angaben der Unternehmen

3 Aufkommen und Außenhandel

Das Aufkommen an Braunkohle in Deutschland belief sich im Jahr 2007 auf 55,6 Mio. t SKE. Es setzte sich 55,5 Mio. t SKE aus inländischen Fördermengen und mit 0,1 Mio. t SKE aus Importen zusammen. **7**

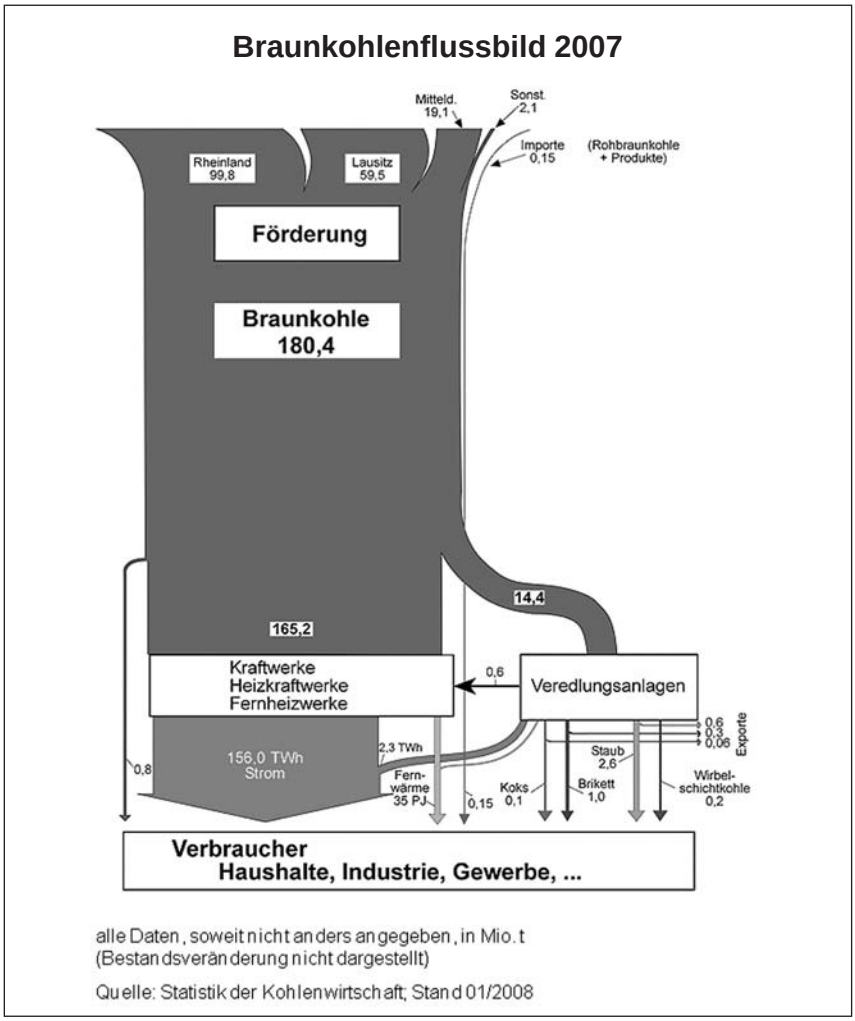


Abb. 3.1: Braunkohlenflussbild 2007

Etwa 0,7 Mio. t SKE Braunkohlenprodukte werden ins Ausland geliefert. **8**

3.1 Braunkohlenförderung

9 Der Abbau der Braunkohle im Tagebau von 180,4 Mio. t im Jahr 2007 konzentriert sich auf vier Regionen. Das sind das Rheinische Revier im Städtedreieck Köln-Aachen-Mönchengladbach, das Lausitzer Revier im Südosten des Landes Brandenburg und im Nordosten des Landes Sachsen, das Mitteldeutsche Revier im Südosten des Landes Sachsen-Anhalt und im Nordwesten des Landes Sachsen sowie das Helmstedter Revier in Niedersachsen.

10 Der Braunkohlenbergbau im Tagebau erfordert ein Abräumen der über der Kohle liegenden Erdschichten. Im Jahr 2007 sind insgesamt 970 Mio. m^3 Deckgebirgsmassen bewegt worden. Daraus ergibt sich ein Leistungsverhältnis von 5,4 : 1 zwischen Abraum und Kohle (jeweils m^3 Abraum zu t Kohle). Die in den einzelnen Revieren im Durchschnitt erreichten Relationen gehen – ebenso wie die jeweiligen Heizwerte der geförderten Kohle – aus Tabelle 3.1 hervor.

Tab. 3.1: Leistungszahlen des Braunkohlenbergbaus sowie Heizwerte der geförderten Kohle nach Revieren im Jahr 2007

	Abraum-bewegung 1.000 m^3	Braun-kohlen-gewinnung 1.000 t	Förder-verhältnis A/K m^3/t	Heizwert kJ/kg	SKE-Faktor *) kg SKE je kg	Braun-kohlen-gewinnung 1.000 t SKE
Rheinland	436.186	99.752	4,4 : 1	8.888	0,303	30.251
Lausitz	449.407	59.460	7,6 : 1	8.675	0,296	17.600
Mitteldeutschland	75.332	19.082	3,9 : 1	10.621	0,362	6.915
Helmstedt	9.179	2.116	4,3 : 1	10.661	0,364	770
insgesamt	970.105	180.409	5,4 : 1	9.022	0,308	55.536

*) 1 kg SKE entspricht 29.308 kJ.

3.1.1 Rheinisches Revier

11 Die Braunkohlenförderung der RWE Power AG betrug 2007 fast 100 Mio. t. Sie war damit um 3,7% höher als im Vorjahr. Die Abraumbewegung erreichte 436,2 Mio. m^3 gegenüber 415,8 Mio. m^3 im Jahr 2006. Nach Tagebauen setzte sich die Förderung 2007 wie folgt zusammen: Es entfielen 40,4 Mio. t auf Garzweiler, 37,9 Mio. t auf Hambach und 21,5 Mio. t auf Inden. Bei RWE Power AG betrug der

Kohleneinsatz in den Braunkohlenkraftwerken der allgemeinen Versorgung 88,6 Mio. t. Das entsprach einem Anstieg um 4,1% gegenüber dem Vorjahr. Im Braunkohlenbergbau, in den Braunkohlenkraftwerken sowie in den Braunkohlen-Veredlungsbetrieben der RWE Power AG, Essen/Köln, waren 11.404 Mitarbeiter beschäftigt (Stand: 31.12.2007).

3.1.2 Lausitzer Revier

12 Vattenfall Europe Mining & Generation ist mit den Tagebauen und Veredlungsanlagen der Vattenfall Europe Mining (VE-M), den Grund- und Spitzenlastkraftwerken der Vattenfall Europe Generation (VE-G) sowie den norddeutschen Kernkraftwerksbeteiligungen die tragende Säule des Kerngeschäftes innerhalb des Konzerns Vattenfall Europe.

13 Im Jahr 2007 förderte die VE-M 59,5 Mio. t Rohbraunkohle. Das sind 2,6% mehr als im Vorjahr. Die Förderung wurde aus den Tagebauen Jänschwalde, Cottbus-Nord und Welzow-Süd im Bundesland Brandenburg sowie Nochten in Sachsen erbracht. Der Tagebau Reichwalde ist gestundet. Im Jahr 2007 verteilte sich die Braunkohlenförderung mit 4,2 Mio. t auf Cottbus-Nord, mit 14,4 Mio. t auf Jänschwalde, mit 21,5 Mio. t auf Welzow-Süd und mit 19,4 Mio. t auf Nochten.

14 Für eine kontinuierliche und sichere Förderung war es notwendig, 449 Mio. m^3 Abraum zu bewegen und 390 Mio. m^3 Grubenwasser zu heben. Der Rohbraunkohlenabsatz betrug 57,0 Mio. t. Damit wurde die Vergleichszahl des Vorjahres um 3,2% überschritten. 56,9 Mio. t wurden an die Lausitzer Großkraftwerke der VE-G geliefert.

15 Bei der Vattenfall Europe Mining AG waren zum 31. Dezember 2007 insgesamt 7.880 Mitarbeiter beschäftigt. Die Lausitzer und Mitteldeutsche Bergbau-Verwaltungsgesellschaft mbH zählte in der Lausitz zum gleichen Stichtag 454 Mitarbeiter.

3.1.3 Mitteldeutsches Revier

16 Die Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH (MIBRAG), Theißen, förderte 18,6 Mio. t Rohkohle. Im Tagebau Profen (Sachsen-Anhalt), das unter anderem das Kraftwerk Schkopau mit Roh-

braunkohle versorgt, wurden 8,1 Mio. t Rohkohle abgebaut. Im Tagebau Schleenhain (Sachsen), aus dem das Kraftwerk Lippendorf versorgt wird, wurde eine Rohkohlenförderung von 10,5 Mio. t erreicht.

17 Die MIBRAG, die zu je 50% der Washington Group International (USA) und der NRG Energy Inc. (USA) gehört, beschäftigte zum Jahresende 2007 insgesamt 2.005 Mitarbeiter. Das waren 31 weniger als zum 31. Dezember 2006.

18 Ebenfalls im Mitteldeutschen Revier unterhält die ROMONTA GmbH am Standort Amsdorf (Sachsen-Anhalt) einen Tagebau. 2007 wurden 0,5 Mio. t Rohkohle gefördert. Aus der gewonnenen Braunkohle wird insbesondere Rohmontanwachs extrahiert. Zum Jahresende 2007 beschäftigte die ROMONTA GmbH 338 Mitarbeiter.

19 Der Mitarbeiterstand bei der Lausitzer und Mitteldeutsche Bergbau-Verwaltungsgesellschaft mbH belief sich in diesem Revier zu dem genannten Zeitpunkt auf 210 Personen.

3.1.4 Helmstedter Revier

20 Die BKB AG, Helmstedt, eine 100%ige Tochter der E.ON Kraftwerke GmbH, förderte 2007 aus dem Tagebau Schöningen 2,1 Mio. t Braunkohle. Damit wurde die Leistung des Jahres 2006 um 17,3% überschritten. Die BKB beschäftigte zum 31. Dezember 2007 im Braunkohlenbergbau und in der Braunkohlenstromerzeugung 699 Mitarbeiter.

21 Seit 1. April 2008 ist die BKB als Standort mit dem Kraftwerk Buschhaus, dem Bergbau, Tagebau Schöningen und einem Teil der bisherigen BKB-Zentrale in die E.ON Kraftwerke GmbH überführt worden und firmiert hier unter dem Namen E.ON Kraftwerke, Helmstedter Revier.

4 Verwendung der Braunkohle

22 Angesichts ihres Wassergehalts (Tabelle 4.1) von durchschnittlich 55% ist der Transport von Rohbraunkohle über große Entfernungen nicht wirtschaftlich. Entsprechend wird die Rohbraunkohle überwiegend in der Nähe der Tagebaue eingesetzt bzw. zu Braunkohlenprodukten veredelt (Tabelle 4.2).

Tab. 4.1: Ausgewählte Kohlequalitätsdaten (in Betrieb befindliche und geplante Abbaubereiche)

Revier	Heizwert kJ/kg	Aschegehalt %	Wassergehalt %	Schwefelgehalt %
Rheinland	7.800–10.500	1,5–8,0	50–60	0,15–0,5
Helmstedt	8.500–11.500	5,0–20,0	40–50	1,5–2,8
Lausitz	7.900–9.300	2,5–13,0	50–58	0,3–1,4
Mitteldeutschland	9.000–11.300	6,5–8,5	49–53	1,5–2,1

Stand: 31.12.2007 Quelle: Angaben der Unternehmen

Tab. 4.2: Verwendung der Braunkohlenförderung

	1989 1 000 t	2004 1 000 t	2005 1 000 t	2006 1 000 t	2007 1 000 t
Rheinland					
Förderung	104.210	100.286	97.288	96.178	99.752
Verwendung:					
Strom- und Fernwärmeerzeugung	87.542	91.030	87.864	86.465	90.110
darunter:					
Kraftwerke der allg. Versorgung	86.160	89.535	86.415	85.119	88.603
Grubenkraftwerke	1.382	1.494	1.449	1.346	1.506
Absatz an Heizwerke	–	–	–	–	–
Einsatz in Veredlungsbetrieben/ Selbstverbrauch	13.382	8.909	9.112	9.420	9.313
Absatz an sonstige Abnehmer	3.286	347	312	293	329
Bestandsveränderung	–	–	–	–	–
Lausitz					
Förderung	195.139	58.996	59.373	57.955	59.460
Verwendung					
Strom- und Fernwärmeerzeugung	123.101	56.314	56.666	55.164	56.931
darunter:					
Kraftwerke der allg. Versorgung**)	104.601	56.314	56.666	55.164	56.931
Grubenkraftwerke*)	11.500	–	–	–	–
Absatz an Heizwerke*) **)	7.000	–	–	–	–
Einsatz in Veredlungsbetrieben/ Selbstverbrauch	59.228	2.621	2.541	2.826	2.546
Absatz an sonstige Abnehmer	13.684	45	58	59	61
Bestandsveränderung	– 874	+ 17	+ 108	– 63	+ 79

(Forts. Seite 10)

	1989 1 000 t	2004 1 000 t	2005 1 000 t	2006 1 000 t	2007 1 000 t
Mitteldeutschland					
Förderung	105.651	20.248	19.085	20.353	19.082
Verwendung					
Strom- und Fernwärmeerzeugung	28.581	19.428	18.220	19.186	17.845
darunter:					
Kraftwerke der allg. Versorgung**)	17.581	19.182	17.947	18.909	17.564
Grubenkraftwerke*)	3.000	246	273	277	282
Absatz an Heizwerke*) **)	8.000	–	–	–	–
Einsatz in Veredlungsbetrieben/					
Selbstverbrauch	53.278	652	576	629	710
Absatz an sonstige Abnehmer	23.930	193	345	497	486
Bestandsveränderung	– 138	– 26	+ 56	+ 41	+ 41
Helmstedt und Bayern					
Förderung	5.666	2.396	2.161	1.835	2.116
Verwendung:					
Strom- und Fernwärmeerzeugung	5.629	2.354	2.134	1.790	2.114
darunter:					
Kraftwerke der allg. Versorgung	5.629	2.354	2.134	1.790	2.114
Grubenkraftwerke	–	–	–	–	–
Absatz an Heizwerke	–	–	–	–	–
Einsatz in Veredlungsbetrieben/					
Selbstverbrauch	57	23	32	31	
Absatz an sonstige Abnehmer	53	–	–	–	–
Bestandsveränderung	– 73	+ 18	– 5	+ 14	+ 2
Deutschland insgesamt					
Förderung	410.666	181.926	177.907	176.321	180.409
Verwendung:					
Strom- und Fernwärmeerzeugung	244.853	169.126	164.884	162.605	167.000
darunter:					
Kraftwerke der allg. Versorgung**)	213.971	167.385	163.162	160.982	165.212
Grubenkraftwerke*)	15.882	1.741	1.722	1.623	1.788
Absatz an Heizwerke*) **)	15.000	–	–	–	–
Einsatz in Veredlungsbetrieben/					
Selbstverbrauch	125.945	12.205	12.262	12.905	12.568
Absatz an sonstige Abnehmer	40.953	585	715	849	876
Bestandsveränderung	– 1.085	+ 9	+ 46	– 38	– 36

*) für 1989 teilweise geschätzt
**) ab 1995 Heizkraftwerke bei Kraftwerke der allg. Versorgung

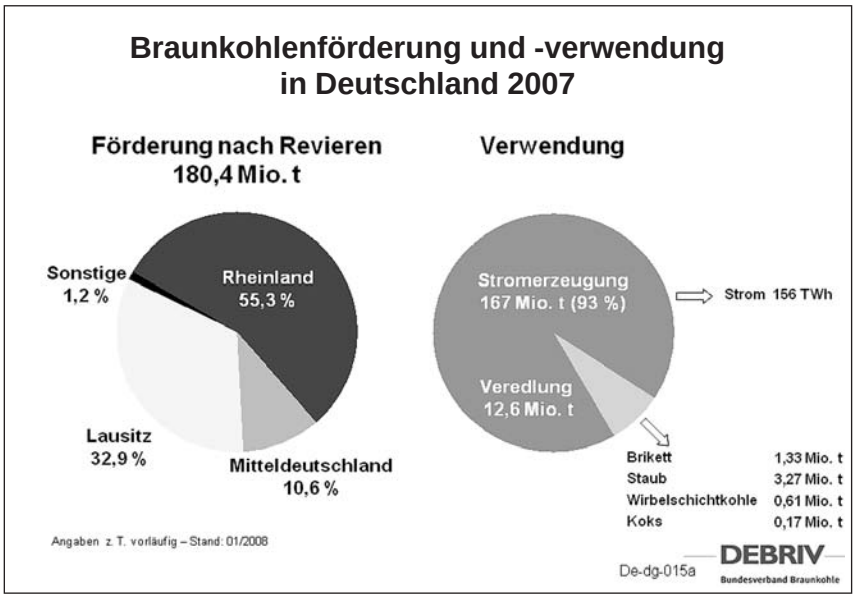


Abb. 4.1: Förderung und Verwendung der Braunkohle in Deutschland 2007

4.1 Stromerzeugung

Schwerpunkt der Braunkohlennutzung ist die Stromerzeugung. 2007 setzten die Kraftwerke der allgemeinen Versorgung 165,2 Mio. t Braunkohle aus inländischer Förderung zur Strom- und Fernwärmeerzeugung ein (2006: 161,0 Mio. t). Dies entsprach 91,6% der gesamten Gewinnung. Der Einsatz der Braunkohle in Kraftwerken 2007 nach Revieren wird in Tabelle 4.3 dargestellt. Tabelle 4.4 gibt eine Übersicht über neue Braunkohlenkraftwerke in Deutschland. **23**

Damit gehört die Braunkohle – neben Kernenergie und Steinkohle – zu den Säulen der deutschen Stromversorgung. Angesichts eines künftig rückläufigen Beitrags von Kernenergie und deutscher Steinkohle zur Stromerzeugung gewinnt die Braunkohle als einziger heimischer Energieträger, der ohne Subventionen ausreichend verfügbar ist, an Bedeutung. Im Einzelnen sind die Zukunftsaussichten der Braunkohle vor dem Hintergrund folgender Perspektiven in der Stromerzeugung zu sehen: **24**

Es wird ein noch leicht wachsender Strommarkt erwartet. So rechnen vorliegende aktuelle Prognosen für die nächsten Jahrzehnte in **25**

Deutschland mit einem jahresdurchschnittlichen Anstieg des Elektrizitätsverbrauchs von 0,5%.

26 Am 14. Juni 2000 hatten sich die Bundesregierung und die Energiewirtschaft auf eine zeitliche Begrenzung der Laufzeit der in Deutschland bestehenden Kernkraftwerke verständigt. Gemäß dieser – mit der Novelle des Atomgesetzes vom 22. April 2002 umgesetzten – Vereinbarung wird die Strombereitstellung aus Kernenergie künftig deutlich zurückgehen.

27 Die Förderung deutscher Steinkohle wird sich in den nächsten Jahren weiter verringern und voraussichtlich spätestens im Jahr 2018 vollständig auslaufen. Zwar steht dieser Anfang 2007 getroffene Ausstiegsbeschluss unter dem Vorbehalt einer nochmaligen eingehenden Überprüfung im Jahr 2012. Klar ist aber bereits, dass die Förderung bis 2012 auf 12 Mio. t und damit um rund 10 Mio. t im Vergleich zum Stand des Jahres 2006 reduziert wird.

Der Einsatz von Erdgas zur Stromerzeugung konzentriert sich in Deutschland auf Spitzenlastkondensationskraftwerke sowie kundennahe KWK-Anlagen im kommunalen Bereich und in der Industrie. In der Grundlaststromerzeugung, für die bevorzugt Kernenergie und Braunkohle genutzt werden, ist der Einsatz von Erdgas in Deutschland bisher nicht relevant. Öl spielt in der deutschen Stromerzeugung praktisch keine Rolle.

28 Importsteinkohle wird künftig verstärkt genutzt werden. Der Ersatz wettbewerbsfähiger Inlandsenergie durch Importmengen wäre aber mit einer Verlagerung von Wertschöpfung und Arbeitsplätzen ins Ausland verbunden.

29 Auf Erneuerbaren Energien basierten 2007 rund 14% der Stromerzeugung in Deutschland. Auch bei Realisierung der politisch angestrebten Vergrößerung des Beitrags von Wasser, Wind, Sonne und Biomasse zur Deckung des Strombedarfs auf mindestens 20% im Jahr 2020 und auf weiter vergrößerte Anteile in der Folgezeit bleiben die nicht erneuerbaren Energieträger in den bevorstehenden Jahrzehnten die wichtigste Grundlage unserer Stromversorgung. Vor diesem Hintergrund ist ein langfristig stabiler Beitrag der Braunkohle zur Stromerzeugung geboten.

Stromwirtschaft und Braunkohlenindustrie haben in den neuen Ländern mit Investitionen von annähernd 10 Mrd. EUR in Kraftwerke und Tagebaue die Voraussetzung für eine im Weltmaßstab unübertroffene Effizienz der Kohlenutzung geschaffen. **30**

Die Braunkohlenindustrie bekennt sich zum Prinzip der Vorsorge im Bereich des Klimaschutzes. Zur Senkung von klimarelevanten Emissionen kann jedoch nicht der Ersatz der subventionsfreien heimischen Braunkohle durch andere Energien nachhaltig sein. Viel mehr kommt es darauf an, in einem ausgewogenen und breiten Energiemix alle Potenziale zur effizienten Nutzung von Energie auszuschöpfen. **31**

Die Braunkohlenindustrie begegnet den Herausforderungen des Klimaschutzes mit einem gestuften Clean-Coal-Konzept: **32**

1. Einsatz der heute verfügbaren besten Kraftwerkstechnik
2. Effizienzsteigerung durch Weiterentwicklung der Kraftwerkstechnik
3. Entwicklung von Kraftwerkstechnik mit CO_2-Abtrennung und -Speicherung

Dieses Handlungskonzept sichert die kontinuierliche Modernisierung des Braunkohlenkraftwerksparks mit höchsten Wirkungsgraden und mündet in die Perspektive einer CO_2-emissionsarmen Braunkohlenverstromung. So wurde der Kraftwerkspark in den neuen Ländern seit der Wiedervereinigung bereits grundlegend modernisiert und erneuert. Dabei sind fast 9.000 MW Altanlagen stillgelegt worden. **33**

Ertüchtigt wurden acht 500-MW-Blöcke. Bei diesen Anlagen erhöhte sich der Wirkungsgrad um 10%. Neu gebaut wurden sieben Blöcke mit einer Gesamtleistung von rund 5.500 MW. Diese Anlagen erreichen Wirkungsgrade von mehr als 40%. Am Standort Boxberg baut die Vattenfall Europe Generation einen neuen Kraftwerksblock mit einer Bruttonennleistung von 675 MW. Auch im Rheinischen Revier sind bei der Modernisierung des Kraftwerksparks wichtige Schritte realisiert. Dazu gehören Retrofit-Maßnahmen im Anlagenbestand. Ferner wurde am Standort Niederaußem bei Köln ein 1.000-MW-Braunkohlenkraftwerk mit optimierter Anlagentechnik (BoA) errichtet, der Altanlagen ersetzt. Ein 1.000-MW-Neubaublock steht für eine CO_2-Minderung von fast 3 Mio. t pro Jahr. Seit **34**

2006 befindet sich am Standort Neurath ein Braunkohlenkraftwerk mit optimierter Anlagentechnik (BoA 2/3) im Bau. Im Mitteldeutschen Revier befindet sich ebenfalls ein Neubaukraftwerk in Planung.

Tab. 4.3: Leistung und Stromerzeugung der Braunkohlenkraftwerke

Revier	**Bundesland**	**Installierte Brutto-Leistung am 31. 12. 2007**	**Brutto-Stromerzeugung 2007**
		MW	**TWh**
Rheinland	NRW	11.278[1)]	79,0
Helmstedt	Niedersachsen	390	2,6
Hessen	Hessen	38	0,1
Lausitz	Brandenburg Berlin Sachsen	4.740[2)] 188 2.085[3)]	53,5
Mitteldeutschland	Sachsen-Anhalt Sachsen	1.362[4)] 1.840[5)]	20,8
Summe		21.921	156,0

darunter Neubau-Kraftwerke (seit 1995):

1) Niederaußem (1.012 MW)
2) Schwarze Pumpe (1.600 MW)
3) Boxberg (900 MW)
4) Schkopau (980 MW)
5) Lippendorf (1.840 MW)

Stand: 31.12.2007

Tab. 4.4: Übersicht über neue Braunkohlenkraftwerke in Deutschland

Kraftwerk	Standort	Leistung in MW brutto	Eigentümer	Inbetriebnahme	Technologie	elektrischer Wirkungsgrad
Rheinisches Revier						
BoA 1	Niederaußem	1.012	RWE Power	2002/2003	Kraftwerke mit überkritischen Dampfzuständen	>43,0
BoA 2	Neurath	1.100	RWE Power	2011 geplant		>43,0
BoA 3	Neurath	1.100	RWE Power			>43,0
Lausitzer Revier						
Schwarze Pumpe	Schwarze Pumpe	800	Vattenfall Europe	1997	Kraftwerke mit überkritischen Dampfzuständen	41,2
Schwarze Pumpe	Schwarze Pumpe	800	Vattenfall Europe	1998		41,2
Boxberg Block Q	Boxberg	907	Vattenfall Europe	2000		42,3
Boxberg Block R	Boxberg	670	Vattenfall Europe	2011 geplant		43,9
Cottbus	Cottbus	80 [1)]	Stadtwerke	1999	Wirbelschicht-feuerung (PFBC-Anlage)	40,0
Frankfurt/Oder	Frankfurt/Oder	49 [2)]	Stadtwerke	1997	Braunkohlen-staubfeuerung [3)]	40,0
Mitteldeutsches Revier						
Schkopau	Schkopau	980	E.ON, Saale Energie	1996	Kraftwerke mit überkritischen Dampfzuständen	40,0
Lippendorf Block R	Lippendorf	920	Vattenfall Europe	1999		42,8
Lippendorf Block S	Lippendorf	920	E.ON, EnBW	2000		42,8
Profen	Profen	500	MIBRAG	nach 2012		>43,0

1) Leistung aus Kraft-Wärme-Kopplung von 120 MW bzw. über Spitzenlastkessel von 220 MW
2) Heizkraftwerk mit 80 MW auskoppelbarer Fernwärmeleistung
3) Braunkohlenstaubfeuerung / Hochdruck-Dampferzeuger

Quelle: VDEW /DEBRIV

35 In der zweiten Stufe stehen zwei wesentliche Entwicklungen zur Effizienzsteigerung im Mittelpunkt. Zum Einen die Vortrocknung von Braunkohle und Integration in ein Trockenbraunkohlenkraftwerk und zum Anderen die weitere Steigerung der Prozessdampfparameter auf Dampftemperaturen von 700 °C und Dampfdrücke bis 350 bar. Im Kraftwerk Niederaußem baut RWE Power AG den Prototyp einer Wirbelschichttrocknung mit interner Abwärmenutzung (WTA). Damit ist eine Wirkungsgradsteigerung von 4 Prozentpunkten möglich. An der BTU Cottbus werden in Zusammenarbeit mit Vattenfall Europe Generation ebenfalls Forschungsarbeiten zur Kohlenvortrocknung durchgeführt. Dabei wird hier die Technologie der druckaufgeladenen Dampfwirbelschichttrocknung verfolgt. Eine großtechnische Versuchsanlage am Standort Schwarze Pumpe befindet sich in Planung. Parallel dazu verlaufen auch die Entwicklungsarbeiten im Verbundprojekt der europäischen Kraftwerksbetreiber für das so genannte 700 °C-Kraftwerk, mit dem weitere 4 Prozentpunkte Wirkungsgradsteigerungen realisiert werden können, viel versprechend.

36 Gegenwärtig werden intensiv die Entwicklungen für die dritte Stufe des Clean-Coal-Konzeptes vorangetrieben. Dabei werden die Möglichkeiten zur Abtrennung und Speicherung von CO_2 untersucht. Mehrere Stromerzeugungsunternehmen haben hierzu schon Pläne bekannt gegeben oder konkrete Projekte in der Realisierung. So plant RWE, bis 2014 in Deutschland ein Kombi-Kraftwerk mit integrierter Kohlenvergasung sowie CO_2-Abscheidung und -Speicherung am Standort Hürth bei Köln zu errichten. Die Bruttoleistung der Anlage soll 450 MW betragen. Parallel dazu wird RWE die CO_2-Wäsche der Rauchgase als Abtrenntechnologie entwickeln. Erste Praxistests sollen hierzu ab 2008 im Pilotmaßstab und ab 2010 in Demonstrationsanlagen durchgeführt werden. Vattenfall baut derzeit eine Pilotanlage mit 30 MW thermisch in Schwarze Pumpe zur Erprobung der Oxyfuel-Technik. Die Anlage ist im September 2008 in Betrieb gegangen. Nach einer dreijährigen Testphase soll ein Demonstrationskraftwerk mit einer elektrischen Leistung von 250 bis 300 MW geplant werden.

37 Parallel zur Entwicklung der Kraftwerkstechnik läuft die Klärung der Speicherfrage. Ausgebeutete Erdgasfelder und tiefe, Salzwasser führende Aquifere sind potenzielle Speicheroptionen. Die Braunkohle

verstromenden Unternehmen entwickeln in eigenen Projekten Technologien, die eine sichere Einlagerung des Kohlendioxids in solchen Gesteinsschichten ermöglichen. Allerdings bestehen derzeit noch rechtliche Unsicherheiten. Voraussetzung für die Realisierung der CO_2-armen Kraftwerkstechnik ist ein verlässliches rechtliches und regulatorisches Umfeld, das für die Speicherung des Kohlendioxids die erforderliche Planungssicherheit gibt. Der Anfang 2008 erschienene Richtlinienentwurf der Europäischen Kommission zur CO_2-Speicherung ist ein erster wichtiger Schritt zur Schaffung eines verbindlichen Rechtsrahmens für die weitere Entwicklung der CO_2-armen Kraftwerkstechnik. Nach Verabschiedung der Richtlinie wird es auf eine rasche Umsetzung in nationales Recht ankommen.

4.1.1 Rheinisches Revier

38 Im Rheinischen Revier verfügt die RWE Power AG über fünf Braunkohlenkraftwerke zur allgemeinen Stromversorgung mit einer Engpassleistung von insgesamt 10.697 MW brutto (Stand: 31. Dezember 2007). Dabei handelt es sich um die Anlagen in Niederaußem (3.801 MW), in Frimmersdorf (2.254 MW), in Neurath (2.208 MW), in Weisweiler (2.263 MW) und in Goldenberg (171 MW).

39 In den Veredlungsbetrieben des Bergbaus beträgt die installierte Bruttoleistung insgesamt 401 MW. Diese Leistung verteilt sich mit 93 MW auf Fortuna-Nord, 107 MW auf Ville/Berrenrath und 201 MW auf Wachtberg. Außerdem wird Braunkohle in kleineren Anlagen, wie z.B. in Köln-Merkenich (RheinEnergie) sowie in der Zucker- und in der Papierindustrie zur Strom- und Wärmeerzeugung genutzt. Die elektrische Leistung dieser Anlagen belief sich Ende 2007 auf insgesamt 180 MW. Bei einer Gesamtkapazität von 11.278 MW im Rheinland wurden 2007 insgesamt ca. 79 TWh Strom (brutto) erzeugt.

40 Im Kraftwerk Weisweiler der RWE Power AG waren zur kostengünstigen Bereitstellung von Mittellast- und Regelenergie die beiden 600-MW-Braunkohlenblöcke G und H um jeweils eine Vorschaltgasturbine ergänzt worden. Die Inbetriebnahme der Vorschaltgasturbinen war in der zweiten Jahreshälfte 2006 erfolgt. Dadurch wurde die Kapazität des Kraftwerks um rund 500 MW erhöht und der Wirkungsgrad der Gesamtanlage von zuvor 36% auf rund 40% gesteigert.

41 Seit 2006 befindet sich am Standort Neurath ein Braunkohlenkraftwerk mit optimierter Anlagentechnik (BoA 2/3) im Bau. Die beiden Blöcke sind auf eine Bruttoleistung von jeweils 1.100 MW ausgelegt. Die Inbetriebnahme der Anlage, die einen Wirkungsgrad von mehr als 43% haben wird, ist für 2011 geplant.

42 Die Montagearbeiten an der Demonstrationsanlage zur Wirbelschichttrocknung mit interner Abwärmenutzung (WTA) im Kraftwerk Niederaußem wurden im Frühjahr 2008 abgeschlossen. Für den Spätsommer 2008 ist die Aufnahme des regulären Versuchsbetriebs vorgesehen. In vollem Betrieb ist die WTA-Anlage in der Lage, bis zu 25% des Brennstoffbedarfs des BoA-1-Blocks zu decken. Durch die Trocknung der grubenfeuchten Kohle mit Wärme, die bereits am Stromerzeugungsprozess teilgenommen hat, wird die Effizienz des BoA-Blocks schon bei dem genannten Brennstoffteilstrom um rund einen Prozentpunkt auf über 44% gesteigert. Die WTA-Demonstrationsanlage liefert die großtechnischen Erfahrungen, um einen kompletten Braunkohlenblock mit Trockenbraunkohle versorgen zu können. Diese neue Technik des Trockenbraunkohlekraftwerks mit einem Wirkungsgrad von mehr als 47% stellt den nächsten Meilenstein in der Braunkohlenkraftwerkstechnik dar. Seit 2006 befindet sich am Standort Neurath ein Braunkohlenkraftwerk mit optimierter Anlagentechnik (BoA 2/3) im Bau. Die beiden Blöcke sind auf eine Bruttoleistung von jeweils 1.100 MW ausgelegt. Die Inbetriebnahme der Anlage, die einen Wirkungsgrad von mehr als 43% haben wird, ist für 2011 geplant.

4.1.2 Lausitzer Revier

43 Im Lausitzer Revier betreibt die Vattenfall Europe Generation AG (VE-G) drei Braunkohlenkraftwerke mit einer Brutto-Nennleistung von insgesamt 6.500 MW (Stand: 31.12.2007). Dabei handelt es sich um acht Blöcke der 500-MW-Leistungsgruppe an den Standorten Jänschwalde (sechs Blöcke) und Boxberg (zwei Blöcke) sowie drei Neubaublöcke der Leistungsgruppe 800/900 MW am Standort Schwarze Pumpe (2 x 800 MW) und am Standort Boxberg (1 x 900 MW).

44 Des Weiteren betreiben die Stadtwerke Frankfurt/Oder ein mit Braunkohlenstaub gefeuertes Heizkraftwerk mit 49 MW elektrischer

Leistung und 80 MW auskoppelbarer Fernwärmeleistung. Die Stadtwerke Chemnitz verfügen über ein Braunkohlenkraftwerk mit einer installierten Bruttoleistung von 185 MW. Ferner hatte im Jahr 1999 in Cottbus ein Block mit druckaufgeladener Wirbelschichtfeuerung (PFBC-Anlage) den Betrieb aufgenommen. Das Werk wird mit Lausitzer Wirbelschichtkohle befeuert, hat eine elektrische Leistung von 80 MW und eine thermische Leistung aus Kraft-Wärme-Kopplung von 110 MW bzw. über Spitzenlastkessel von 220 MW. In Senftenberg wird ein Heizkraftwerk auf Basis Braunkohlenstaub mit einer Leistung von 11 MW betrieben. Einschließlich des Kraftwerks Klingenberg in Berlin der Vattenfall Europe Berlin AG & Co. KG (188 MW) beläuft sich die elektrische Bruttoleistung im Lausitzer Revier auf insgesamt 7.013 MW. In diesen Anlagen wurden 2007 insgesamt rund 53,5 TWh Strom (brutto) erzeugt.

45 Die Vattenfall Europe Generation baut am Standort Boxberg einen neuen Kraftwerksblock auf Basis von Braunkohle mit einer Bruttoleistung von 675 MW. Die Inbetriebnahme der Anlage wird im Jahr 2011 erfolgen.

46 Am Standort Schwarze Pumpe errichtet Vattenfall Europe Generation eine Pilotanlage für ein Kraftwerk mit CO_2-Abscheidung nach dem so genannten Oxyfuel-Verfahren. Bei dem Oxyfuel-Verfahren wird Braunkohle mit einem Gemisch aus reinem Sauerstoff und rezirkuliertem Rauchgas verbrannt. Die Pilotanlage, die über eine thermische Leistung von 30 MW verfügt, dient der Forschung und Entwicklung, um die neue Technologie zur Marktreife zu führen. Sie ist nach einer etwa dreijährigen Bauzeit im September 2008 in Betrieb gegangen.

4.1.3 Mitteldeutsches Revier

47 Im Mitteldeutschen Revier waren am Standort Lippendorf zwei Kraftwerksblöcke mit jeweils 920 MW (brutto) errichtet worden. Anteilseigner von Block S sind zu jeweils 50% EnBW und E.ON. Der im Dezember 1999 in Betrieb genommene Block R gehört zu 100% der Vattenfall Europe Generation AG & Co. KG.

48 Ende 1995 bzw. Mitte 1996 waren zwei Braunkohlenblöcke mit in Summe 980 MW (brutto) bzw. 900 MW (netto) am Standort Schkopau ans Netz genommen worden. Anteilseigner dieses Kraftwerks

sind die E.ON Kraftwerke GmbH (58,1%) und die Saale Energie GmbH (41,9%). Daneben zählt das Kraftwerk Dessau der DVV Stadtwerke (57 MWel brutto/davon 12 MWel mit Kohle) zum Bereich der allgemeinen Versorgung.

49 Die MIBRAG betreibt die Industrie-Kraftwerke Wählitz (37 MW installierte Leistung), Deuben (86 MW) und Mumsdorf (85 MW), die – neben der Erzeugung von Elektrizität und Wärme für den Energiebedarf – Strom ins Netz der allgemeinen Versorgung einspeisen. Ferner verfügen die Südzucker AG Mannheim und die Südzucker Bioethanol GmbH am Standort Zeitz über zwei Anlagen mit einer Bruttoleistung von jeweils 20 MW sowie die Zuckerfabrik in Könnern (29 MW) über Kraftwerksleistung auf Braunkohlenbasis. In Amsdorf betreibt die ROMONTA GmbH ein Kraftwerk (48 MW).

50 In Summe belief sich die Kraftwerksleistung zum 31.12.2007 auf 3.202 MW. Die Brutto-Stromerzeugung betrug 2007 rund 20,8 TWh.

4.1.4 Helmstedter Revier und sonstige Kraftwerke

51 Die im Helmstedter Revier gewonnene Braunkohle wird im Kraftwerk Buschhaus (390 MW brutto) der BKB AG (seit 1. April 2008: E.ON Kraftwerke GmbH) verstromt. 2007 wurden 2,6 TWh Strom (brutto) erzeugt. Das Kraftwerk Buschhaus soll bis zum Jahr 2017 zur Stromerzeugung und zur Mitverbrennung von Abfallstoffen genutzt werden.

52 Das Fernwärmekraftwerk Kassel verfügt über eine elektrische Bruttoleistung von 38 MW und eine auskoppelbare Fernwärmeleistung von 80 MW thermisch. Die Anlage gehört zu jeweils 50% der E.ON Kraftwerke GmbH und der Kasseler Fernwärme GmbH.

53 Die gesamte Kraftwerksleistung auf Braunkohlenbasis belief sich zum 31.12.2007 auf 21.921 MW (brutto).

4.2 Veredlungsbetriebe

54 Nach den Kraftwerken der allgemeinen Versorgung repräsentieren die Veredlungsbetriebe den wichtigsten Abnahmebereich der Rohbraunkohle. Im Jahr 2007 wurden 12,6 Mio. t (2006: 12,9 Mio. t) in den

Fabriken des Braunkohlenbergbaus zur Herstellung fester Produkte eingesetzt. 1,8 Mio. t (2006: 1,6 Mio. t) wurden zur Stromerzeugung in Grubenkraftwerken genutzt. Auf sonstigen Rohkohlenabsatz entfielen 0,9 Mio. t (2006: 0,8 Mio. t).

Braunkohlenprodukte werden im Rheinischen, im Lausitzer und im Mitteldeutschen Revier hergestellt (Tabelle 4.5). **55**

Tab. 4.5: Herstellung von festen Braunkohlen-Veredlungsprodukten nach Revieren (1989 bis 2007 in 1.000 t)

	1989	2004	2005	2006	2007
Rheinland					
Brikett	2.158	890	964	1.056	977
Staub	2.509	2.245	2.238	2.331	2.312
Wirbelschichtkohle	67	396	408	413	386
Trockenkohle	172	–	–	–	–
Koks	135	187	173	181	173
Lausitz					
Brikett	24.640	545	526	606	351
Staub	1.111	530	493	597	690
Wirbelschichtkohle	–	235	252	206	221
Trockenkohle	–	–	–	–	–
Koks	3.504	–	–	–	–
Mitteldeutschland					
Brikett	22.596	–	–	–	–
Staub	724	228	192	228	272
Wirbelschichtkohle	–	–	–	–	–
Trockenkohle	533	–	–	–	–
Koks	2.487	–	–	–	–
Deutschland Insgesamt					
Brikett	49.394	1.435	1.490	1.662	1.328
Staub	4.344	3.002	2.924	3.157	3.274
Wirbelschichtkohle	67	632	660	619	607
Trockenkohle	705	–	–	–	–
Koks	6.126	187	173	181	173

Die Erzeugung von Braunkohlenbriketts hat sich bundesweit von 1,662 Mio. t im Jahr 2006 um 20,1% auf 1,328 Mio. t im Jahr 2007 verringert. Die Produktion des in industriellen Kessel- und Prozessfeuerungen eingesetzten Braunkohlenstaubs ist von 3,157 Mio. t um 3,7% auf 3,274 Mio. t gestiegen. Die Herstellung der 1989 in den Markt eingeführten Wirbelschichtbraunkohle für Anlagen mit zirkulierender Wirbelschichtfeuerung hat sich von 0,619 Mio. t um 2,0% auf 0,607 Mio. t vermindert. Die Produktion von Braunkohlenkoks hat von 0,181 Mio. t um 4,3% auf 0,173 Mio. t abgenommen. **56**

57 Die in Deutschland hergestellten Braunkohlenprodukte wurden 2007 zu 81% im Inland abgesetzt und zu 19% exportiert. Hauptabnehmer waren die Industrie (vier Fünftel) sowie Haushalte und Kleinverbraucher (ein Fünftel). 2007 wurden 0,9 Mio. t entsprechend 0,7 Mio t SKE exportiert. Dabei handelte es sich vor allem um Staub (0,6 Mio. t) und Briketts (0,3 Mio. t).

5 CO_2-Abscheidung und Speicherung

58 Die Aktivitäten für eine CO_2-arme Kohleverstromung wurden im Jahr 2007 erfolgreich weiter entwickelt. Bis zum Jahr 2014 sollen die Technologien der integrierten Kohlevergasung (IGCC-CCS, Integrated Gasification Combined Cycle – Carbon Capture and Storage) sowie der CO_2-Wäsche (PCC, Post-Combustion-CO_2-Capture) bereitgestellt werden.

59 Der Projektfortschritt bei der Planung des von RWE Power geplanten großtechnischen IGCC-Kraftwerks mit einer Bruttoleistung von 450 MW verlief im Zeitplan. Die Vorauswahl des Vergasungsverfahrens wurde abgeschlossen, die Auswahl geeigneter Planer und Lieferanten konnte ebenfalls erfolgreich voranschreiten.

60 Im Jahr 2007 wurde zwischen RWE Power, der Linde Group und BASF eine Kooperation vereinbart, eine Pilotanlage zur Abtrennung von Kohlendioxid aus dem Rauchgas zu bauen und zu betreiben. Die Pilotanlage soll am BoA-1-Block in Niederaußem angebunden werden und Anfang 2009 in Betrieb gehen. Bis 2010 soll sie Erkenntnisse liefern, um dann über den Bau einer Demonstrationsanlage entscheiden zu können. In der Anlage sollen ausgewählte neu entwickelte Lösungsmittel im Langzeittest erprobt werden. Ziel ist es, die CO_2-Abtrenntechnik bis 2020 zur kommerziellen Einsatzreife zu führen. Dann soll es möglich sein, mehr als 90% des CO_2 aus Verbrennungsabgasen von entsprechend ausgerüsteten Kohlekraftwerken abzutrennen. Alle künftigen Kohlekraftwerksneubauten werden so ausgelegt, dass sie mit CO_2-Abscheideanlagen nachgerüstet werden können. Die Pilotanlage in Niederaußem wird in der Lage sein, rund 300 kg CO_2/h aus einem Rauchgasteilstrom abzutrennen. Möglichkeiten und Alternativen zur Abtrennung des CO_2 aus dem Rauchgas werden in einer Reihe weiterer Forschungsaktivitäten untersucht.

61 Bei Vattenfall Europe Generation nimmt der Bau und Betrieb der Oxyfuel-Pilotanlage am Standort Schwarze Pumpe einen besonderen Forschungsschwerpunkt ein. Die erwähnte Anlage ist der erste Schritt auf dem Weg zur neuen Kraftwerkgeneration mit CO_2-Abtrennung und -Speicherung. In der Betriebsphase, die im September 2008 begonnen hatt, sind umfangreiche Versuchs- und Testprogramme vorgesehen. Die Ergebnisse der Betriebsphase der Oxyfuel-Anlage sind Ausgangspunkt für die geplante große Demonstrationsanlage, die – wie das RWE-Vorhaben zur Errichtung einer IGCC-CCS-Anlage – im Zeitraum 2014/2015 in Betrieb gehen soll.

62 Bei der Nutzung geeigneter CO_2-Speicher wird weitgehend Neuland betreten. Erste Erfahrungen mit der Onshore-Speicherung von CO_2 werden derzeit in der Nähe von Ketzin im Land Brandenburg gesammelt. Dort werden im Rahmen des europäischen Forschungsprojektes CO_2Sink pro Jahr 20.000 t CO_2 in tiefe, Salzwasser führende Sandsteinformationen injiziert, wobei das Speicherverhalten mit umfangreichen Messungen kontrolliert wird. Im Februar 2007 war mit den Bohrungen begonnen worden.

6 Beschäftigte

63 Im Braunkohlenbergbau und in Braunkohlenkraftwerken der allgemeinen Versorgung von Unternehmen mit Braunkohlengewinnung waren zum 31. Dezember 2007 insgesamt 22.990 Mitarbeiter beschäftigt. Davon entfielen 11.404 auf das Rheinland, 8.334 auf die Lausitz, 2.553 auf Mitteldeutschland und 699 auf Helmstedt. Im Vergleich zum Vorjahr hat sich der Personalstand um 81 Mitarbeiter entsprechend 0,4% erhöht.

Tab. 6.1: Anzahl der Beschäftigten der Braunkohlenindustrie (jeweils am 31. Dezember; 1989 Jahresdurchschnitt)

	1989	**2000**	**2005**	**2006**	**2007**
Rheinland	15.565	10.430	11.105	11.161	11.404
Lausitz	79.016	7.081	8.881	8.456	8.334
Mitteldeutschland	59.815	2.996	2.642	2.610	2.553
Helmstedt	1.693	703	665	676	699
Kleinbetriebe (Hessen/Bayern)	642	77	6	6	–
Deutschland insgesamt	156.731	21.287	23.299	22.909	22.990[1)2)]

1) **In dieser Zahl sind nicht enthalten**
Beschäftigte der Sanierungsgesellschaften 763 (Monatsdurchschnitt)
darunter Beschäftigte nach § 272 ff. SGB III 474 (Monatsdurchschnitt)
2) **In dieser Zahl sind enthalten**
Beschäftigte i. d. Kraftwerken der allgem. Versorgung der Braunkohlenunternehmen 6.166 (Stand: Ende d. Jahres)
Auszubildende 1.683 (Stand: Ende d. Jahres)
ab 2003 einschließlich Beschäftigte in Kraftwerken der allgemeinen Versorgung

64 In Braunkohlenkraftwerken der allgemeinen Versorgung waren 6.166 der 22.990 Mitarbeiter beschäftigt. Die Gesamtzahl der Mitarbeiter schließt 1.683 Auszubildende ein. In dieser Zahl nicht enthalten sind Beschäftigte der Sanierungsgesellschaften (763 Personen).

65 In Deutschland werden insgesamt mehr als 50.000 wettbewerbsfähige Arbeitsplätze durch Braunkohlenbergbau und -stromerzeugung gesichert.

66 Die Braunkohlenindustrie hat 2007 mit einer Quote von 4,3% anzeigenpflichtigen Unfällen je 1 Mio. verfahrener Arbeitsstunden an den günstigen Verlauf der Vorjahre angeknüpft. Die Unfallzahlen aller Unternehmen der Braunkohlenindustrie bewegen sich weit unter dem Durchschnitt der deutschen Wirtschaft (2007: 17,4).

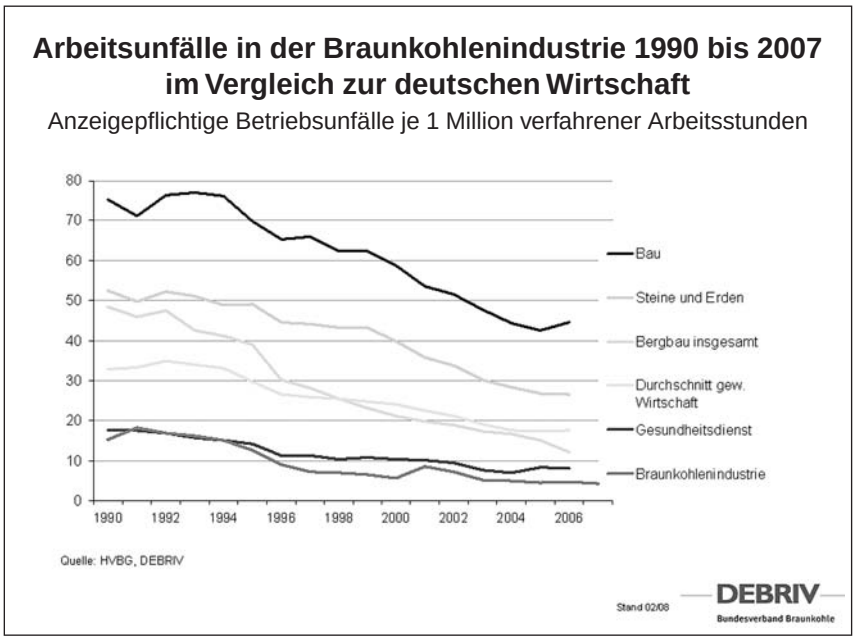


Abb. 6.1: Arbeitsunfälle im Vergleich zur deutschen Wirtschaft

7 Wiedernutzbarmachung

In Deutschland ist die Landschaft durch Jahrtausende menschlicher Nutzung geprägt. Deswegen ist das Ziel der dem Bergbau nachfolgenden Landschaftsgestaltung und Rekultivierung eine neue Kulturlandschaft. Für die Planung gibt es drei Zielvorgaben: Eine Landschaft ist zu gestalten, die nachhaltig nutzbar und ökologisch stabil ist und ihren regionalen Charakter wieder spürbar zum Ausdruck bringt. In der annähernd 100-jährigen Rekultivierungspraxis hat sich gezeigt, dass die unterschiedlichen Nutzungsansprüche in einem ausgewogenen Verhältnis zueinander stehen müssen. Die Rekultivierungsziele sind stark durch die Nutzung der Landschaft vor dem Tagebau geprägt. Die Anforderungen an die Bergbaufolgelandschaft sind demgemäß unterschiedlich. Der regionale Charakter soll erhalten bleiben. Der Erhalt und die Wiederansiedlung von landschaftstypischen Tier- und Pflanzenarten besitzen eine hohe Priorität. Angestrebt wird, günstige Voraussetzungen für die Regeneration **67**

zu schaffen, damit eine nachhaltig nutzbare und ökologisch stabile Landschaft wieder entsteht.

68 Es zeigt sich, dass man dieses Ziel erreichen kann. So sind beispielsweise im Rheinland 250 Hektar Rekultivierungsfläche als Naturschutzgebiete ausgewiesen. Seit Aufnahme der Bergbautätigkeit bis Ende 2007 wurden in Deutschland fast 170.000 ha, d. h. rund 1.700 km^2, durch den Braunkohlenbergbau in Anspruch genommen; davon entfielen 29.954 ha auf das Rheinland, 83.246 ha auf die Lausitz, 48.058 ha auf Mitteldeutschland und der Rest auf die übrigen Reviere. Wieder nutzbar gemacht wurden bis heute insgesamt mehr als 112.000 ha. Im Rheinland wurden von der dort in Anspruch genommenen Fläche bereits etwa 70% wieder einer Folgenutzung zugeführt. In der Lausitz sind es rund 59% und in Mitteldeutschland rund 75%. In den letzten Jahren war in den beiden ostdeutschen Revieren jeweils doppelt soviel Land rekultiviert wie vom Bergbau neu in Anspruch genommen worden.

8 Bewältigung des Strukturbruchs in den neuen Ländern

69 Mit der Wiedervereinigung ergaben sich für die Braunkohlenindustrie in den neuen Ländern vollkommen veränderte Rahmenbedingungen. Die Produktion musste von rund 300 Mio. t auf zeitweilig unter 70 Mio. t reduziert werden. Eine Vielzahl von Tagebauen und Veredlungsbetrieben musste stillgelegt werden. Wegen der unplanmäßigen Stilllegungszeitpunkte kam es zu einer Anhäufung von zusätzlichen Arbeiten zur Rekultivierung und Wiedernutzbarmachung industriell genutzter Flächen. Hinzu kamen erhebliche Rekultivierungsrückstände aus der DDR-Zeit.

70 Die Bundesrepublik Deutschland ist Rechtsnachfolger der DDR und war zunächst über die Treuhandanstalt Eigentümer der Braunkohlenindustrie. Im Rahmen der Privatisierung war es notwendig, eine Trennlinie zwischen den Aufgaben der langfristigen Braunkohlengewinnung in privatisierten Unternehmen sowie der Bewältigung des Strukturwandels und Beseitigung der Altlasten im Bereich der ehemaligen Braunkohlenkombinate zu definieren. Mit dem Strukturwandel der ostdeutschen Energiewirtschaft entstand so neben den

privatisierten, auf eine langfristige Bergbautätigkeit ausgerichteten Unternehmen LAUBAG und MIBRAG, auch die Lausitzer und Mitteldeutsche Bergbau-Verwaltungsgesellschaft (LMBV). Als Bundesunternehmen trägt die LMBV die bergrechtlichen Verpflichtungen der Alteigentümer. Zu ihren Aufgaben gehört: Wiedernutzbarmachung stillgelegter Tagebaue und Veredlungsstandorte als Voraussetzung für eine Folgenutzung, Normalisierung des Wasserhaushaltes in der Lausitz und in Mitteldeutschland, Beseitigung von Altlasten zur Gesundung der Natur, Abbruch von Industrieanlagen zur Neuansiedlung von Industrie und Gewerbe, Verkauf von Liegenschaften.

71

Hauptziel des Unternehmens ist die schnelle und wirtschaftliche Sanierung der stillgelegten Tagebaue und Veredlungsbetriebe als eine entscheidende Voraussetzung zur Nachnutzung dieser Standorte für die Ansiedlung von Industrie und Gewerbe sowie für die touristische Nutzung. Die Wiedernutzbarmachung der ehemaligen Betriebsflächen erfolgt gemäß den im Bundesberggesetz festgelegten Verpflichtungen. Die LMBV zeichnet als Bergbauunternehmen und Projektträger insbesondere verantwortlich für Sanierungsplanung, Projektmanagement und Sanierungscontrolling. Das Schaffen der Voraussetzungen für die Gestaltung der Zukunft der Lausitz und Mitteldeutschlands wird nicht unerheblich durch die Arbeit der Lausitzer und Mitteldeutschen Bergbau-Verwaltungsgesellschaft mbH geprägt und gefördert. Insgesamt hat sie die Verantwortung für 39 ehemalige Braunkohlentagebaue mit 224 Restlöchern in den neuen Ländern übernommen. Hinzu kommen eine Vielzahl weiterer Flächen, die zu sanieren und zu verkaufen sind. Das bisherige finanzielle Engagement des Bundes und der Braunkohlenländer Brandenburg, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen beläuft sich seit 1990 auf insgesamt 8,3 Mrd. Mitte 2007 wurde das IV. Verwaltungsabkommen zur Finanzierung der Braunkohlensanierung abgeschlossen. Das Gesamtbudget von über 1 Mrd. für den Zeitraum 2008 bis 2012 sichert die Fortführung der geplanten Projekte zur Schaffung attraktiver Kulturlandschaften in der Lausitz und in Mitteldeutschland.

Netzausbau auf der Grundlage des EEG[1]

Johannes Schmiesing

Auch in der öffentlichen Diskussion wird zunehmend wahrgenommen, dass die Integration dezentraler, insbesondere EEG-getriebener Erzeugung in die Stromnetze vielfach die Notwendigkeit zum Netzausbau zur Folge hat, wenn ein sicherer Netzbetrieb weiterhin gewährleistet werden soll. Dies ist im EEG beschrieben und damit Wille des Gesetzgebers. Aber wie entsteht eigentlich EEG-Netzausbau? Welche Entscheidungen sind zu treffen, und welche Probleme treten in der Praxis auf? Diesen Fragen geht der vorliegende Beitrag nach, immer in bewusster Kopplung zum wirtschaftlichen Geschehen, das aus der Festlegung von Netzverknüpfungspunkten für neue EEG-Anlagen resultiert.

Inhaltsübersicht

		Rn
1	Vorbetrachtung	1–10
2	Was ist Netzausbau auf der Grundlage des EEG?	11–16
3	Wie wird der geeignete Verknüpfungspunkt bestimmt?	17–31
	1. Prüfschritt: Festlegung des für die Aufnahme technisch – ggf. erst durch einen wirtschaftlich zumutbaren Ausbau – geeigneten Netzes	20
	2. Prüfschritt: Festlegung des nächstgelegenen, technisch geeigneten Netzes	21
	3. Prüfschritt: Prüfung, ob der nächstgelegene technisch mögliche auch der technisch und wirtschaftlich günstigste Verknüpfungspunkt ist	22–26
	4. Prüfschritt: Klärung der wirtschaftlichen Zumutbarkeit	27
	5. Prüfschritt: Umgang mit möglichen Rechtsstreitigkeiten	29–30
4	Fazit	32–33

1 „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG)“ v. 21. Juli 2004 (BGBl. I S. 1918), zul. geänd. d. G. v. 7. November 2006 (BGBl. I S. 2550), im HbE abgedruckt unter Nr. 11317.

1 Vorbetrachtung

1 „EEG-Netzausbau ist Netzausbau, ohne damit den klassisch netzfinanzierenden Absatz hinzuzugewinnen und ohne die Netzqualität zu verbessern" – diese These soll den folgenden Betrachtungen vorangestellt werden. Insofern handelt es sich beim EEG-Netzausbau zweifelsohne um einen Paradigmenwechsel im Sinne der klassischen, absatzorientierten Logik von Netzaufbau und Netzfinanzierung. Warum?

2 In der klassischen Energiewirtschaft war Netzausbau dann nötig, wenn

- an neuen Stellen Kunden angeschlossen werden sollten,
- die Übertragungsfähigkeit des bestehenden Netzes aufgrund von Laststeigerungen bei bisherigen Kunden nicht mehr ausreichte oder
- die Versorgungszuverlässigkeit erhöht werden sollte.

3 Automatisch gekoppelt mit diesem Netzausbau war also ein Last- und / oder Qualitätszuwachs. Für beides existiert seit langem über Netzentgelte, Anschlusskosten und Baukostenzuschüsse (BKZ) eine Gegenfinanzierung. Dabei führen Kundenneuanschlüsse und Laststeigerungen – also Netzausbau – selbst zu effizienterer Ausnutzung der bestehenden Betriebsmittel, so dass die spezifischen Netzkosten auf dem Wege höherer Auslastung über Jahrzehnte sanken, was wiederum im Interesse der bisherigen und der neuen Kunden lag.

4 EEG-bedingter Netzausbau unterscheidet sich davon grundlegend. Er führt – durchaus bei höheren Übertragungsfähigkeiten des dann ausgebauten Netzes – nicht zu einem Absinken, sondern zu einem Anstieg der spezifischen Netzkosten, da sich zwar ggf. die Transport-, nicht aber die netzfinanzierenden Absatzmengen erhöhen. Insofern wird der praktische Umgang mit diesen Investitions- und Instandhaltungskosten im Rahmen der Netzregulierung eine interessante Fragestellung, zumindest dort, wo diese Kostenpositionen nicht klein sind. Nicht klein sind die Kostenpositionen dann, wenn, bezogen auf den vorhandenen Betriebsmittelbestand des jeweiligen Netzbetreibers, erhebliche Erweiterungen oder Verstärkungen des Netzes nötig sind.

Es ist also von großer Bedeutung, wann und in welchem Umfang EEG-Netzausbau bei dem jeweiligen Netzbetreiber nötig ist. Dafür spielt wiederum die Frage eine wichtige Rolle, wann der Netzbetreiber zum Netzausbau verpflichtet ist und wo es Aufgabe des Einspeisekunden ist, sich an einem weiter entfernt liegenden, aber technisch leistungsfähigeren Punkt an ein bestehendes Netz anzuschließen. **5**

Ehe diese technische Kernfrage des Beitrags hier diskutiert wird, soll eine kurze Vorbetrachtung des aus der Veränderung der Netzaufgabe resultierenden Paradigmenwechsels auch in der Netzplanung vorangestellt werden. **6**

Basis sämtlicher netzplanerischer Überlegungen, sowohl im Hinblick auf Netzaus- und -umbau wie auch auf Netzoptimierung, ist über viele Jahrzehnte der Ansatz gewesen, dass die elektrische Energie von n Einspeise- zu m Ausspeisepunkten zu transportieren ist, wobei immer galt: **7**

$$m >> n$$

Für Verteilnetze, also insbesondere Mittel- und Niederspannungsnetze, galt dabei idealer Weise:

$$n = 1$$

wobei n das Umspannwerk bzw. die Trafostation und damit die Kopplung zur vorgelagerten Netzebene darstellte. Diese keineswegs zwingende Situation ist Folge eines fast 100 Jahre anhaltenden Konzentrationsprozesses in der Stromerzeugung mit dem Ziel, insbesondere die technischen und wirtschaftlichen Effizienzvorteile zunehmend größerer Kraftwerkseinheiten nutzen zu können.

Die gegenwärtige Entwicklung zeigt, dass dieser Konzentrationsprozess aus einer Vielzahl von Gründen in Deutschland offensichtlich beendet ist und darüber hinaus eine Gegenbewegung entstanden ist, die zu einer zunehmenden Dezentralisierung der Erzeugung und einem zunehmenden Auftreten kleinerer Erzeugungseinheiten führt. Motive sind dabei ebenso die Nutzung – im Regelfall nicht weiträumig transportabler – erneuerbarer Energien, Ziele effizienter Kraft-Wärme-Kopplung, Unsicherheit über die langfristig sichere und wirtschaftliche Erreichbarkeit von Rohstoffquellen oder auch der politische Wille, das Eigentum an den Kraftwerken zu diversifizieren. **8**

9 Dieser Entwicklung hin zu einer Re-Dezentralisierung der Stromerzeugung (im Englischen spricht man wertneutraler von ‚distributed generation', also von „verteilter Erzeugung") muss die projektkonkrete Netzplanung oder auch die stärker strategisch fokussierte Netzentwicklung Rechnung tragen. Begleitet wird dieser Umdenkprozess, der zu einem

$$m > n >> 1$$

führt, durch die „normalen" Entwicklungen auf der Lastseite, die aber z.B. durch demografische Entwicklungen ebenfalls teilweise eine neue Qualität erhalten.

10 Der Ansatz $m > n >> 1$ führt auf andere Netzkonfigurationen, weil sich veränderte Spannungsverhältnisse und Lastflüsse in den Netzen einstellen, und er führt ggf. auch auf veränderte Netztopologien. Auf dieses netzplanerische Thema wird im Laufe dieser Betrachtung jedoch nicht weiter eingegangen. Hier soll beleuchtet werden, wie die Vorgaben des EEG als ein Teil dieses Problems in die Netzentwicklung einfließen.

2 Was ist Netzausbau auf der Grundlage des EEG?

11 Ursprünglich nahm man an, dass die bestehenden Stromnetze in der Lage sein würden, die zusätzlichen Einspeiseleistungen aus erneuerbaren Energien zu transportieren. Es gab sogar Untersuchungen, die davon ausgingen, dass dezentrale Erzeugung die Betriebsmittelmenge im Netz und damit die Netzkosten verringern müsse, da durch ortsnahe Erzeugung ja die Übertragungsentfernungen sänken. Diese Überlegungen sind insofern überholt, als einerseits EEG-Erzeugung nicht als gesichert, sondern nur als stochastisch angenommen werden kann, regionales Energieangebot und -nachfrage oft nicht deckungsgleich sind (also die Transportaufgabe verändern, aber nicht reduzieren) und auch Qualitätseffekte auftreten können, die zu Netzausbauverpflichtungen führen. Beispielsweise kommt es also zu EEG-Netzausbau, wenn in einem Raum die EEG-Erzeugung die Netzhöchstlast übersteigt, oder wenn nicht tolerierbare Rückwirkungen auf die Spannungsqualität (gem. DIN EN 50160) zu erwarten sind.

Zentrale Frage aller EEG-Neuanschlüsse ist, wo der geeignete Netzverknüpfungspunkt[2] liegt. Diese Frage bezieht sich sowohl auf die Spannungsebene als auch auf die räumliche Lage und ist deshalb von hoher Relevanz, weil sie die Kostentragung im konkreten Anschlussvorhaben regelt: Bis zum Netzverknüpfungspunkt trägt der Einspeisekunde die als Anschlusskosten bezeichneten Baukosten. Ab dem Netzverknüpfungspunkt fallen die dann als Netzausbaukosten bezeichneten Baukosten in die Verantwortlichkeit und damit Kostentragungspflicht des Netzbetreibers. Gleiches gilt für das Eigentum an den zusätzlichen Betriebsmitteln. **12**

Dabei wird der zuständige Netzbetreiber verpflichtet, bei der Festlegung des Netzverknüpfungspunktes nicht sein bestehendes Netz oder sein betriebswirtschaftliches Optimum im Fokus zu haben, sondern das gesamtwirtschaftliche Optimum. Dieser technisch und wirtschaftlich optimale Verknüpfungspunkt kann also sowohl zu Baukosten auf der Erzeuger- wie auch auf der Netzbetreiberseite führen, und in beiden Fällen können die Kosten erheblich sein. **13**

Damit entsteht bei erheblichen Baukosten in jedem Fall ein Interessenkonflikt: Muss der Anlageneigentümer relativ zur Gesamtinvestition hohe Anschlusskosten tragen, so verschlechtert das die Wirtschaftlichkeit seiner Investition. Hohe Netzausbaukosten beim Netzbetreiber wiederum widersprechen dem Ziel niedriger Netzentgelte. Um dem offensichtlichen Interessenkonflikt des Netzbetreibers vorzubeugen – er soll ja einerseits den Netzverknüpfungspunkt objektiv festlegen, andererseits hat er das Ziel, niedrige Netzentgelte zu erreichen –, kann der zum EEG-Netzausbau verpflichtete Netzbetreiber gem. § 13 (2) EEG[3] die Kosten bei der Ermittlung der Netznutzungsentgelte zum Ansatz bringen. **14**

Grundsätzlich ist damit für den Netzbetreiber betriebswirtschaftlich ein beliebiger EEG-Netzausbau denkbar, wobei zu beachten ist, dass er die Kunden des jeweils ausbauenden Netzbetreibers finanziell be- **15**

2 Unter dem Netzverknüpfungspunkt versteht man diejenige Stelle eines Netzes der öffentlichen Versorgung, an dem die allein genutzte und dem EEG-Anlageneigentümer gehörende Anschlussleitung auf das geografisch am Netzverknüpfungspunkt bestehende, ggf. aber davor leistungsmäßig und ggf. auch topologisch auszubauende Netz des Netzbetreibers trifft.

3 Das „Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)“ ist im HbE abgedruckt unter Nr. 11317.

lastet. Da sich der netzbetreiberseitig nicht beeinflussbare EEG-Netzausbau in Deutschland auf bestimmte Netzebenen, Regionen und Strukturen konzentriert, besteht hier grundsätzlich die Gefahr ungleichmäßiger Belastungen der Netzkunden.

16 Im Folgenden wird die Festlegung des technisch und wirtschaftlich günstigsten Netzverknüpfungspunktes anhand von Abb. 1 näher erläutert.

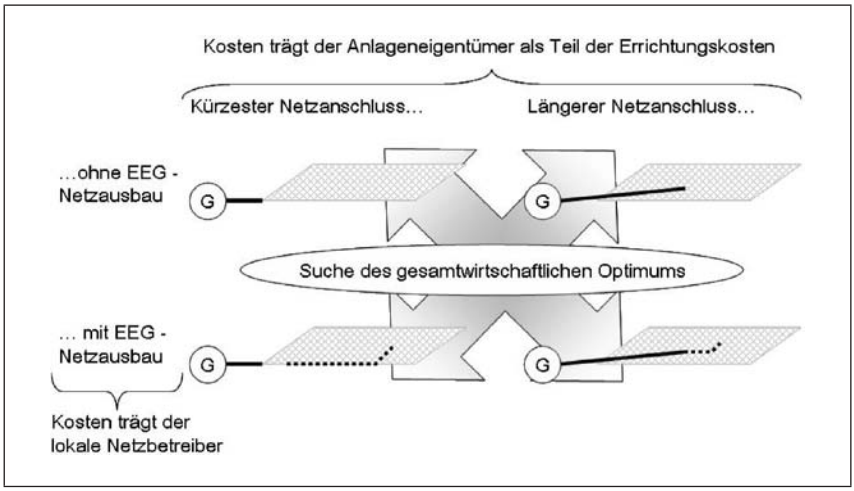


Abb. 1: Kostentragungsschema beim Anschluss neuer EEG-Anlagen

3 Wie wird der geeignete Verknüpfungspunkt bestimmt?

17 Die Abb. 1 stellt das theoretische Grundmodell für die Festlegung des geeigneten Netzverknüpfungspunktes dar, also jenen Teil des EEG, der für den Netzausbau und damit den Betriebsmittelbestand eines Netzbetreibers von hoher Bedeutung ist. Wie wird nun der geeignete Netzverknüpfungspunkt praktisch bestimmt?

18 Das EEG formuliert dazu in § 4 Abs. 2: *„Die Verpflichtung nach Absatz 1 Satz 1 [zum unverzüglichen, vorrangigen Netzanschluss, Anm. d. Verf.] trifft den Netzbetreiber, zu dessen technisch für die Aufnahme geeigneten Netz die kürzeste Entfernung zum Standort der Anlage besteht, wenn nicht ein anderes Netz einen technisch und wirtschaftlich günstigeren Ver-*

knüpfungspunkt aufweist. Ein Netz gilt auch dann als technisch geeignet, wenn die Abnahme des Stroms […] erst durch einen wirtschaftlich zumutbaren Ausbau des Netzes möglich wird; in diesem Fall ist der Netzbetreiber auf Verlangen des Einspeisewilligen zum unverzüglichen Ausbau verpflichtet."[4]

Diese Formulierung bot und bietet umfangreichen Diskussionsstoff, der nicht zuletzt der Tatsache geschuldet ist, dass ihre jeweilige Auslegung die bereits erwähnten, erheblichen Kostenauswirkungen aus betriebswirtschaftlicher Sicht auf die handelnden Parteien haben kann. Gedanklich wird deshalb ein fünfschrittiger „Suchalgorithmus für die Festlegung des Netzverknüpfungspunktes" genutzt und mit seinen Problemen beschrieben. Die 5 Schritte lauten: **19**

1. Schritt: Festlegung des „für die Aufnahme technisch – ggf. erst durch einen wirtschaftlich zumutbaren Ausbau – geeigneten Netzes": Bevor die Suche danach beginnen kann, welches Netz sich zu der neuen Anlage räumlich in nächster Nähe befindet, ist festzulegen, welche Netzebene (ggf. nach einem wirtschaftlich zumutbaren Ausbau, s. Schritt 4) überhaupt zur Aufnahme der Einspeiseleistung als technisch geeignet angesehen werden kann. In der Frühphase des heutigen EEG wurde z.B. ernsthaft gefordert, ein anlagennahes Niederspannungsnetz so auszubauen, dass dort eine Windkraftanlage mit über 1 MW Leistung angeschlossen werden solle. Diese rein geografische und die Technik vernachlässigende Betrachtung ist offensichtlich hier nicht gemeint, denn sonst hätte der Gesetzgeber auf die Einschränkung „technisch für die Aufnahme geeignet" verzichten können. Letztlich führt dieser erste Schritt auf die Klärung der Frage, für welche Leistungsklassen welche Netzebenen in Betracht zu ziehen sind. Dies könnte z.B. das Mittelspannungsnetz (als Beispiel räumlich verteilter Betriebsmittel) für eine Anlage von 1 MW sein, oder auch ein Umspannwerk (beispielhaft für punktuelle Betriebsmittel) für z.B. eine Anschlussleistung von 10 MW. **20**

2. Schritt: Festlegung des nächstgelegenen, technisch geeigneten Netzes: Ist die entsprechende Netzebene definiert, so kann auf geografischer Basis die Suche nach dem nächstgelegenen Netz der allge- **21**

4 Vgl. das „Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)", im HbE abgedruckt unter Nr. 11317.

meinen Versorgung[5] beginnen – also, um den obigen Beispielen zu folgen, nach der räumlich nächstgelegenen Mittelspannungsleitung oder dem räumlich nächstgelegenen Umspannwerk. Diese Überlegungen werden simpel auf der Basis von Kreisradien durchgeführt. Zwei Dinge spielen in diesem Schritt explizit keine Rolle: Erstens die Frage, ob das entsprechende Betriebsmittel in seinem gegenwärtigen Ausbauzustand und Auslastungsgrad in der Lage ist, die zusätzliche Einspeiseleistung aufzunehmen, denn es kann durchaus ein derzeit nicht mehr aufnahmefähiges Betriebsmittel in einer technisch geeigneten Netzebene der geeignete Netzverknüpfungspunkt sein, solange es sich (mittels EEG-Netzausbau) um den wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt handelt. Zweitens ist die Frage unerheblich, in wessen Eigentum das entsprechende Betriebsmittel steht, solange es sich dabei um einen Teil des öffentlichen Netzes handelt. Das EEG sieht explizit keine Regelungen z.B. auf der Basis von Konzessionsverträgen vor, nach der also derjenige Netzbetreiber zum Anschluss verpflichtet wäre, der Konzessionsnehmer in der Gemarkung ist, in der die EEG-Anlage errichtet wird. Stattdessen muss die Suche eigentumsunabhängig nach technischen Prinzipien erfolgen.

22 **3. Schritt: Prüfung, ob der nächstgelegene technisch mögliche auch der technisch und wirtschaftlich günstigste Verknüpfungspunkt ist**[6]: Dieser Schritt bereitet sicherlich die meisten Schwierigkeiten, auch wenn seine Bedeutung in der Praxis sehr einleuchtend ist. Es geht hier um die Frage, ob beim Anschluss an dem nächstgelegenen Verknüpfungspunkt gesamthaft – also aus volkswirtschaftlicher Betrachtung – die niedrigsten Kosten entstehen, oder ob es eine technisch vergleichbar geeignete Lösung gibt, die niedrigere Gesamtkosten verursacht.

23 Im Beispiel des o.g. Mittelspannungsnetzes könnte z.B. die räumlich nächstgelegene Mittelspannungsleitung in 800 m Entfernung auf der

5 Es ist der Fall denkbar, dass z.B. das Anschlusskabel eines Windparks, das in dessen Eigentum steht und noch Leistungsreserven aufweist, direkt an einer neuen EEG-Anlage vorbei führt. Da dieses Kabel aber kein Netz der allgemeinen Versorgung ist, besteht für den Eigentümer keine Anschlussverpflichtung gegenüber der neuen EEG-Anlage, selbst wenn dieses der gesamtwirtschaftlich günstigste Verknüpfungspunkt wäre.

6 In der rechtlichen Literatur wird der 3. mit dem folgenden 4. Schritt meistens als Einheit unter dem Titel „wirtschaftlich zumutbarer Ausbau" betrachtet. In der technischen Praxis ist die hier gewählte Zweischrittigkeit vorteilhaft.

anderen Seite eines Kanals liegen, während auf der Anlagenseite die nächste Mittelspannungsleitung 1.000 m entfernt ist. In diesem Fall mag die Leitung auf der anderen Kanalseite zwar technisch geeignet sein, sie stellt aber aufgrund der nötigen Kanalquerung nicht das wirtschaftliche Optimum dar, weil die kürzere Anschlussleitung incl. Kanalquerung für den Anlagenerrichter teurer wäre, als die längere Leitung ohne Kanalquerung.

24 Im zweiten Beispiel der Einspeiseleistung von 10 MW liegt ein Umspannwerk in 8 km Entfernung, ein zweites in 12 km Entfernung. In dem 8 km entfernt liegenden Umspannwerk steht aber keine Aufnahmekapazität von 10 MW mehr zur Verfügung, weil bereits in erheblichem Umfang EEG-Anlagen dort angeschlossen sind. Dagegen gibt es in dem weiter entfernt liegen Umspannwerk noch ausreichende Aufnahmekapazitäten. In diesem Fall würde das weiter entfernt liegende Umspannwerk als geeigneter Verknüpfungspunkt festgelegt, es sei denn, die Aufnahmekapazität im nächstgelegenen Umspannwerk ließe sich relativ preisgünstig (z.B. durch noch nicht vorhandene Lüftertechnik an den Transformatoren) erhöhen.

25 Andernfalls ist es sicherlich günstiger, für z.B. 200.000 € 4 km mehr Leitungsbau durchzuführen, als einen Trafotausch vorzunehmen, ggf. noch mit einem Wechsel der Schaltanlage etc. Für Diskussionsstoff sorgt ein solches Vorgehen in der Regel nicht deshalb, weil es technisch unvernünftig wäre, sondern weil die Kostentragung in diesem Fall anders ist: Der Anlagenerrichter muss für 200.000 € zusätzliche Anschlussleitung legen, um dem Netzbetreiber einen wirtschaftlich nicht sinnvollen Netzausbau zu „ersparen". Dies kann insbesondere dann zu Streitigkeiten führen, wenn die Frage der wirtschaftlich günstigsten Anschlusslösung schwer zu klären ist, weil die Kosten verschiedener Varianten bei ganz unterschiedlicher Kostentragungsverpflichtung relativ ähnlich sind.

26 Das Beispiel mit dem Umspannwerk weist auf zwei häufige Fälle hin, die einen Netzausbau (soweit gesamtwirtschaftlich günstigste Anschlusslösung und dem Netzbetreiber wirtschaftlich zumutbar) im Regelfall nötig machen. Dies sind:

- Überschreitung der Belastbarkeit von Betriebsmitteln,
- Nichteinhaltung der Versorgungsspannung gem. EN 50160 bei Anschlüssen in den ungeregelten Spannungsebenen.

Details dazu regeln entsprechende Richtlinien des VDN/VDEW[7]. In diesen Richtlinien sind vor allem die durchzuführenden technischen Prüfungen im Detail beschrieben, auf die hier nicht weiter eingegangen wird.

27 **4. Schritt: Klärung der wirtschaftlichen Zumutbarkeit:** Ist der technisch und wirtschaftlich günstigste Verknüpfungspunkt bestimmt, so ist die Frage der wirtschaftlichen Zumutbarkeit noch offen. Der Gesetzgeber formuliert diese Prinzip sinnvoller Weise in Richtung des zum Netzausbau unabhängig von seiner sonstigen Nutzbarkeit verpflichteten Netzbetreibers: Ein Anlagenerrichter, auf den nach der Festlegung des Netzverknüpfungspunktes wirtschaftlich unzumutbar hohe Anschlusskosten zukommen, wird die Anlage aus wirtschaftlichen Erwägungen letztlich gar nicht errichten. Eine ähnliche Begrenzungsmöglichkeit wird mit dieser Formulierung, die allerdings breiten Interpretationsspielraum bietet, dem Netzbetreiber eingeräumt. In den Auslegungen zum EEG geht man häufig davon aus, dass die wirtschaftliche Unzumutbarkeit dann gegeben ist, wenn die Kosten des Netzausbaus in keinem wirtschaftlich sinnvollen Verhältnis mehr zur zusätzlich aufgenommenen Einspeiseleistung stehen.

28 Dabei gibt es zwei häufig anzutreffende Messprinzipien für die Unzumutbarkeit: Einerseits wird formuliert, dass die Netzausbaukosten nicht über 25 % der Errichtungskosten für die EEG-Anlage liegen dürfen, andererseits, dass sie nicht oberhalb von 25 % der zu erwartenden Gesamtvergütung für die neu errichtete EEG-Anlage liegen dürfen. Zu beidem ist zu bemerken, dass die sich ergebenden Grenzwerte unterschiedlich sein können, es sich aber in beiden Fällen um erhebliche Netzausbaukosten handeln kann, die für den Netzbetreiber als wirtschaftlich zumutbar angesehen werden: So ist offensichtlich, dass für eine 2 Mio. € teure Biogasanlage ein Netzausbau von 500.000 € – z.B. also 10 km Leitungsbau – dem Netzbetreiber wirtschaftlich noch zumutbar wären, geht man auf Basis der Errichtungskosten vor. Dieser Wert ist sicherlich insofern zu hinterfragen, als ein Anlagenerrichter, fielen diese Kosten auf Basis der Netzverträglich-

7 „Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ und „Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“. Die Internetadressen beider Verbände sind im HbE zu finden unter Nr. 13771.

keitsprüfung zu seinen Lasten, die Anlage vermutlich aus wirtschaftlichen Erwägungen nicht errichten würde.

29 **5. Schritt: Umgang mit möglichen Rechtstreitigkeiten:** Während die Schritte 1 und 2 heute relativ unkritisch in ihrer Durchführung sind, kann es um die Inhalte der Schritte 3 und 4, die auf Grund ihrer Komplexität zwangsläufig Abwägungsprozesse enthalten, durchaus zu Rechtstreitigkeiten kommen. Basis ist häufig die Vermutung, der eine Netzverträglichkeitsprüfung durchführende Netzbetreiber verschiebe die Ergebnisse aus eigenen betriebswirtschaftlichen Interessen zu Lasten des Anlagenerrichters. Dies ist insbesondere deshalb der Fall, weil die meisten einzeln betrachteten Netzverträglichkeitsprüfungen zu längeren Anschlussleitungen führen, denn im Netz sind immer zusätzliche Stationsumbauten etc. zu berücksichtigen, die bei möglichst gradliniger Verlegung einer Anschlussleitung nicht anfallen.

30 Um in ggf. dann zu führenden Prozessen gut vorbereitet zu sein, ist es auf jeden Fall nötig, Varianten unvoreingenommen zu prüfen und die überprüften Varianten sauber zu dokumentieren, ehe der Netzverknüpfungspunkt festgelegt wird. Die Frage, wo eine gütliche Einigung möglich ist und wann eine gerichtliche Klärung unvermeidlich ist, obliegt den beteiligten Parteien und ihren Strategien incl. Einschätzung der Erfolgsaussichten. Häufig wird hier zunächst von beiden Parteien gemeinsam der Weg einer gutachtlichen Prüfung des ermittelten Netzverknüpfungspunktes beschritten. Mit diesem allerdings nicht unaufwändigen Weg kann häufig eine juristische Auseinandersetzung vermieden werden.

31 Auch nach diesen 5 Schritten verbleiben Graubereiche und Interpretationsspielräume. So stellt sich z.B. die Frage, inwieweit Netzbetreiber ihre sinnvoller Weise intern getroffenen Festlegungen z.B. zur Netzfahrweise oder zur Auswahl ausschließlich eingesetzter Betriebsmitteldimensionierungen im Falle von Streitigkeiten aufrechterhalten und ggf. juristisch durchsetzen können.

4 Fazit

32 Technisch ist es möglich, bisherige Versorgungsnetze zunehmend auf einen Mischcharakter zwischen Ein- und Ausspeisung hin zu entwi-

ckeln. Dabei sind viele Fragen zum Netzaufbau, zur Auslastung der Betriebsmittel und zur Netzführung noch weiter zu vertiefen.

33 Eine andere Frage, die mit dem EEG-Netzausbau zusammenhängt, bleibt aber weiterhin offen: Wie soll mit Netzen umgegangen werden, die sich von Versorgungsnetzen zunehmend zu Entsorgungsnetzen hin entwickeln? Alle derzeit diskutierten Überlegungen zur Netzeffizienz zielen weiterhin darauf ab, ob ein Netz aus Versorgungsgesichtspunkten effizient aufgebaut ist. Spätestens dann, wenn in Hoch-, Mittel- oder Niederspannungsnetzen die Erzeugungs- die Lastspitze deutlich übersteigt, die bezogene Jahresarbeit sich drastisch reduziert oder zunehmend Betriebsmittel nur für die Erzeugungsaufnahme zur Verfügung stehen, muss diese Sichtweise aber auf jeden Fall kritisch überprüft werden.

Anreizregulierung

Andreas Schunk[1]

Mit dem Inkrafttreten der Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze werden die grundlegenden Vorgaben des § 21a des Energiewirtschaftsgesetzes konkretisiert. Der Beitrag stellt auf Basis der rechtlichen Vorgaben Grundlagen und Methoden der Anreizregulierung dar. Er analysiert insbesondere die Vorgaben für die Kostenbasis, die Produktivitätsentwicklung und den Effizienzvergleich und bezieht kritisch Stellung. Die vielfältigen Beiträge zur Ausgestaltung der Anreizregulierung zeigen einen erheblichen Diskussionsbedarf über grundsätzliche Fragen ebenso wie über Details. Nach dem Inkrafttreten der Verordnung werden der Effizienzvergleich und die Entwicklung der Qualitätsregulierung im Mittelpunkt der Diskussionen stehen. Es ist zu erwarten, dass nicht zu allen Fragen einvernehmliche Lösungen gefunden werden können. Es ist nicht unwahrscheinlich, dass die Anreizregulierungsverordnung im Lichte der Entwicklungen der ersten Regulierungsperiode noch einmal verändert werden wird.

Inhaltsübersicht

		Rn
1	Einleitung	1
2	Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes	2–8
3	Grundlagen der Anreizregulierung	9–13
4	Methoden der Anreizregulierung	14–18
5	Bestimmung der Erlösobergrenze – Erlösformel	19–23
6	Ausgangsbasis für die Erlösobergrenze	24–33
6.1	Beeinflussbare und nicht beeinflussbare Kosten	27–30
6.2	Zur Diskussion um die Kostenbasis	31–33
7	Produktivitätsentwicklung	34–63
7.1	Sektorale Produktivitätsentwicklung – der generelle X-Faktor (X gen)	41–54
7.1.1	Berechnung des X gen	41–47
7.1.2	Zur Diskussion um das X gen	48–54
7.2	Produktivitätsentwicklung des einzelnen Netzbetreibers – der individuelle X-Faktor (X ind)	55–63

1 Der Autor dankt für vielfältige Unterstützung durch Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter des BDEW und seiner Gremien und hilfreiche Anmerkungen von *Prof. Dr. Gert Brunekreeft*.

		Rn
8	Effizienzvergleich zur Bestimmung des X individuell	64–73
8.1	Methoden für den Effizienzvergleich	64–67
8.2	Zu den Problemen des Effizienzvergleichs	68–73
9	Weitere Elemente der Erlösformel und andere Bestandteile der Anreizregulierung	74–79
10	Schlussbemerkungen	80-82
11	Literatur	

1 Einleitung

1 Seit dem Jahr 2004 wird in den Fachkreisen von Politik, Behörden und Wirtschaft über eine Anreizregulierung für Energienetze in Deutschland diskutiert.[2] Einen formalen Rahmen erhielt die Diskussion durch das neue Energiewirtschaftsgesetz, das am 13. Juli 2005 in Kraft trat.[3] In § 21a hat der Gesetzgeber einige grundlegende Vorgaben für die Anreizregulierung festgeschrieben. Außerdem wurde die mit dem Gesetz neu errichtete Bundesnetzagentur (BNetzA) beauftragt, bis zum 1. Juli 2006 einen Bericht zur Einführung einer Anreizregulierung in Deutschland anzufertigen. Dieser Pflicht ist die Behörde nachgekommen.[4] Die Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (ARegV) ist am 6. November 2007 in Kraft getreten.[5] Im Anschluss daran wird die Bundesnetzagentur die Details zur Umsetzung der Verordnung zu erarbeiten haben. Sie hat bereits angekündigt, erneute Konsultationsprozesse, insbesondere zur

2 „Anreize zur Steigerung der Effizienz" und „für eine kosteneffiziente Leistungserbringung" werden erwähnt in Bundestags-Drucksache 15/3917 bzw. Bundesrats-Drucksache 613/04, Entwurf eines „Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts". Die Branchenverbände der Energiewirtschaft haben mit dem Papier „Kernpunkte zur Implementierung der Anreizregulierung für deutsche Stromnetzbetreiber" vom 24. November 2004 einen ersten Vorschlag zur Einführung einer Anreizregulierung vorgelegt.

3 Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970), *im HbE abgedruckt unter Nr. 11311*. Zum EnWG allgemein vgl. den Beitrag von *Brandt, im HbE unter Nr. 5301*.

4 BNetzA, Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG, 30. Juni 2006.

5 Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung – ARegV) in Artikel 1 der Verordnung zum Erlass und zur Änderung von Rechtsvorschriften auf dem Gebiet der Energieregulierung vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), *im HbE abgedruckt unter Nr. 11420.*

Qualitätsregulierung und zu den Vergleichsparametern für den Effizienzvergleich, durchzuführen.

2 Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes

Im Zuge der Liberalisierung der Energiemärkte in Europa und des Wegfallens der Strompreisaufsicht in Deutschland zum 30. Juni 2007[6] hat der Gesetzgeber für den Monopolbereich der leitungsgebundenen Energieversorgung, also die Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze, eine Kostenregulierung eingeführt.[7] Die Regulierung des Netzbetriebs wird in Teil 3 (§§ 11 bis 35) des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) geregelt, der Netzzugang in Abschnitt 3 (§§ 20 bis 28a) von Teil 3. § 20 Abs. 1 Satz 1 EnWG schreibt vor, dass Betreiber von Energieversorgungsnetzen jedermann diskriminierungsfrei Netzzugang zu gewähren haben. Die Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang müssen gemäß § 21 Abs. 1 EnWG angemessen, diskriminierungsfrei und transparent sein; sie dürfen darüber hinaus nicht ungünstiger sein, als sie für Leistungen innerhalb des Unternehmens oder gegenüber verbundenen oder assoziierten Unternehmen angewendet werden. **2**

Die Entgelte sind entsprechend der Vorgabe des § 21 Abs. 2 EnWG auf der Grundlage der Kosten einer Betriebsführung zu bilden, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen. Dabei sind Anreize für eine effiziente Leistungserbringung und eine angemessene, wettbewerbsfähige und risikoangepasste Verzinsung des eingesetzten Kapitals zu berücksichtigen. Die Netzentgelte bedürfen gemäß § 23a Abs. 1 EnWG einer Genehmigung, soweit nicht eine Anreizregulierung angeordnet worden ist. **3**

Bis spätestens Ende Oktober 2005 hatten die Stromnetzbetreiber, bis Ende Januar 2006 die Gasnetzbetreiber, ihre Netzentgelte für 2007 zu **4**

6 Gemäß Artikel 5 Absatz 3 des Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970), *im HbE abgedruckt unter Nr. 11313*, trat die Bundestarifordnung Elektrizität vom 18. Dezember 1989 (BGBl. I S. 2255) am 1. Juli 2007 außer Kraft.

7 § 21 Abs. 2 Satz 1 EnWG.

beantragen.[8] Die entsprechenden Verordnungen, die die Methoden zur Bestimmung der Entgelte für den Netzzugang regeln, waren vom Verordnungsgeber in unmittelbarer zeitlicher Nähe zum Energiewirtschaftsgesetz in Kraft gesetzt worden.[9] Nachdem die Anreizregulierung nicht, wie politisch gewollt und von der Bundesnetzagentur vorgeschlagen[10], am 1. Januar 2008 beginnt, ist zwischenzeitlich eine unübersichtliche Lage entstanden. Zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Beitrages haben einige Netzbetreiber noch keine Genehmigung ihrer beantragten Entgelte aus der „ersten Runde" erhalten (Stand Oktober 2007). Die erteilten Genehmigungen sind in der Regel befristet bis Ende 2007 (Strom) und März 2008 (Gas). Grundsätzlich haben die Netzbetreiber sechs Monate vor Auslaufen der Genehmigung neue Entgelte zu beantragen.[11] Mehrere Regulierungsbehörden hatten jedoch zwischenzeitlich schriftlich mitgeteilt[12] oder erkennen lassen, dass Anträge ohne schädliche Wirkung auf Erteilung der Genehmigung in der Frist von sechs Monaten auch später gestellt werden konnten. Darüber hinaus können Netzbetreiber auf die Beantragung neuer Entgelte verzichten, soweit keine höheren als die bislang genehmigten Entgelte beantragt werden. Von den durch die Bundesnetzagentur im Wege der Organleihe regulierten 150 Stromnetzbetreibern haben davon nach Verlautbarungen von deren Präsidenten rund 100 Gebrauch gemacht; von den durch die Bundesbehörde regulierten Gasnetzbetreibern haben etwa 90 einen Verlängerungsantrag gestellt.[13]

5 Die Möglichkeit, Netzzugangsentgelte im Wege einer Anreizregulierung zu bestimmen, eröffnet § 21a EnWG. Dieser enthält eine Reihe grundsätzlicher Vorgaben für die Umsetzung der Anreizregulierung.

---

8 § 118 Abs. 1b EnWG.

9 Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung – StromNEV) vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970) und Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzentgeltverordnung – GasNEV) vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2197), *im HbE abgedruckt unter Nr. 11402 und Nr. 11411.*

10 BNetzA, Bericht, Textziffer 350.

11 § 23a Abs. 3 Satz 1 EnWG.

12 Beispielhaft das „Rundschreiben an alle Strom- und Gas-Netzbetreiber in bayerischer Regulierungszuständigkeit", „Zweite Netzentgelt-Genehmigungsrunde – Verfahrensweise", ohne Datum, Punkt 3.b.

13 Aussage von *Matthias Kurth*, Präsident der Bundesnetzagentur, bei der EnBW Summer Conference am 18. September 2007.

Unter anderem ist dort geregelt, dass einzelne Netzbetreiber oder Gruppen von Netzbetreibern Vorgaben für die maximale Höhe der Entgelte oder der Gesamterlöse und Effizienzvorgaben erhalten. Die Dauer der Regulierungsperiode darf zwei bis fünf Jahre betragen. Beeinflussbare und nicht beeinflussbare Kostenanteile sind zu unterscheiden und strukturelle Besonderheiten der Versorgungsgebiete zu berücksichtigen. Insbesondere enthält das Gesetz auch eine Verordnungsermächtigung.[14]

6 Die Anreizregulierungsverordnung schafft „die Rechtsgrundlage für die Arbeit der Regulierungsbehörden im Bereich der Anreizregulierung zur Bestimmung der Netzentgelte" von Strom und Gasnetzen. Sie „regelt, in welcher Art und Weise, nach welchen Methoden und nach welchem Verfahren Anreize für eine effiziente Leistungserbringung durch die Netzbetreiber gesetzt werden."[15] Die Verordnung ist in fünf Teile gegliedert, die den Anwendungsbereich der Verordnung regeln, allgemeine und besondere Vorschriften sowie sonstige Bestimmungen und Schlussvorschriften enthalten. Die „Verordnung zum Erlass und zur Änderung von Rechtsvorschriften auf dem Gebiet der Energieregulierung" enthält neben der Anreizregulierungsverordnung Änderungen der Strom- und der Gasnetzentgeltverordnung.

7 In der Anreizregulierungsverordnung sind Vorgaben zur Bestimmung der Erlösobergrenze und zu deren Umsetzung in Netzentgelte ebenso enthalten wie Qualitätsvorgaben und Vorschriften für Übertragungsnetzbetreiber einerseits und kleine Netzbetreiber andererseits. Sie sieht einen pauschalierten Investitionszuschlag vor und regelt den Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüssen und Netzaufspaltungen. Die sonstigen Bestimmungen enthalten Hinweise für die Erhebung der notwendigen Daten und den Umgang mit ihnen, für Festlegungen und Genehmigungen der Regulierungsbehörde und die Evaluierung und Berichte der Bundesnetzagentur. Schließlich enthält sie Übergangsvorschriften.

14 § 21a Abs. 1 i. V. m. Abs. 6 Satz 1 Nr. 1 EnWG.

15 Entwurf der Verordnung zum Erlass und zur Änderung von Rechtsvorschriften auf dem Gebiet der Energieregulierung, Kabinettsbeschluss vom 13. Juli 2007 und Bundesratsbeschluss vom 21. September 2007, und ebendort Artikel 1, ARegV, Begründung, A. Allgemeiner Teil, I. Ziel und Gegenstand der Verordnung.

8 Es ist vorgesehen, dass die erste Regulierungsperiode der Anreizregulierung am 1. Januar 2009 beginnt. Die Regulierungsperioden dauern grundsätzlich fünf Jahre. Für Gasnetze sieht die Verordnung für die erste Periode eine Dauer von vier Jahren vor. Die zweite Periode beginnt dem entsprechend für Stromnetze am 1. Januar 2014 und für Gasnetze ein Jahr früher.[16]

3 Grundlagen der Anreizregulierung

9 Energienetze sind technisch-wirtschaftliche Monopole. Sie sind damit dem Wettbewerb entzogen. Da es den Netzkunden nicht möglich ist, ein Konkurrenzangebot zu nutzen, wäre es den Netzbetreibern ohne staatliche Eingriffe möglich, für die Nutzung ihres Netzes einen höheren Preis festsetzen als unter Wettbewerbsbedingungen. Ökonomisch betrachtet ermöglichen sie es ihren Betreibern, eine Monopolrente zu erzielen. Zudem kann es bei integrierten Versorgungsunternehmen sinnvoll sein, unternehmensfremde Energieeinspeiser (Stromerzeuger oder Gasimporteure) oder Vertriebe zu diskriminieren, um den unternehmensinternen Wertschöpfungsstufen Erzeugung und Vertrieb einen Wettbewerbsvorteil zu verschaffen.

10 Infolge der Liberalisierung des Strommarktes durch das Energiewirtschaftsgesetz im Jahr 1998 wurden die Netznutzungsbedingungen über die so genannten Verbändevereinbarungen festgelegt. Diese wurden im Jahr 2005 durch das Regime des neuen Energiewirtschaftsgesetzes abgelöst, das der Gefahr der Diskriminierung mit einer Reihe von Vorschriften begegnet. Das Gesetz schreibt unter anderem die Unabhängigkeit des Netzbetriebs von anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung vor.[17]

11 Die Maßnahmen, die einen diskriminierungsfreien Netzbetrieb sicherstellen, sind jedoch nicht dazu geeignet, Monopolrenten für Netzbetreiber zu verhindern. In den vergangenen Jahrzehnten wurden die Tarife und Preise für Strom durch die staatliche Strompreisaufsicht der Bundesländer geprüft und genehmigt. Auf der Grundlage der Kosten wurde in der Regel eine bestimmte Rendite vorgege-

16 § 3 Abs. 1 ARegV und § 34 Abs. 1a ARegV.

17 § 6 Abs. 1 Satz 2 EnWG. Zum „Unbundling" vgl. den Beitrag von *Korfkamp/Hanisch, im HbE unter Nr. 3311.*

ben. Damit war eine Tendenz zu hohen Investitionen in Elektrizitätsversorgungsnetze verbunden. Dies führte zu einem Ausbau der Netze auf hohem Niveau mit einer entsprechenden Versorgungssicherheit und -qualität.[18] Der Ausbau der Gasversorgungsnetze erfolgte dagegen im Wettbewerb mit anderen Energieträgern, insbesondere dem Heizöl, primär zur Wärmeversorgung und nicht flächendeckend.

In der internationalen Regulierungspraxis wurde seit den 1980er Jahren die Anreizregulierung als Alternative zu den Methoden der Kostenregulierung entwickelt. Sie schafft durch den Einsatz geeigneter Instrumente möglichst wettbewerbsnahe Bedingungen für den Betrieb von Energienetzen. Dazu löst sie sich phasenweise zumindest in Teilbereichen von den dem Netzbetrieb zugrunde liegenden Kosten. Der Netzbetreiber erhält Vorgaben für die Entwicklung seiner Erlöse oder Preise, die für die Dauer einer Regulierungsperiode von seinen Kosten unabhängig sind. **12**

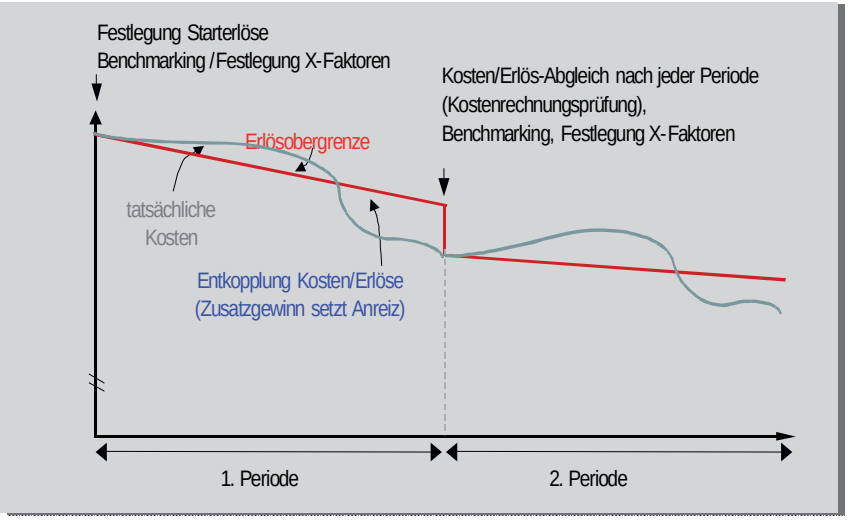


Abb. 1: Schematische Darstellung einer möglichen Entwicklung der Erlösobergrenze und der Kosten in der Anreizregulierung [Quelle: VDEW]

18 Die Bundesnetzagentur weist unter dem Begriff Rendite-Regulierung (Rate-of-Return-Regulierung) zusätzlich auf die Möglichkeit inverser Anreize für Effizienzverbesserungen hin. BNetzA, Bericht, Textziffer 169.

13 Abbildung 1 zeigt die dargestellte Methodik schematisch. Für die Erlöse wird ein Entwicklungspfad vorgegeben. Er ist im Verlauf der Regulierungsperiode unabhängig von der Entwicklung der Kosten. Nur zu Beginn der Regulierungsperiode wird die Ausgangsbasis für den Erlöspfad mit den Kosten abgeglichen.

4 Methoden der Anreizregulierung

14 Die Bundesnetzagentur unterscheidet grundsätzlich zwei Methoden der Anreizregulierung: Die Obergrenzenregulierung und den Vergleichswettbewerb.

15 Die Obergrenzenregulierung (Cap-Regulierung) kann als Preis- oder Erlösobergrenzenregulierung oder als Mischform aus beiden ausgestaltet sein. Bei der Preisregulierung (Price-Cap) werden dem Netzbetreiber Preisobergrenzen vorgegeben, die er für einzelne Produkte von den Netznutzern fordern darf. Dies ermöglicht es dem Regulierer, unterschiedliche Preise zum Beispiel für die Nutzung einzelner Netzebenen vorzugeben. Bei der Erlösregulierung (Revenue-Cap) wird dem Netzbetreiber auf der Grundlage seiner Kosten eine Obergrenze für die Gesamtsumme der Erlöse für einen bestimmten Zeitraum gesetzt. Durch hybride Elemente können bei der Bestimmung der Obergrenze Mengeneffekte berücksichtigt werden.

16 Die Preisregulierung von Monopolbereichen ist in den Vereinigten Staaten von Amerika, Kanada und Großbritannien recht verbreitet. „For example, since 1999 at least 36 states were operating under some form of price cap regulation to govern the intrastate activities of their telecommunications suppliers.“[19]

17 Im Unterschied zu der kostenbasierten Obergrenzenregulierung sieht der Vergleichswettbewerb (Yardstick Competition) eine vollständige Unabhängigkeit der Erlöse von den individuellen Kosten des einzelnen Unternehmens vor. Den Maßstab bilden allein die durchschnitt-

19 *Bernstein, J. I.*, Price Cap Regulation and Productivity Growth, International Productivity Monitor Number One, Frühjahr 2000, S. 23. Diese Tendenz bestätigt *Brunekreeft, G.*, Chancen und Risiken der ‚Anreizregulierung‘ nach § 21a EnWG – Auswirkungen auf die Netzinvestitionen, Vortrag am Institut für Berg- und Energierecht, Ruhr-Universität Bochum, 1. Februar 2007.

lichen Kosten aller anderen vergleichbaren Netzbetreiber. Die Erlöse des einzelnen Netzbetreibers sind damit dauerhaft von seinen Kosten entkoppelt. Einen solchen „mechanism in which the price the regulated firm receives depends on the costs of identical firms" hat Andrei Shleifer im Jahr 1985 in seinem Artikel „A theory of yardstick competition" vorgeschlagen.[20]

18 Die Bundesnetzagentur sieht den Vergleichswettbewerb ab der dritten Regulierungsperiode vor. Er stelle „das anreizstärkste Regulierungsregime dar, da es Wettbewerb in adäquater Weise" simuliere.[21] Der Vergleichswettbewerb wird im vorliegenden Artikel nicht vertiefend betrachtet, da er auch in der Diskussion um die Regulierung der deutschen Energienetze bisher eine untergeordnete Rolle einnimmt.

5 Bestimmung der Erlösobergrenze – Erlösformel

19 In Deutschland ist im Rahmen der Anreizregulierung eine Erlösobergrenzenregulierung vorgesehen. Die Bestimmung der Obergrenzen erfolgt über eine Regulierungsformel. In einfacher Form kann sie wie folgt dargestellt werden:[22]

$$E_t </= K_{t-1} * (1 + VPI_t - X)$$

Dabei sind:

- E_t: Erlösobergrenze im Jahr t
- K_{t-1}: Kostenbasis im Jahr t-1
- VPI_t: Inflationsrate im Jahr t
- X: Effizienzsteigerungsvorgabe

20 Die erlaubte Obergrenze der Erlöse eines Jahres für einen Netzbetreiber wird somit auf der Basis der Kosten des Vorjahres gebildet. Diese enthalten die zugestandene Verzinsung des Eigenkapitals, die aus

20 *Shleifer, A.*, A theory of yardstick competition, in Rand Journal of Economics, Vol. 16, No. 3, Autumn 1985, S. 319.

21 BNetzA, Bericht, Textziffern 341 – 343.

22 angelehnt an *Franz, O.; Schäffner, D.; Trage, B.*, Grundformen der Entgeltregulierung: Vor- und Nachteile von Price-Cap, Revenue-Cap und hybriden Ansätzen, Bad Honnef, August 2005, S. 39.

dem Gewinn erfolgt. Die Erlöse eines Jahres entsprechen somit den inflationsbereinigten Kosten des Vorjahres, die um eine Effizienzverbesserung reduziert werden.

21 Die Berücksichtigung der Kosten aus dem Jahr t-1 und der aktuellen Inflation stellen ein Problem dar. Zum Zeitpunkt der Bestimmung der Erlösobergrenze sind weder die Kosten noch die Inflationsrate bekannt. Da die Erlösobergrenze vor Beginn des Jahres t berechnet werden muss, liegen abschließende Werte allenfalls für das Jahr t-2 vor. Deswegen kann die exakte Erlösobergrenze erst nachträglich berechnet werden.

22 Die Anreizregulierungsverordnung enthält zur Festsetzung der Erlösobergrenze die nachfolgende Regulierungsformel :[23]

$$EO_t = KA_{dnb,t} + \left(KA_{vnb,0} + (1 - V_t) \times KA_{b,0}\right) \times \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t\right) \times EF_t + Q_t$$

Die einzelnen Elemente sind:

- $E0_t$: Erlösobergrenze aus Netzentgelten
- $KA_{dnb,t}$: Dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil für das Jahr t
- $KA_{vnb,0}$: Vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil
- V_t: Verteilungsfaktor für den Abbau der ineffizienten Kosten, der im Jahr t Anwendung findet.
- $KA_{b,0}$: Beeinflussbarer Kostenanteil. Er entspricht den ineffizienten Kosten.
- VPI_t: Verbraucherpreisgesamtindex, der für das Jahr t Anwendung findet
- VPI_0: Durch das Statistische Bundesamt veröffentlichter Verbraucherpreisgesamtindex für das Basisjahr
- PF_t: Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor im Jahr t. Er wird ab dem ersten Jahr der Regulierungsperiode aufkumuliert.
- EF_t: Erweiterungsfaktor der jeweiligen Regulierungsperiode
- Q_t: Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenze für die Abweichung von Kennzahlen hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit oder der Netzleistungsfähigkeit (Qualitätselement).

23 Anlage 1 in Verbindung mit § 7 ARegV.

Die Erlösformel in der Verordnung basiert weitgehend auf dem Vorschlag der Bundesnetzagentur.[24] Die einzelnen Elemente werden in den nachfolgenden Kapiteln näher betrachtet. **23**

6 Ausgangsbasis für die Erlösobergrenze

Die Anreizregulierungsverordnung sieht als Basis der Erlösobergrenze das Ergebnis der letzten Kostenprüfung vor Beginn der Anreizregulierung vor.[25] Für die erste Regulierungsperiode sind dies die genehmigten Kosten der zweiten Netzentgeltgenehmigung, die durch die Regulierungsbehörden grundsätzlich für Strom bis zum Ende des Jahres 2007 und für Gas bis Ende März 2008 zu erteilen sind. Die Unternehmen haben dazu Anträge bei der zuständigen Behörde zur Genehmigung von Netzentgelten auf der Basis der Kosten des Jahres 2006 gestellt. Die genehmigten Netzentgelte und die damit durch die Regulierungsbehörde anerkannten Kosten sind Ausgangsbasis der Erlösentwicklung in der Anreizregulierung. **24**

Netzbetreiber, die am vereinfachten Verfahren gemäß § 24 ARegV teilnehmen können, hatten abweichend die Möglichkeit, die bereits aufgrund der Anträge aus den Jahren 2005 (Strom) und 2006 (Gas) genehmigten Netzentgelte bis zum Ende des Jahres 2008 verlängern zu lassen. Soweit Netzbetreiber entsprechende Verlängerungsanträge gestellt haben und sie am vereinfachten Verfahren teilnehmen, werden die genehmigten Kosten mit einem Inflationsausgleich von 1,7 % pro Jahr für die Jahre 2005 und 2006 fortgeschrieben, da die Genehmigungen auf den Kosten des Jahres 2004 basieren.[26] **25**

Die Kostenprüfung für die zweite Regulierungsperiode soll im vorletzten Kalenderjahr vor deren Beginn erfolgen. Dies ist für Gas das Jahr 2011 und für Strom das Jahr 2012. Grundlage der Prüfung sind die Daten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres. Demzufolge können der Erlösbasis für Gas die Kosten des Jahres 2010 und der Er- **26**

24 BNetzA, Bericht, Textziffer 352.

25 § 6 Abs. 2 ARegV.

26 Diese Vorgehensweise wurde von den Regulierungsbehörden im Vorgriff auf eine entsprechende Regelung gewählt, die mit der Verordnung zum Erlass und zur Änderung von Vorschriften auf dem Gebiet der Energieregulierung in die Netzentgeltverordnungen für Strom und Gas eingefügt worden sind. S. a.a.O., Artikel 2, Nr. 2 und Artikel 3, Nr. 6.

lösbasis für Strom die Kosten des Jahres 2011 zu Grunde gelegt werden.[27]

6.1 Beeinflussbare und nicht beeinflussbare Kosten

27 Das Energiewirtschaftsgesetz sieht eine Unterscheidung zwischen vom Netzbetreiber beeinflussbaren und von ihm nicht beeinflussbaren Kostenanteilen vor. Nicht beeinflussbar sind insbesondere solche Kostenanteile, die „auf nicht zurechenbaren strukturellen Unterschieden der Versorgungsgebiete, auf gesetzlichen Abgabe- und Vergütungspflichten, Konzessionsabgaben und Betriebssteuern beruhen. ... Effizienzvorgaben sind nur auf den beeinflussbaren Kostenanteil zu beziehen."[28] Zusätzlich ermächtigt das Gesetz den Verordnungsgeber, eine Unterteilung in dauerhaft und vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile vorzunehmen.[29]

28 In der Anreizregulierungsverordnung sind Positionen aufgelistet, die als dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten (dnbK) gelten.[30] Sie werden grundsätzlich entsprechend ihrer tatsächlichen Höhe in der Erlösvorgabe berücksichtigt und unterliegen keiner Effizienzsteigerungsvorgabe.

29 Die Gesamtkosten abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten werden mit dem unternehmensindividuellen Effizienzwert (siehe Kapitel 7.2) multipliziert. Das Ergebnis sind die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten (vnbK), die gemäß der Formel unter Berücksichtigung der Inflation, der sektoralen Produktivitätsentwicklung und des Erweiterungsfaktors in die Erlösvorgabe einfließen.

30 Als Restgröße bleiben die beeinflussbaren Kosten (bK). Sie stellen den als ineffizient identifizierten Kostenblock dar. Er soll mittels des individuellen X-Faktors (in der Formel ist dies der Verteilungsfaktor) während der ersten beiden Regulierungsperioden vollständig abgebaut werden.

27 § 6 Abs. 1 ARegV. Bei Berücksichtigung ausreichender Zeiträume für die Datenaufbereitung, den Effizienzvergleich und die Abstimmung zwischen Behörden und Unternehmen.
28 § 21a Abs. 4 EnWG.
29 § 21a Abs. 6 Satz 2 Ziffer 7 EnWG.
30 § 11 Abs. 2 ARegV.

6.2 Zur Diskussion um die Kostenbasis

31 Die Ausgangsbasis der Erlösobergrenze ist umstritten. Einzelne wirtschaftlich besonders bedeutsame Kalkulationsvorschriften der Netzentgeltverordnungen wurden von den Regulierungsbehörden einerseits und von den Netzbetreibern andererseits unterschiedlich interpretiert.[31] Entsprechend wurden verschiedene Positionen der Behörden vor den zuständigen Oberlandesgerichten beklagt. Eine Reihe von Urteilen ist inzwischen ergangen. Zum Zeitpunkt der Erstellung des vorliegenden Beitrages ist offen, in welchem Umfang der gerichtliche Instanzenweg beschritten wird und wann mit rechtskräftigen Urteilen zu rechnen ist.

32 Die Erlöse (geprüfte Kosten) werden auf den Daten des Basisjahres, d. h. dem letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr, genehmigt. Dies führt jeweils zu einem Zeitverzug von zwei Jahren zwischen Kostenbasis und der darauf aufbauenden Erlösvorgabe.[32] Dies hat zur Folge, dass die Erlöse eigentlich für t+2 bestimmt werden und nicht für t+1, wie es die Formel darstellt. Damit bleiben zwischenzeitlich (in t+1) eingetretene Veränderungen der Kosten unberücksichtigt.

33 Auch bei der Berücksichtigung der Inflation entsteht eine Lücke. Die Verordnung sieht vor, dass für die Ermittlung der Erlösobergrenze eines Jahres jeweils der Verbraucherpreisgesamtindex des vorletzten davor liegenden Kalenderjahres verwendet wird. Dieser wird zum Preisindex des Basisjahres ins Verhältnis gesetzt. Somit wird in der Erlösentwicklung immer eine Preisentwicklung aus der Vergangenheit angesetzt und nicht diejenige, die auf die Kosten der Unternehmen tatsächlich wirkt.[33]

---

31 Zu der Diskussion um die Kostenbasis für die Anreizregulierung vgl. *Schunk, A.*, Anreizregulierung – konstruktive oder destruktive Wirkung? ew Jg. 105, 2006, Heft 17 – 18, S. 20 – 21 und *Benn, B.; Tiemann, C*, Ein Jahr Netzregulierung aus der Sicht der Landesregulierungsbehörde Sachsen-Anhalt, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 56. Jg., Special 11/2006, S. 4 – 6.

32 § 6 Abs. 1 Satz 3 ARegV.

33 § 8 ARegV.

7 Produktivitätsentwicklung

34 Die Produktivität eines Produktionsprozesses drückt das Verhältnis der eingesetzten Produktionsfaktoren (Input) zu dem damit erzeugten Ergebnis (Output) aus. Je größer das mit einer bestimmten Einsatzmenge an Produktionsfaktoren erzeugte Ergebnis (oder je geringer der Faktoreinsatz für ein bestimmtes Ergebnis) ist, desto effizienter funktioniert der zugrunde liegende Prozess. Eine Veränderung der Produktivität kann Ergebnis des technischen Fortschritts sein oder auf einer technischen Effizienzsteigerung, auf Skaleneffekten oder einer Veränderung der allokativen Effizienz beruhen. Die Effekte können einen Sektor der Wirtschaft oder ein einzelnes Unternehmen betreffen.[34]

35 Kann in einem Energienetz eine bestimmte Transportleistung in einer Zeiteinheit mit einer geringeren Einsatzmenge der Produktionsfaktoren (also mit einem effizienteren Einsatz von im Wesentlichen Arbeitskräften und Netzanlagen) durchgeführt werden oder werden steigende Transportleistungen mit den vorhandenen Produktionsfaktoren (dem installierten Netz und den beschäftigten Mitarbeitern) erbracht, dann führt diese Effizienzverbesserung grundsätzlich zu einer Verringerung der Kosten. Eine Veränderung der durchgeleiteten Strom- oder Gasmenge (beispielsweise durch das Hinzukommen oder Wegfallen einer energieintensiven Produktion im Netzgebiet) kann zu einer höheren oder niedrigeren Produktivität des Netzes führen, ohne dass sich dadurch die Kosten für die Produktionsfaktoren ändern. Dies ist bei der Beurteilung der Produktivitätsentwicklung zu berücksichtigen.

36 Der X-Faktor in der Erlösformel bildet „die zu erwartende Produktivitätsfortschrittsrate des jeweiligen Unternehmens über die Laufzeit“

34 Hierzu näher im regulierungsökonomischen Kontext *Hense, A., Stronzik, M.*, Produktivitätsentwicklung der deutschen Strom- und Gasnetzbetreiber – Untersuchungsmethodik und empirische Ergebnisse, WIK-Diskussionsbeiträge Nr. 268, Bad Honnef, September 2005, S. 7 – 9. Der Bezug zum X-Faktor und die grundlegenden Probleme in diesem Zusammenhang werden ausführlich dargestellt in *Stronzik, M., Franz, O.*, Berechnungen zum generellen X-Faktor für deutsche Strom- und Gasnetze: Produktivitäts- und Inputpreisdifferential, Bad Honnef, Juli 2006, S. 3 – 7.

der Regulierungsperiode ab.[35] Er ist Ausdruck für die Erwartung der Regulierungsbehörde hinsichtlich der Möglichkeit des Netzbetreibers, die gleiche Leistung mit einem geringeren Einsatz an Produktionsfaktoren zu erbringen. Je größer der X-Faktor ist, desto stärker muss der Netzbetreiber seine Kosten bei gleicher Leistung reduzieren. Schafft er eine Kostenverringerung über das vorgegebene Maß hinaus, dann kann er einen zusätzlichen Gewinn (für die Laufzeit der Regulierungsperiode) erwirtschaften.

37 Bernstein weist auf die Bedeutung hin, die die Bestimmung der richtigen Höhe des X-Faktors für die langfristige Funktionsfähigkeit der Obergrenzenregulierung hat: „If too small an X factor is imposed, the regulated firm will earn excessive profit, if too large an X factor is imposed, the viability of the regulated firm can be threatened."[36]

38 Das Energiewirtschaftsgesetz sieht vor, dass die Effizienzvorgaben auf der Grundlage eines Effizienzvergleichs unter Berücksichtigung insbesondere der bestehenden Effizienz des jeweiligen Netzbetriebs, objektiver struktureller Unterschiede, der inflationsbereinigten gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsentwicklung, der Versorgungsqualität sowie gesetzlicher Regelungen bestimmt werden.[37]

39 Die Bundesnetzagentur hat die gesetzliche Vorgabe dahin gehend interpretiert, dass „die Notwendigkeit der Berücksichtigung zweier unterschiedlicher X-Faktoren" besteht. Neben der Effizienzvorgabe, die sich aus einer im Vergleich zu anderen Netzbetreibern geringeren Effizienz ergebe (Catch-up), sei auch die Effizienzverbesserung der effizienten Unternehmen (Frontier-Shift) zu berücksichtigen. „Die Effizienzvorgaben für Unternehmen, die nicht an der Effizienzgrenze liegen, müssen sowohl die Bewegung hin zur Effizienzgrenze als auch die laufende Verschiebung der Effizienzgrenze berücksichtigen." Das Konzept der Bundesnetzagentur sieht darauf aufbauend einen generellen und einen individuellen X-Faktor vor.[38]

---

35 *Makholm, J. D.*, Theoretische Rechtfertigung des X-Faktors, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 3 2007, S. 50, entnommen aus *Makholm, J. D., Quinn, M. J.*, Price Cap Plans for Electricity Distribution Companies using TFP Analysis, NERA Working Paper, Cambridge Massachussets, October 21, 1997, Appendix A.

36 *Bernstein*, a.a.O., S. 23.

37 § 21a Abs. 4, 5 EnWG.

38 BNetzA, Bericht, Textziffern 49 – 54, 337, 767 – 770 (das Formelelement $EV_{ind,t}$ wird mit X ind gleichgesetzt).

40 In der Erlösformel der Anreizregulierungsverordnung ist der generelle X-Faktor als „genereller sektoraler Produktivitätsfaktor (PF)“ berücksichtigt. Der individuelle X-Faktor geht in dem „Verteilungsfaktor (V)“ auf.

7.1 Sektorale Produktivitätsentwicklung – der generelle X-Faktor (X gen)

7.1.1 Berechnung des X gen

41 Der generelle X-Faktor ist Ausdruck der Effizienzveränderungen, die der Einsatz der Produktionsfaktoren in der Branche über die Effizienzveränderungen der Gesamtwirtschaft hinaus erfährt. Unterscheiden sich die Preisänderungen der Produktionsfaktoren für den Netzsektor von denen der Gesamtwirtschaft, dann ist der Unterschied bei der Berechnung der sektoralen Produktivitätssteigerungsvorgabe ebenfalls zu berücksichtigen.

42 Die Messung der Produktivität erfolgt häufig über die Ermittlung der Totalen Faktorproduktivität (TFP), die mittels unterschiedlicher Indizes ermittelt werden kann. Jedoch sind die Anforderungen an die Qualität und Detailliertheit der Datengrundlage hoch.[39]

43 Zur Berechnung des generellen X-Faktors kann grundsätzlich die folgende Formel verwendet werden:[40]

$$X\,gen = (\Delta Faktorproduktivität\,EN - \Delta Faktorproduktivität\,GW) + (\Delta Inputpreis\,GW - \Delta Inputpreis\,EN)$$

Darin sind:

ΔFaktorproduktivität EN:	Veränderung der totalen Faktorproduktivität im Energie-Netzsektor
ΔFaktorproduktivität GW:	Veränderung der totalen Faktorproduktivität in der Gesamtwirtschaft
ΔInputpreis GW:	Veränderung der Preise für die Produktionsfaktoren der Gesamtwirtschaft
ΔInputpreis EN:	Veränderung der Preise für die Produktionsfaktoren des Energie-Netzsektors

39 Eine detaillierte Darstellung bieten *Hense* und *Stronzik*, a.a.O., S. 10 – 19.
40 BNetzA, Bericht, Textziffer 778.

44 In der Erlösformel der Anreizregulierungsverordnung wird der generelle X-Faktor (PF_t) von der Veränderung der Inflation subtrahiert. Die Bundesnetzagentur erklärt diesen Zusammenhang wie folgt: „In funktionsfähigen Wettbewerbsmärkten zwingen die Marktkräfte die Marktteilnehmer dazu, Produktivitätsfortschritte zu realisieren und die daraus resultierenden Zugewinne in Form niedrigerer Preise an die Kunden weiterzugeben. Bei entsprechendem Wettbewerb in allen Teilmärkten der Volkswirtschaft drückt die allgemeine Inflationsrate dann die Differenz zwischen der Wachstumsrate der Inputpreise und der Rate des generellen Produktivitätswachstums aus."[41] Während die Inflation die Erlöse erhöht, führt der X-Faktor zu einem gegenläufigen Effekt.

45 Zu der Berechnung des generellen X-Faktors, der die Effizienzentwicklung des Sektors Energienetze wiedergeben soll, wurde in der Konsultationsphase zur Erstellung des Berichts der Bundesnetzagentur eine Reihe von Beiträgen geleistet.[42] Die Bundesnetzagentur hatte auf der Basis der Arbeiten des Wissenschaftlichen Instituts für Kommunikationsforschung (WIK) im Januar 2006 den zweiten Referenzbericht zur Anreizregulierung „Generelle sektorale Produktivitätsentwicklung im Rahmen der Anreizregulierung" vorgelegt. Der darin ermittelte Wert für den generellen X-Faktor beruhte auf Werten, die für Effizienzsteigerungen der Energiewirtschaft in der Vergangenheit ermittelt worden waren.[43]

46 Die daraufhin zwischen der Behörde und deren wissenschaftlichen Beratern, den Energienetzbetreibern und Netzkunden geführte Diskussion führte zu der Erkenntnis, dass erhebliche Unsicherheiten eine Berechnung des generellen X-Faktors für Energienetze in Deutschland vorläufig ausschließen. Aus Sicht der Bundesnetzagentur spricht jedoch viel dafür, in den nächsten Jahren von, gegenüber der Gesamtwirtschaft, überdurchschnittlichen Effizienzsteigerungsraten in den Energienetzen auszugehen. Sie hat in diesem Zusammenhang den Begriff des „Ehrgeizfaktors" aufgegriffen und auf der Grundlage

41 BNetzA, Bericht, Textziffer 253.

42 Grundlegend hierzu BNetzA, Zweiter Referenzbericht „Generelle sektorale Produktivitätsentwicklung im Rahmen der Anreizregulierung, Bonn, 26. Januar 2006 und *Wild, J.* u. a., Bestimmung des generellen X-Faktors (X gen) für Netzbetreiber in Deutschland, Olten (Schweiz), 13. Juni 2006.

43 *Hense; Stronzik*, a.a.O., und BNetzA, Zweiter Referenzbericht.

internationaler Vergleiche eine Bandbreite von 1,5 bis 2 % für den zusätzlichen Produktivitätsfortschritt der Energienetzbetreiber vorgeschlagen.[44] Die Branchenverbände der Energiewirtschaft haben dagegen einen Wert von 0 % gefordert, also eine der gesamtwirtschaftlichen Produktionssteigerung entsprechende Vorgabe für den Netzsektor.[45]

47 In der Anreizregulierungsverordnung wurde der generelle X-Faktor auf 1,25 % für die erste und 1,5 % für die zweite Regulierungsperiode „politisch" festgelegt.[46]

7.1.2 Zur Diskussion um das X gen

48 In der Diskussion um den generellen X-Faktor für deutsche Energienetze wurden unterschiedliche historische Produktivitätssteigerungsraten ermittelt und die gefundenen Werte höchst unterschiedlich interpretiert. Dabei wurden sowohl die zu verwendenden Daten als auch die grundsätzliche Frage diskutiert, inwieweit die Produktivitätsentwicklung in der Vergangenheit als Maßstab für zukünftige Effizienzgewinne geeignet ist.[47]

49 Umstritten ist also einerseits, ob der Energienetz-Branche eine Effizienzsteigerung über diejenige der Gesamtwirtschaft hinaus gelingt; andererseits ist die Frage zu beantworten, zu welchem Anteil sie den Netzbetreibern und zu welchem Anteil sie deren Kunden zu Gute kommen sollte. Darüber hinaus ist zu klären, ob für Strom- und Gasnetze unterschiedliche Erwartungen hinsichtlich der Produktivitätsentwicklung anzunehmen sind.

50 Nachdem die Berechnungen heftig umstritten waren, hat auch der von der Bundesnetzagentur gezogene internationale Vergleich keine ungeteilte Zustimmung erfahren. „Am problematischsten ... ist, dass in vielen Fällen unterschiedliche Sachverhalte verglichen werden: Es

---

44 BNetzA, Bericht, Textziffern 10, 253 – 264 und 782 – 826, insbesondere 262 und 788.

45 VDEW, VDN, VRE, Stellungnahme der Elektrizitätswirtschaft zum Entwurf des Berichts der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG, Teil A, Berlin, 16. Juni 2006, S. 9.

46 § 9 Abs. 2 ARegV. Argumente für die Höhe der Werte liefert die Verordnung nicht.

47 Einen Überblick bieten *Brunekreeft, G.; Müller, Chr.*, Der generelle X-Faktor in der Anreizregulierung, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 56. Jg (2006), Heft 9, S. 38 – 42. Vertiefend zu den Fragen der Berechnung z. B. *Wild* u. a., a.a.O.

wird eine reine Produktivitätssteigerung des Sektors dargestellt, von der zum sachrichtigen Vergleich mit dem X gen noch die gesamtwirtschaftliche Produktivitätsänderung abgezogen werden muss."[48]

51 Grundsätzlich muss das dem zweiten Referenzbericht zugrunde liegende Konzept der sektoralen Produktivitätsentwicklung hinsichtlich des Vergleichs mit einem „funktionsfähigen Wettbewerbsmarkt" hinterfragt werden. Die Funktionsweise von Marktmechanismen in der ökonomischen Theorie des vollkommenen Wettbewerbs dürfte weitgehend unstrittig sein. Unklar ist jedoch, inwieweit ein theoretisches Modell der Regulierungspraxis als Basis dienen kann. Werden die Regulierungsvorgaben unreflektiert auf der Grundlage ökonomischer Theorie festgelegt, dann muss dies zu falschen Ergebnissen führen.

52 Bernstein und Sappington weisen darauf hin, dass ein neues regulatorisches Regime oder verstärkter Wettbewerbsdruck die betroffenen Unternehmen motiviert, ihre Effizienz stärker zu erhöhen. Historische Produktivitätssteigerungsraten würden in solchen Fällen die zukünftig zu erwartende Effizienzsteigerung eher unterschreiten. Der X-Faktor könne daher um eine Konsumenten-Produktivitätsdividende („stretch factor") erhöht werden. Umgekehrt könne jedoch ein intensivierter Wettbewerb die Produktivitätssteigerungsrate eines Unternehmens auch senken.[49]

53 Die Effekte der Regulierung der Energienetze auf die Fähigkeit der Unternehmen, ihre Produktivität zu steigern, sind nicht eindeutig vorhersagbar. Zwar sind verstärkte Anstrengungen der Netzbetreiber zur Steigerung der Effizienz in der Anreizregulierung zu erwarten. Es ist jedoch umstritten, in welchem Maß infolge der deutschen Wiedervereinigung und der Liberalisierung des Strom- und Gasmarktes seit dem Jahr 1998 bereits Effizienzsteigerungspotentiale ausgeschöpft wurden.[50]

54 Zudem können mit der Regulierung auch gegenläufige Effekte verbunden sein. Die einheitliche Taktung für alle Netzbetreiber durch die Regulierungsperioden und die Notwendigkeit, Effizienzsteigerungen durch Investitionen zu erreichen, können zu Lieferengpässen

48 *Brunekreeft, Müller*, a.a.O., S. 41 – 42.

49 *Bernstein, J. I.; Sappington, D. E. M.*, Setting the X Factor in Price-Cap Regulation Plans, Journal of Regulatory Economics, 1999, S. 7 und 18 – 22.

50 Zu diesem Aspekt vertiefend *Brunekreeft, Müller*, a.a.O., S. 39 – 41.

bei entsprechenden Investitionsgütern führen. Damit würde die Umsetzung Effizienz steigernder Maßnahmen verzögert.

7.2 Produktivitätsentwicklung des einzelnen Netzbetreibers – der individuelle X-Faktor (X ind)

55 Im Rahmen der Anreizregulierung erhält jeder Netzbetreiber auch eine unternehmensindividuelle Effizienzsteigerungsvorgabe. Dieser liegt § 21a Abs. 5 Satz 1 EnWG zu Grunde: „Die Effizienzvorgaben für eine Regulierungsperiode werden durch Bestimmung unternehmensindividueller ... Effizienzziele auf Grundlage eines Effizienzvergleichs unter Berücksichtigung insbesondere der bestehenden Effizienz des jeweiligen Netzbetriebs und objektiver struktureller Unterschiede ... bestimmt." Die Bundesnetzagentur weist in diesem Zusammenhang auf § 21 Abs. 2 Satz 1 hin: „Die Entgelte werden auf der Grundlage der Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen, unter Berücksichtigung von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung gebildet ...". Es sei „den Netzbetreibern nicht erlaubt, ineffiziente Kosten an die Netzkunden weiterzugeben."[51]

56 Die Bundesnetzagentur verweist auf die Verpflichtung zu einer elektrizitätswirtschaftlich rationellen Betriebsführung bereits in der Vergangenheit, unterstellt aber, dass durch „eine Fokussierung auf Aus- und Aufbau der leitungsgebundenen Energieversorgung, eingeschränkte Prüfungsinstrumentarien und unzureichende Personalausstattung der Aufsichtsbehörden" ineffiziente Kosten entstanden sind.[52] Es sei trotzdem statthaft, die Kosten nicht sofort auf das effiziente Niveau zu kürzen, sondern die Netzbetreiber über einen Zeitraum von sechs bis acht Jahren an die Effizienzgrenze heran zu führen.[53] Diesem Ziel dient die Berücksichtigung einer individuellen Effizienzentwicklung in der Erlösvorgabe.

57 In der kontroversen Diskussion zu den Produktivitätssteigerungsvorgaben wurde von Seiten der Bundesnetzagentur hervorgehoben, dass nur eine Orientierung an dem besten Unternehmen (und dessen Ent-

51 BNetzA, Bericht, Textziffer 89.
52 BNetzA, Bericht, Textziffer 91.
53 BNetzA, Bericht, Textziffer 283 – 284.

wicklung) dem Wettbewerbsgedanken entspricht. Vor dem Hintergrund des gesetzlichen Rahmens sei das effiziente Unternehmen (Frontier-Unternehmen) als Referenzpunkt anzusehen. „Eine Orientierung am Durchschnitt ... würde bedeuten, dass rund die Hälfte der Unternehmen keinerlei oder negative effizienzbedingte Vorgaben erhielten."[54] Dem entsprechend sieht die Anreizregulierungsverordnung „die besten Unternehmen" als Effizienzmaßstab vor.

58 Die Branchenverbände der Energiewirtschaft haben sich gegen diese Argumentation der Bundesnetzagentur gewandt: „Entgegen der von der Behörde aufgestellten Behauptung, Marktpreise orientierten sich grundsätzlich an dem günstigsten Anbieter, gilt im real existierenden Wettbewerb der Grenzpreis des teuersten Anbieters als Marktpreis, der gerade noch vom Markt akzeptiert und gebraucht wird. Günstigere Unternehmen erzielen Zusatzgewinne. Mit der Frontier-Betrachtung definiert die Behörde eine Marktutopie, die in dieser Form an realen Märkten nicht existiert."[55]

59 Makholm argumentiert (ebenso wie die Netzbetreiber) für eine Orientierung an der durchschnittlichen Produktivitätssteigerung der Branche: „Auf dem Wettbewerbsmarkt resultieren aus dem Unvermögen, die für die Branche durchschnittliche Produktivitätssteigerung zu erreichen, geringere Gewinne. Eine die durchschnittliche Produktivitätssteigerung der Branche übersteigende Produktivitätssteigerung führt hingegen zu höheren Gewinnen." Dementsprechend sei die Orientierung am durchschnittlichen Wachstum der Faktorproduktivität der richtige Maßstab im Vergleich zu einem Wettbewerbsmarkt.[56]

60 Der Anreiz, Effizienzsteigerungen beim Einsatz der Produktionsfaktoren zu erreichen, liegt darin, bei festgelegten Erlösen durch sinkende Kosten höhere Gewinne erzielen zu können. Für die Funktionsfähigkeit der Anreizregulierung ist die Höhe der Effizienzsteigerungsvorgaben daher nicht entscheidend.

61 In der Regulierungsformel der Verordnung ist die individuelle Ineffizienz mittels des Verteilungsfaktors berücksichtigt. „Die Festlegung

54 BNetzA, Bericht, Textziffer 113.
55 VDEW, VDN, VRE, a.a.O., S. 59.
56 *Makholm, J. D.*, a.a.O., S. 52.

der Erlösobergrenze durch die Regulierungsbehörde hat so zu erfolgen, dass die ... ermittelten Ineffizienzen unter Anwendung eines Verteilungsfaktors rechnerisch innerhalb einer oder mehrerer Regulierungsperioden gleichmäßig abgebaut werden (individuelle Effizienzvorgabe).“[57]

62 Die Verordnung sieht vor, dass jeder Netzbetreiber seine individuellen Ineffizienzen bis zum Ende der zweiten Regulierungsperiode, also nach zehn Jahren, abgebaut haben muss.[58] Am Ende dieser Phase wären alle Netzbetreiber gleich effizient beziehungsweise alle hätten – soweit sie strukturell miteinander vergleichbar sind – gleich hohe Kosten bei gleicher Leistungserbringung.

63 Um den einzelnen Netzbetreiber an die Effizienzgrenze heran führen zu können, muss zum einen diese Effizienzgrenze bestimmt werden und zum anderen sein individueller Abstand von dieser Grenze. Dies geschieht durch einen Effizienzvergleich (Benchmarking).

8 Effizienzvergleich zur Bestimmung des individuellen X-Faktors

8.1 Methoden für den Effizienzvergleich

64 Die Festlegung einer individuellen Effizienzvorgabe setzt einen Effizienzvergleich voraus, mit dem der Effizienzwert jedes einzelnen Netzbetreibers im Verhältnis zu den anderen festgestellt wird. „Die ermittelten … Ineffizienzen des Netzbetreibers sind im System der Erlösobergrenzenregulierung Zielvorgaben für die individuelle Entwicklung des Erlöspfades.“[59] Die Ineffizienz des einzelnen Netzbetreibers ist die Differenz zwischen seinem individuellen Effizienzwert und dem als Effizienzmaßstab vorgegebenen Wert.

65 Der Effizienzvergleich kann mit parametrischen oder nicht-parametrischen Methoden sowie mit analytischen Kostenmodellen (Ingenieurmodellen) durchgeführt werden. Eine Übersicht der Methoden zeigt Abbildung 2.

57 § 16 Abs. 1 ARegV.
58 § 16 Abs. 1 i. V. m. § 3 Abs. 2 ARegV.
59 BNetzA, Bericht, Textziffer 281.

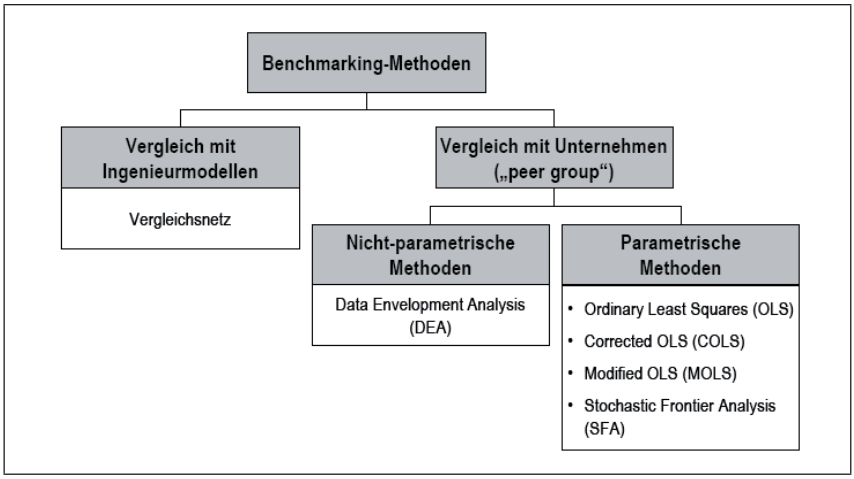


Abb. 2: Übersicht der Methoden für den Effizienzvergleich [Quelle: Plaut[60]]

66 Die Anreizregulierungsverordnung sieht mit der Dateneinhüllungsanalyse (Data Envelopment Analysis – DEA) und der Stochastischen Effizienzgrenzenanalyse (Stochastic Frontier Analysis – SFA) zwei Methoden für die Durchführung des Effizienzvergleichs vor, die jeweils auf den Maßstab der Effizienzgrenze ausgerichtet sind.[61] Die DEA im Sinne der Verordnung „ist eine nicht-parametrische Methode, in der die optimalen Kombinationen von Aufwand und Leistung aus einem linearen Optimierungsproblem resultieren. ... Die SFA ist eine parametrische Methode, die einen funktionalen Zusammenhang zwischen Aufwand und Leistung in Form einer Kostenfunktion herstellt. Im Rahmen der SFA werden die Abweichungen zwischen den tatsächlichen und den regressionsanalytisch geschätzten Kosten in einen symmetrisch verteilten Störterm und eine positiv verteilte Restkomponente zerlegt. Die Restkomponente ist Ausdruck von Ineffizienz." Bei beiden Methoden sind extreme Effizienzwerte (Ausreißer) zu ermitteln. Sie sind aus dem Datensatz zu entfernen.[62] Sondervorschriften für den Effizienzvergleich von Übertragungsnetz-

60 Plaut Economics, Gutachten Effizienzanalysemethoden, Schlussbericht, Regensdorf (Schweiz), 19. Juni 2006, S. 9.

61 BNetzA, Bericht, Textziffer 278.

62 Anlage 3 ARegV.

betreibern sehen neben dem internationalen Effizienzvergleich mit der relativen Referenznetzanalyse auch ein analytisches Kostenmodell vor.[63]

67 Die Methoden DEA und SFA sind in Abbildung 3 schematisch dargestellt.

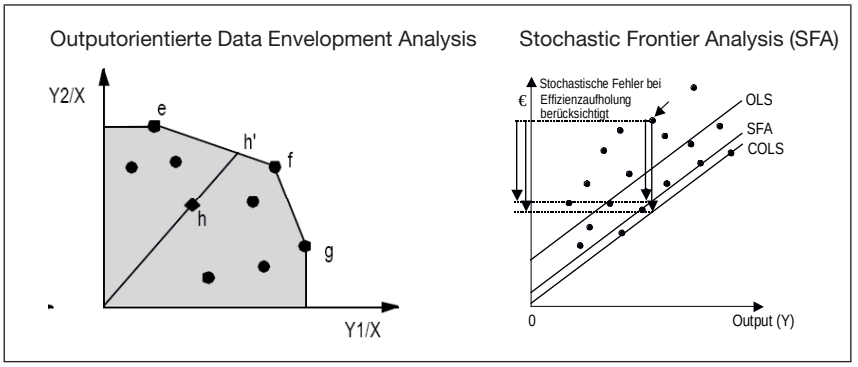


Abb. 3: Schematische Darstellung der durch die Anreizregulierungsverordnung vorgegebenen Methoden für den Effizienzvergleich [Quelle: VDEW / Wibera}

68 Die Grafiken zeigen die Orientierung der beiden Verfahren an den jeweils besten Unternehmen. Bei der DEA bilden die effizienten Unternehmen die äußere Grenze, mit der alle Unternehmen „eingehüllt" werden. Unternehmen, die nicht auf der äußeren Linie liegen, sind ineffizient. Die Höhe der Ineffizienz des Unternehmens h bestimmt sich durch den Abstand von der Effizienzgrenze, hier dem als Maßstab für h angenommenen Unternehmen h´. Bei der SFA wird die mit der Kleinste-Quadrate-Methode ermittelte Gerade der durchschnittlichen Effizienz (in der Grafik repräsentiert durch die als „OLS" bezeichnete Gerade) zu dem effizienten Unternehmen hin verschoben. Dabei wird ein so genanntes Datenrauschen berücksichtigt, also eine Unsicherheit durch falsche oder fehlerhafte Daten. Die Ineffizienz des einzelnen Netzbetreibers bestimmt sich durch den Abstand von der Geraden „SFA".

63 § 22 Abs. 1 und 2 ARegV.

8.2 Zu den Problemen des Effizienzvergleichs

69 Grundlage des Effizienzvergleichs ist die Erhebung einer validen Datenbasis. Sie muss die Kostendaten der Netzbetreiber enthalten und die Möglichkeit bieten, wesentliche Unterschiede der jeweiligen Versorgungsaufgabe mit ihren Auswirkungen auf die Kosten zu analysieren. Dass dieses Ziel nicht ohne weiteres erreichbar ist, wird im Bericht der Bundesnetzagentur deutlich. Sie sieht zwar „eine grundsätzliche Erreichbarkeit belastbarer Ergebnisse", konnte jedoch als Grundlage der Berechnungen für den Bericht aufgrund der eingeschränkten Datengrundlage nur 349 von rund 900 Stromnetzbetreibern und 500 von 780 Gasnetzbetreibern berücksichtigen.[64]

70 Der Vergleich der Effizienz verschiedener Netzbetreiber miteinander setzt deren strukturelle Vergleichbarkeit voraus. Zu diesem Aspekt hat die Bundesnetzagentur in Kapitel 12 ihres Berichts umfangreiche Betrachtungen angestellt. Die Darstellungen vermitteln einen Eindruck von der Komplexität der Aufgabe, strukturelle Unterschiede verschiedener Netzgebiete und Versorgungsaufgaben in einem Effizienzvergleich zu berücksichtigen. Die Behörde kommt in ihrem Bericht zu dem Schluss, dass die „aufgeführten Daten im Hinblick auf potentielle Vergleichsparameter ... noch keine abschließende Auflistung darstellen." Jedoch entstehe bereits ein umfassendes Bild der Versorgungsaufgabe.[65]

71 Die Anreizregulierungsverordnung sieht vor, dass die für den Effizienzvergleich heranzuziehenden Vergleichsparameter die Merkmale der jeweiligen Versorgungsaufgabe darstellen sollen. So sind beispielsweise insbesondere die Anzahl der Anschlusspunkte (Strom) und Ausspeisepunkte (Gas), die Fläche des versorgten Gebietes, die Leitungslänge, die Jahresarbeit, die zeitgleiche Jahreshöchstlast und die dezentralen Erzeugungsanlagen in Stromnetzen zu berücksichtigen. Bei der Auswahl der Vergleichsparameter sind die betroffenen Wirtschaftskreise zu hören.[66]

72 Schließlich ist die Vergleichbarkeit der Kostenbasis der Netzbetreiber nicht ohne weiteres gewährleistet. Die Netzbetreiber unterscheiden

64 BNetzA, Bericht, Textziffer 1374 – 1378.
65 BNetzA, Bericht Textziffer 1217.
66 §13 Abs. 3 ARegV.

sich aufgrund unterschiedlicher Kapitalstrukturen erheblich hinsichtlich ihrer Kapitalkosten. Die Bundesnetzagentur weist in diesem Zusammenhang auf die Altersstruktur des Anlagevermögens, die Abschreibungspraxis und die Aktivierungspraxis hin. Diese Aspekte beeinflussen die Kapitalkosten, aber mittelbar auch die Betriebskosten. Wird der Effizienzvergleich durchgeführt, ohne dass entsprechende Unterschiede neutralisiert werden, dann sind die Ergebnisse verzerrt.[67] Um diese Verzerrungen zu vermeiden, schlägt die Behörde eine Vergleichbarkeitsrechnung vor. „Durch ein technisch-wirtschaftliches Anlagenregister unter Verwendung von Standardkosten als Ersatzwerte soll ... die Nutzung von Anlagegütern nach vollständiger Abschreibung oder bei nicht erfolgter Aktivierung berücksichtigt werden."[68]

73 Um die Vergleichbarkeit der Kapitalkosten herzustellen, sieht die Verordnung dagegen eine Vergleichbarkeitsrechnung der Kapitalkosten mit einheitlichen Nutzungsdauern vor. Sie ergänzt den Effizienzvergleich mit den Kapitalkosten gemäß Netzentgeltverordnungen. Für den einzelnen Netzbetreiber wird jeweils der höhere der beiden Werte verwendet.[69] Diese Vorgehensweise wird in der fachlichen Diskussion als „duales Benchmarking" bezeichnet.

9 Weitere Elemente der Erlösformel und andere Bestandteile der Anreizregulierung

74 Neben den Kosten, generellem und individuellem X-Faktor und dem Verbraucherpreisindex sieht die Erlösformel in der Anreizregulierungsverordnung einen Erweiterungsfaktor und ein Qualitätselement vor. Mit dem Erweiterungsfaktor (Hybrides Element) wird eine nachhaltige Änderung der Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers berücksichtigt, die während der Regulierungsperiode eintritt. Eine nachhaltige Änderung liegt vor, wenn sich die Fläche des versorgten Gebietes, die Anzahl der Anschluss- bzw. Ausspeisepunkte, die Jahreshöchstlast oder sonstige von der Regulierungsbehörde festzule-

67 BNetzA, Bericht, Textziffern 932 – 933.
68 BNetzA, Bericht, Textziffer 203.
69 § 14 Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 und § 12 Abs. 4a ARegV.

gende Parameter dauerhaft und in erheblichem Umfang ändern.[70] Die damit verbundenen Kosten können in der Kostenbasis noch nicht enthalten sein, weil diese vor der Regulierungsperiode erfasst wird.

75 Mit dem Qualitätselement können Zu- oder Abschläge auf die Erlösobergrenze vorgenommen werden. Die zu Grunde liegenden Qualitätsvorgaben dienen „der Sicherung eines langfristig angelegten, leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen". Das Qualitätselement soll für Stromnetze spätestens mit Beginn der zweiten Regulierungsperiode und bei Gas spätestens in deren Verlauf angewendet werden.[71]

76 Die Systematik der Anreizregulierung mit der Effizienzeinstufung auf der Grundlage der Kosten des einzelnen Netzbetreibers beinhaltet inhärente Investitionshemmnisse, da Investitionen einen Kapitaldienst induzieren, der sich Kosten erhöhend auswirkt. Dies wurde auch von der Bundesnetzagentur gesehen und in ihrem Bericht diskutiert.[72] Die Anreizregulierungsverordnung begegnet diesem Problem mit einem pauschalierten Investitionszuschlag für Verteilnetzbetreiber in der ersten Regulierungsperiode. Er darf ein Prozent der in der Verordnung definierten Kapitalkosten pro Kalenderjahr nicht überschreiten. Lagen die Kapitalkosten unter den so zum Ansatz gebrachten, erfolgt ein Abzug der Differenz von den Erlösen der nächsten Regulierungsperiode.[73]

77 „Für Kapitalkosten, die zur Durchführung von Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen in die Übertragungs- und Fernleitungsnetze erforderlich sind", sieht die Anreizregulierungsverordnung Investitionsbudgets vor. Sie sind durch die Bundesnetzagentur zu genehmigen.[74] Im Einzelfall können auch Betreibern von Verteilernetzen Investitionsbudgets für bestimmte Maßnahmen genehmigt werden.[75]

78 Für kleine Netzbetreiber enthält die Anreizregulierungsverordnung ein vereinfachtes Verfahren. Netzbetreiber, an deren Gasverteilernetz

70 § 10 Abs. 1 und 2 ARegV.
71 § 18 Abs. 1 – 3 ARegV.
72 BNetzA, Bericht, Textziffer 209 – 219.
73 § 25 Abs. 1 – 3 ARegV.
74 § 23 Abs. 1 ARegV.
75 § 23 Abs. 6 ARegV.

weniger als 15.000 Kunden oder an deren Elektrizitätsverteilernetz weniger als 30.000 Kunden angeschlossen sind, müssen nicht am Effizienzvergleich teilnehmen. Entscheidet sich ein Netzbetreiber für das vereinfachte Verfahren, so erhält er statt seines individuellen Effizienzwertes einen festen Effizienzwert vorgegeben. Dieser beträgt einheitlich für alle Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren für die erste Periode 87,5 %. Für die zweite Periode wird er aus dem Ergebnis des Effizienzvergleichs in der ersten Regulierungsperiode abgeleitet. Der Anteil der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten wird mit 45 % bei Strom (20 % bei Gas, solange keine Kostenwälzung aus vorgelagerten Netzebenen erfolgt) fest vorgegeben.[76] Das vereinfachte Verfahren bietet den kleinen Netzbetreibern die Möglichkeit, ohne den bürokratischen Aufwand der Datenerhebungen für den Effizienzvergleich an der Anreizregulierung teilzunehmen.

79 Die ex-ante-Vorgabe von Erlösobergrenzen bedingt, dass diese im Verlauf der Regulierungsperiode aufgrund von Abweichungen zwischen den vorab geschätzten und den tatsächlichen Durchleitungsmengen nicht exakt eingehalten werden können. Da die durchgeleiteten Mengen nicht genau vorhergesagt werden können, entstehen Differenzen zwischen den erlaubten und den tatsächlich erzielten Erlösen. Hinzu kommen Veränderungen bei den nicht beeinflussbaren Kosten. Solche Differenzen werden jährlich auf einem Regulierungskonto verbucht und verzinst. Überschreiten die Abweichungen einen bestimmten Schwellenwert, dann erfolgt eine Anpassung der Netzentgelte während der Regulierungsperiode. Ansonsten wird der Saldo am Ende der Periode gleichmäßig auf die Erlösobergrenzen der darauf folgenden Periode verteilt.[77]

10 Schlussbemerkungen

80 Die Bundesnetzagentur hat mit ihrem Bericht zur Anreizregulierung eine umfassende Grundlage für die Anreizregulierungsverordnung bereitgestellt. Inzwischen liegt eine Verordnung vor, die einen grundsätzlich geeigneten Rahmen für die Anreizregulierung vorgibt. Die vielfältigen Beiträge zur Ausgestaltung der Anreizregulierung, die in

76 § 24 Abs. 1 – 2 und § 34 Abs. 3a ARegV.
77 § 5 Abs. 4 ARegV.

dem vorliegenden Artikel nur in kurzer Form berücksichtigt werden konnten, zeigen jedoch einen erheblichen Diskussionsbedarf über grundsätzliche Fragen ebenso wie über Details.

81 Aufgrund der notwendigen Begrenzung des Umfangs konnten in dem vorliegenden Beitrag viele Themen nur in ihren Grundzügen erläutert werden. Andere, die durchaus von grundsätzlichem oder großem wirtschaftlichen Interesse sind (wie die Bewertung internationaler Erfahrungen oder die Frage der angemessenen Verzinsung des Eigenkapitals), wurden ausgespart, um das Verständnis der grundsätzlichen Zusammenhänge nicht zusätzlich zu erschweren.

82 Nach dem Inkrafttreten der Verordnung werden der Effizienzvergleich und die Entwicklung der Qualitätsregulierung im Mittelpunkt der Diskussionen stehen. Es ist zu erwarten, dass nicht zu allen Fragen einvernehmliche Lösungen gefunden werden können. Vielfach werden sich Netzbetreiber in ihren wirtschaftlichen Grundlagen gefährdet sehen. Letztlich werden auch die Gerichte über wichtige Streitfragen zu entscheiden haben. Es ist nicht unwahrscheinlich, dass die Anreizregulierungsverordnung im Lichte der Entwicklungen der ersten Regulierungsperiode und der vorgesehenen Evaluierung noch einmal verändert werden wird.

11 Literatur

Agrell, P., Bogetoft, P.: Development of benchmarking models for German electricity and gas distribution, Sumicsid, 2007.

Benn, B., Tiemann, C.: Ein Jahr Netzregulierung aus der Sicht der Landesregulierungsbehörde Sachsen-Anhalt, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 56. Jg., Special 11/2006.

Bernstein, J. I.: Price Cap Regulation and Productivity Growth, International Productivity Monitor 1, S. 23 – 28, 2000.

Bernstein, J. I., Sappington, D. E.: Setting the X-Factor in Price-Cap Regulation Plans, Journal of Regulatory Economics 16, 1999.

Branchenverbände der Energiewirtschaft (VDEW, VDN): Kernpunkte zur Implementierung der Anreizregulierung für deutsche Stromnetzbetreiber, 24. November 2004.

Brunekreeft, G.: Chancen und Risiken der Anreizregulierung nach § 21a EnWG, Vortrag am Institut für Berg- und Energierecht, Ruhr-Universität Bochum, 1. Februar 2007.

Brunekreeft, G., Müller, C.: Der generelle X-Faktor in der Anreizregulierung, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 56. Jg. (2006), Heft 9.

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG, 30. Juni 2006.

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: Zweiter Referenzbericht: Generelle sektorale Produktivitätsentwicklung im Rahmen der Anreizregulierung, Bonn, 26. Januar 2006.

Bundestagsdrucksache 15/3917.

Bundesratsdrucksache 613/04.

Franz, O., Schäffner, D., Trage, B.: Grundformen der Entgeltregulierung: Vor- und Nachteile von Price-Cap, Revenue-Cap und hybriden Ansätzen, Bad Honnef, August 2005.

Hense, A., Stronzik, M.: Produktivitätsentwicklung der deutschen Strom- und Gasnetzbetreiber – Untersuchungsmethodik und empirische Ergebnisse, WIK-Diskussionsbeiträge Nr. 268, Bad Honnef, September 2005.

Makholm, J. D.: Theoretische Rechtfertigung des X-Faktors, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 2007, Heft 3.

Makholm, J. D., Quinn, U. J.: Price Cap Plans for Electricity Distribution Companies Using TFP Analysis, NERA Working Paper, 21. Oktober 1997.

Rundschreiben an alle Strom- und Gasnetzbetreiber in Bayerischer Landeszuständigkeit, ohne Verfasser, ohne Datum.

Schunk, A.: Anreizregulierung – konstruktive oder destruktive Wirkung? ew Jg. 105, 2006, Heft 17 –18.

Shleifer, A.: A theory of yardstick competition, RAND Journal of Economics, Autumn 1985, Vol 16, No 3.

Stronzik, M., Franz, O.: Berechnungen zum generellen X-Faktor für deutsche Strom- und Gasnetze: Produktivitäts- und Inputpreisdifferenzial, WIK-Diskussionsbeiträge 2006, Nr. 277.

VDEW, VDN, VRE: Stellungnahme der Elektrizitätswirtschaft zum Entwurf des Berichts der Bundesnetzagentur nach § 112 EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG, Teil A, Berlin, 16. Juni 2006.

Wild, J., Vaterlaus, S., Worm, H., Becker, K.: Bestimmung des generellen X-Faktors (Xgen) für Netzbetreiber in Deutschland, Gutachten zum 2. Referenzbericht der Bundesnetzagentur. Olten (Schweiz), 13. Juni 2006.

Ausgangsniveau der Anreizregulierung

Kostenprüfungen und Ausgangsniveau der Erlösobergrenzen in der Anreizregulierung

Hartmut Weyer und Silke Reinicke

Seit dem 01.01.2009 werden die Netzentgelte grundsätzlich (mit Ausnahme der Betreiber überregionaler Gasfernleitungsnetze) im Wege der Anreizregulierung gebildet. In diesem Rahmen finden die Grundsätze der Kostenprüfung zur Bestimmung des Ausgangsniveaus Anwendung. Insofern gliedert sich der Beitrag in zwei Teile. Im ersten Teil wird auf diese Kostenprüfungsgrundsätze eingegangen, wie sie sich im Rahmen der Genehmigungsverfahren nach § 23a EnWG aufgrund des novellierten Energiewirtschaftsgesetzes seit 2005 und etwaiger gerichtlicher Überprüfungen herausgebildet haben. Im zweiten Teil wird dargestellt, wie aus dem Ergebnis der Kostenprüfung das Ausgangsniveau der Erlösobergrenze ermittelt und wie anschließend die Erlösobergrenze für das erste Jahr einer Regulierungsperiode im Rahmen der Anreizregulierung bestimmt wird. Dabei wird insbesondere auf die Problematik des Zeitversatzes der Datenbasis eingegangen und inwiefern eine Anpassung der Erlösobergrenze durch Verwendung aktueller Daten möglich ist.

Inhaltsübersicht

		Rn
1	Einführung	1–4
2	Kostenprüfung nach StromNEV bzw. GasNEV	5–8
2.1	Grundlagen der Netzkostenermittlung	5–38
2.1.1	Allgemeines	7–11
2.1.2	Aufwandsgleiche Kostenpositionen	12–13
2.1.3	Kalkulatorische Abschreibungen	14
2.1.3.1	Abschreibung von Alt- und Neuanlagen	15–19
2.1.3.2	Bestimmung der Tagesneuwerte nach § 6 Abs. 3 StromNEV bzw. GasNEV	20–21
2.1.3.3	Vermutung nach § 32 Abs. 3 S. 3 StromNEV	22–23
2.1.3.4	Restwertbildung bei Netzübergang	24–25
2.1.4	Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung	26
2.1.4.1	Verzinsungsbasis	27–31
2.1.4.2	Eigenkapitalzinssatz	32–33
2.1.5	Kalkulatorische Steuern	34
2.1.6	Kostenmindernde Erlöse und Erträge sowie „Mehrerlösabschöpfung“	35–38
2.2	Maßgebliche Datengrundlage	39–48
2.2.1	Kosten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres	39–42
2.2.2	Gesicherte Erkenntnisse über das Planjahr	43–46

		Rn
2.2.3	Korrekturfaktoren des § 21 EnWG: Effizienzmaßstab und Wettbewerbsanalogie	47–48
3	Anreizregulierung	49–87
3.1	Bestimmung des Ausgangsniveaus	51–58
3.1.1	Ausgangsniveau	51–52
3.1.2	Ausgangsniveau der ersten Regulierungsperiode	53–58
3.1.2.1	Zeitversatz	53
3.1.2.2	Neuer Eigenkapitalzinssatz	54–56
3.1.2.3	Kostenwälzung im Gasbereich	57–58
3.2	Erlösobergrenze im ersten Jahr der Regulierungsperiode	59–79
3.2.1	Aktualisierung der Kostendaten	61–72
3.2.1.1	Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile	61–65
3.2.1.2	Verbraucherpreisgesamtindex	66–68
3.2.1.3	Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	69
3.2.1.4	Erweiterungsfaktor	70–71
3.2.1.5	Unzumutbare Härte aufgrund eines unvorhergesehenen Ereignisses	72
3.2.2	Weitere Kostenfaktoren	73–79
3.2.2.1	Qualitätselement	74
3.2.2.2	Pauschalierter Investitionszuschlag	75–76
3.2.2.3	Saldo des Regulierungskontos bzw. der periodenübergreifenden Saldierung	77–79
3.3	Abbau von Ineffizienzen	80–87
3.3.1.1	Abzubauende Ineffizienzen im ersten Jahr einer Regulierungsperiode	81–83
3.3.1.2	Abbau von Ineffizienzen in der zweiten Regulierungsperiode	84–87
Literatur		

1 Einführung

1 Zentraler Bestandteil der Netzregulierung nach dem Energiewirtschaftsgesetz vom 07. Juli 2005 (EnWG) ist die Regulierung der Entgelte für den Zugang zu den Strom- bzw. Gasversorgungsnetzen („Netzentgelte"). § 23a Absatz (Abs.) 1 EnWG sah zunächst die Vorab-Genehmigung der Netzentgelte vor, soweit eine **kostenorientierte Entgeltbildung** im Sinne des § 21 Abs. 2 Satz (S.) 1 EnWG erfolgt. Konkretisiert wurden die Anforderungen an die kostenorientierte Entgeltbildung in der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) bzw. Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) vom 25.07.2005. Das auf der kostenorientierten Entgeltbildung beruhende System der Regulierung der Netzentgelte endet gemäß § 23a Abs. 1 EnWG mit dem Übergang zu einem System der Anreizregulierung. Dieser erfolgte gemäß § 1 S. 2 Anreizregulierungsverordnung (ARegV) am 01.01.2009. Im Rahmen der **Anreizregulierung** werden **Erlösobergrenzen** jeweils für eine Regulierungsperiode von in der Regel fünf

Jahren für jeden Netzbetreiber festgelegt.[1] Die Höhe der Erlösobergrenzen ergibt sich aus den Vorschriften der ARegV, insbesondere unter Anwendung der sog. Regulierungsformel nach § 7 ARegV in Verbindung mit (i.V.m.) Anlage 1 der ARegV.

2 Die Vorgaben zur kostenorientierten Entgeltbildung behalten auch im System der Anreizregulierung Bedeutung. Gemäß § 6 Abs. 1 ARegV ermittelt die Regulierungsbehörde das **Ausgangsniveau** für die Bestimmung der Erlösobergrenzen durch eine Kostenprüfung nach den Vorschriften der StromNEV bzw. GasNEV. Für die erste Regulierungsperiode, die am 01.01.2009 begann, sieht § 6 Abs. 2 ARegV zur Vermeidung einer doppelten Kostenprüfung sogar vor, dass das Ergebnis der Kostenprüfung der letzten Genehmigung der Netzentgelte nach § 23a EnWG vor Beginn der Anreizregulierung als Ausgangsniveau heranzuziehen ist. Den Erlösobergrenzen jeder Regulierungsperiode liegt daher eine **Kostenprüfung** nach den zur kostenorientierten Entgeltbildung erlassenen Vorschriften zu Grunde.

3 Änderungen gegenüber der bisherigen Rechtslage ergeben sich hingegen bei der Umsetzung der anerkennungsfähigen Netzkosten in Netzentgelte. Zwar finden auch die diesbezüglichen Vorschriften der StromNEV bzw. GasNEV im Rahmen der Anreizregulierung weiterhin Anwendung, vgl. § 17 Abs. 1 ARegV. Die Bildung der Netzentgelte bedarf zukünftig jedoch keiner Vorab-Genehmigung durch die Regulierungsbehörde mehr, sondern unterliegt lediglich einer ex post-Kontrolle. Die Netzentgeltbildung wird in der Folge aber nicht weiter behandelt. Ebenso wenig wird auf die Besonderheiten der Rechtslage für die Betreiber überregionaler Gasfernleitungsnetze, die zunächst von der kostenorientierten Entgeltbildung ausgenommen waren bzw. sind, eingegangen.[2]

4 In diesem Beitrag werden zunächst die Grundsätze der Kostenprüfung dargestellt, wie sie im Rahmen der Netzentgeltgenehmigungen

1 Vgl. § 3 Abs. 2 ARegV. Lediglich die erste Regulierungsperiode für Gasnetzbetreiber beschränkt sich auf vier Jahre, § 34 Abs. 1b S. 1 ARegV.

2 Dazu näher *Weyer*, RdE 2008, S. 261 ff. Zwischenzeitlich sind erste Bescheide der Bundesnetzagentur nach § 3 Abs. 3 S. 4 ARegV ergangen, so dass für die betreffenden Fernleitungsnetzbetreiber die Ausnahme von der kostenorientierten Entgeltbildung endet.

nach § 23a EnWG und etwaiger gerichtlicher Überprüfung herausgebildet wurden und für die Anreizregulierung weiterhin Bedeutung haben (siehe Abschnitt 2). Anschließend wird die Frage behandelt, wie aus dem Ergebnis der Kostenprüfung das Ausgangsniveau der Erlösobergrenzen abzuleiten ist und welche Erlösobergrenze sich hieraus jeweils für das erste Jahr einer Regulierungsperiode ergibt (siehe Abschnitt 3).

2 Kostenprüfung nach StromNEV bzw. GasNEV

2.1 Grundlagen der Netzkostenermittlung

5 Das Ausgangsniveau der Erlösobergrenzen in der Anreizregulierung ist durch eine Kostenprüfung nach den Vorschriften des Teils 2 Abschnitt 1 der StromNEV bzw. GasNEV zu ermitteln. Auch die Vorschriften zur Berücksichtigung gesicherter Erkenntnisse über das Planjahr (§ 3 Abs. 1 S. 5 Halbsatz (Hs.) 2 StromNEV, § 3 Abs. 1 S. 4 Hs. 2 GasNEV) sowie die Vorschriften zu den Dokumentations- und Mitteilungspflichten der Netzbetreiber und den Festlegungsbefugnissen der Regulierungsbehörden (§§ 28 – 30 StromNEV bzw. GasNEV) gelten entsprechend, §§ 6 Abs. 1 ARegV. In der Folge werden daher die Grundlagen der **Netzkostenermittlung** dargestellt.

6 Es bleibt abzuwarten, inwieweit sich aus dem veränderten Kontext der Anreizregulierung (statt der Vorab-Netzentgeltgenehmigung nach § 23a EnWG) Auswirkungen auf die Auslegung und Anwendung der Vorschriften der StromNEV bzw. GasNEV ergeben. Notwendig werden könnte dies etwa im Hinblick auf die deutlich längeren Anwendungszeiträume von jeweils fünf Jahren, aufgrund derer insbesondere der Zeitversatz zwischen Datengrundlage der Kostenprüfung und dem Jahr der Erlösobergrenze gesteigerte Bedeutung gewinnt. Umstritten ist außerdem, inwieweit Effizienzerwägungen und Wettbewerbsanalogie nach § 21 Abs. 2 EnWG, §§ 4 Abs. 1 StromNEV bzw. GasNEV bereits in der Kostenprüfung Berücksichtigung finden können.[3] Nicht zweifelsfrei erscheint schließlich, ob Kostenprüfungen dauerhafter Bestandteil des Systems der Anreizregulierung bleiben werden. Eine Änderung mag sich aufgrund der nach § 33

3 Hierzu näher Abschnitt 2.2.3.

Abs. 1 ARegV zum 01.01.2016 vorgeschriebenen Evaluierung durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) ergeben. Insbesondere hatte die BNetzA ursprünglich vorgeschlagen, ab der dritten Regulierungsperiode auf ein System des reinen **Vergleichswettbewerb**s (**Yardstick Competition**) überzugehen, bei dem nicht mehr die eigenen Kosten des Unternehmens die Erlösobergrenze bestimmen, sondern die Kostensituation der „Konkurrenz" den Maßstab für die erreichbaren Preise oder Erlöse vorgibt.[4]

2.1.1 Allgemeines

Die Kostenprüfung nach den Vorschriften der StromNEV bzw. GasNEV dient der Ermittlung der Kosten einer Netzbetriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen, unter Berücksichtigung von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung und einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals; Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, dürfen nicht berücksichtigt werden, § 21 Abs. 2 S. 1 und 2 EnWG.[5] Diese Netzkosten müssen durch die Erlöse aus Netzentgelten abgedeckt werden, damit einerseits die Sicherheit, andererseits aber auch die Preisgünstigkeit der Energieversorgung gemäß den Zielen des § 1 Abs. 1 EnWG sichergestellt wird. **7**

Die zu berücksichtigenden Kosten werden im Rahmen einer **Kostenartenrechnung** ermittelt. Welche Kosten zu berücksichtigen sind, definiert § 4 Abs. 2 S. 2 StromNEV bzw. GasNEV. Zu unterscheiden sind einerseits **aufwandsgleiche Kosten** nach § 5 StromNEV bzw. GasNEV, welche im Ausgangspunkt der nach § 10 Abs. 3 EnWG erstellten Gewinn- und Verlustrechnung zu entnehmen sind, und andererseits **kalkulatorische Kosten**, für die die StromNEV bzw. GasNEV eigene Berechnungsvorschriften enthalten. Zu letzteren gehören die **kalkulatorischen Abschreibung**en nach § 6 StromNEV bzw. **8**

4 Bericht der Bundesnetzagentur v. 30.06.2006 nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG, Tz. 341 ff., abrufbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/enid/9cb816cb23a99c838a32fed615247304,0/Allgemeine_Informationen/Bericht_zur_Anreizregulierung_2um.html.

5 Im Rahmen der Anreizregulierung können sich Abweichungen ergeben, vgl. § 21a Abs. 1 EnWG.

GasNEV, die **kalkulatorische**n **Eigenkapitalverzinsung** nach § 7 StromNEV bzw. GasNEV sowie die kalkulatorischen Steuern nach § 8 StromNEV bzw. GasNEV. Abzuziehen sind **kostenmindernde Erlöse und Erträge** nach § 9 StromNEV bzw. GasNEV. Gesondert geregelt sind im Strombereich die Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie nach § 10 StromNEV.

9 Anerkennungsfähig sind nur solche aufwandsgleichen oder kalkulatorischen Kosten, die dem Netzbetrieb zuzuordnen sind. Soweit möglich, sind die Einzelkosten dem Netz direkt zuzuordnen. Ist dies nicht oder nur mit unvertretbar hohem Aufwand möglich, hat eine sachgerechte Schlüsselung von Gemeinkosten zu erfolgen, vgl. § 4 Abs. 4 StromNEV bzw. GasNEV. Zur Erleichterung dient insbesondere die gesetzlich vorgeschriebene buchhalterische **Entflechtung**. Danach ist die Buchführung vertikal integrierter Unternehmen im Bereich der Elektrizitätsübertragung (§ 10 Abs. 3 Nr. 1 EnWG) und -verteilung (§ 10 Abs. 3 Nr. 2 EnWG), sowie Gasfernleitung (§ 10 Abs. 3 Nr. 3 EnWG), -verteilung (§ 10 Abs. 3 Nr. 4 EnWG), -speicherung (§ 10 Abs. 3 Nr. 5 EnWG) und Betrieb von LNG-Anlagen (§ 10 Abs. 3 Nr. 6 EnWG) zur Vermeidung von Diskriminierung und Quersubventionierung getrennt zu führen. Dies dient einerseits der Trennung des Netzbetriebs innerhalb der Sparten Strom und Gas von den Bereichen Erzeugung, Handel und Vertrieb sowie andererseits der Trennung der Sparten Strom und Gas von anderen Unternehmenssparten wie etwa Wasser oder Verkehr. Nimmt der Netzbetreiber eine sachgerechte Schlüsselung nicht vor, so kann die Regulierungsbehörde aus Gründen der Verhältnismäßigkeit den Mindestanteil der anerkennungsfähigen Kosten abschätzen; eine sachgerechtere Schlüsselung als vom Netzbetreiber selbst vorgenommen werden kann, wird von ihr nicht verlangt, weil die Regulierungsbehörden keine genaueren Unternehmenskenntnisse als der Netzbetreiber selbst haben kann.[6]

10 Auf Grundlage der genannten Kostendaten werden die Jahreskosten des jeweiligen Netzes bestimmt. Da die Umsetzung in Netzentgelte eine Prognose der Strom- bzw. Gasmengen voraussetzt, die von dem tatsächlichen Bezug bzw. Absatz abweichen kann, findet ein nachträglicher Abgleich der tatsächlich erzielten Netzerlöse mit den aner-

6 OLG Naumburg, Beschl. v. 20.8.2007 – Az. 1 W 37/06 (EnWG), S. 7 f. (Leitsätze abgedruckt in ZNER 2007 S. 490).

kennungsfähigen Netzkosten statt. Eine sich daraus etwa ergebende Unter- oder Überdeckung wird im Rahmen einer **periodenübergreifenden Saldierung** nach § 11 StromNEV bzw. § 10 GasNEV in späteren Kalkulationsperioden als weiterer Kostenfaktor für die Netzkosten berücksichtigt. Für die Anreizregulierung enthält § 5 ARegV zukünftig eine ähnliche Regelung, die die Verbuchung von Abweichungen auf dem sog. **Regulierungskonto** vorsieht.

11 Die regulierungsbehördlichen Kostenprüfungen im Rahmen der Netzentgeltbescheide nach § 23a EnWG wurden teilweise mit Rechtsmitteln angegriffen. Inzwischen liegen zu vielen wichtigen Streitpunkten bei der Netzkostenermittlung Entscheidungen der zuständigen Oberlandesgerichte vor. Außerdem hat der Bundesgerichtshof (BGH) im August 2008 in sechs Verfahren erstmalig zu materiellen Fragen der Netzkostenermittlung Stellung genommen. Entscheidende Fragen der Netzkostenermittlung sind damit letztinstanzlich geklärt. Hierauf wird in den folgenden Ausführungen näher eingegangen.

2.1.2 Aufwandsgleiche Kostenpositionen

12 Aufwandsgleiche Kosten sind im Ausgangspunkt der nach § 10 Abs. 3 EnWG erstellten Gewinn- und Verlustrechnung zu entnehmen und nach Maßgabe des § 4 Abs. 1 StromNEV bzw. GasNEV bei der Bestimmung der Netzkosten zu berücksichtigen, vgl. § 5 Abs. 1 StromNEV bzw. GasNEV. Zu den aufwandsgleichen Kosten zählen etwa Instandhaltungskosten oder Zahlungen, die nach § 18 StromNEV an Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen zu entrichten sind (§ 5 Abs. 3 StromNEV). Die Kosten für die Beschaffung von **Verlustenergie** sind im Strombereich in § 10 StromNEV gesondert geregelt.[7]

13 Zu den aufwandsgleichen Kosten gehören weiterhin **Fremdkapitalzinsen**, die nach § 5 Abs. 2 StromNEV bzw. GasNEV in ihrer tatsächlichen Höhe, jedoch begrenzt auf die kapitalmarktüblichen Zinsen für vergleichbare Kreditaufnahmen, in Ansatz zu bringen sind. Der BGH hat nunmehr klargestellt, dass den Regulierungsbehörden

7 Zur Frage der maßgeblichen Datengrundlage zur Ermittlung der Kosten für Verlustenergie siehe Abschnitt 2.2.2.

kein Beurteilungsspielraum bei der Bestimmung der kapitalmarktüblichen Zinsen für vergleichbare Kreditaufnahmen zukommt. Auch den Hinweis in der Begründung zum Entwurf der StromNEV, der auf den auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten abstellt[8] (für das Basisjahr 2004 ergab sich ein Zinssatz von 4,8%), sieht der BGH nicht als abschließend an. Damit kommt ein zusätzlicher Risikozuschlag in Betracht, der allerdings nicht mit dem Risikozuschlag für Eigenkapital gleichgesetzt werden kann. Ob und ggf. in welcher Höhe ein derartiger Risikozuschlag vorzunehmen ist, muss noch durch weitere tatrichterliche Feststellungen geklärt werden.[9] Hierbei sieht der BGH die Bildung sachgerecht abgegrenzter Risikoklassen aus Gründen der Vereinfachung und Praktikabilität als geboten an.[10]

2.1.3 Kalkulatorische Abschreibungen

14 Einen bedeutenden Posten der Netzkosten stellen Abschreibungen zum Ausgleich des Werteverzehrs des Anlagevermögens dar. Diese sind gemäß den Vorgaben des § 6 StromNEV bzw. GasNEV kalkulatorisch zu ermitteln. Hierbei ist zwischen Altanlagen, die vor dem 1. Januar 2006 aktiviert wurden, und Neuanlagen, die ab diesem Zeitpunkt aktiviert wurden, zu unterscheiden, vgl. § 6 Abs. 1 S. 3 StromNEV bzw. GasNEV. In beiden Fällen ist eine lineare Abschreibung vorgesehen, die die Wertminderung gleichmäßig auf die Jahre der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer verteilt. Die betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern ihrerseits ergeben sich jeweils aus Anlage 1 zur StromNEV bzw. GasNEV.

8 BR-Dr. 245/05, S. 33.

9 Dabei wird auch zu klären sein, inwieweit sich Unterschiede daraus ergeben, dass die betroffene LRegB Rheinland-Pfalz offenbar nur die Umlaufrendite öffentlicher Anleihen zu Grunde gelegt hatte, nicht aber aller festverzinslichen Wertpapiere inländischer Emittenten, wobei letztere bereits einen höheren Risikozuschlag enthalten.

10 Beispielsweise BGH, RdE 2008 S. 337 ff., 339.

2.1.3.1 Abschreibung von Alt- und Neuanlagen

15 Die Abschreibung der Altanlagen erfolgt nach der Methode der **Nettosubstanzerhaltung**, während für Neuanlagen die Methode der **Realkapitalerhaltung** Anwendung findet. Hierdurch soll ein gleitender Übergang von dem vor Inkrafttreten der StromNEV / GasNEV angewandten System der Nettosubstanzerhaltung zum System der Realkapitalerhaltung gewährleistet werden.

16 Im System der Nettosubstanzerhaltung wird der eigenfinanzierte Teil des Sachanlagevermögens zu Tagesneuwerten bewertet, während im System der Realkapitalerhaltung von den historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten ausgegangen wird. Da die Methode der Nettosubstanzerhaltung aufgrund der Tagesneuwertbetrachtung die Geldwertentwicklung einbezieht, findet hier ein geringerer Eigenkapitalzinssatz Anwendung als im Falle der Realkapitalerhaltung, die auf die historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten zurückgreift (vgl. § 7 Abs. 6 S. 3 StromNEV bzw. GasNEV). Im Unterschied zur Realkapitalerhaltung wird demnach bei der Nettosubstanzerhaltung auf den Ausgleich der anlagen- bzw. anlagengruppenspezifischen Teuerung für den eigenfinanzierten Teil des Kapitals zum Zwecke des Substanzerhaltes abgezielt.[11]

17 Bezüglich der Abschreibung von Altanlagen wird zwischen dem eigenfinanzierten und dem fremdfinanzierten Anteil unterschieden, vgl. § 6 Abs. 2 S. 2 Nr. 1, 2 StromNEV bzw. GasNEV. Für die Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibung des eigenfinanzierten Anteils ist die Summe aller anlagenspezifisch und ausgehend von dem jeweiligen Tagesneuwert ermittelten Abschreibungsbeträge aller Altanlagen zu bilden und anschließend mit der **Eigenkapitalquote** zu multiplizieren. Für die Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibung des fremdfinanzierten Anteils ist die Summe aller anlagenspezifisch und ausgehend von den historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten ermittelten Abschreibungsbeträge aller Altanlagen zu bilden und anschließend mit der **Fremdkapitalquote** zu multiplizieren. Die Eigenkapitalquote ergibt sich hierbei rechnerisch als Quotient aus dem betriebsnotwendigen Eigenkapital[12] und den kalkulatorisch ermittelten Restwerten des betriebsnotwendigen Vermögens zu

11 Vgl. *Nill-Theobald/Theobald*, Grundzüge des Energiewirtschaftsrechts, S. 233.
12 Dazu Abschnitt 2.1.3.3.

historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten, ist jedoch für die Berechnung der Netzentgelte kalkulatorisch auf maximal 40% begrenzt, vgl. § 6 Abs. 2 S. 3 StromNEV bzw. GasNEV. Die Fremdkapitalquote ergibt sich dementsprechend aus der Differenz zwischen 100 und der Eigenkapitalquote.

18 Bei der Abschreibung von Neuanlagen ist eine derartige Differenzierung zwischen eigen- und fremdfinanziertem Anteil mangels Tagesneuwertbildung entbehrlich.

19 Eine Sonderregelung gilt schließlich nach § 6 Abs. 3 S. 3 StromNEV bzw. GasNEV für die Ermittlung der Anschaffungs- und Herstellungskosten solcher Anlagen, deren Errichtung zeitlich vor ihrer erstmaligen Bewertung in Deutscher Mark lag.

2.1.3.2 Bestimmung der Tagesneuwerte nach § 6 Abs. 3 StromNEV bzw. GasNEV

20 Eine große Schwierigkeit der für Altanlagen geltenden Methode der Nettosubstanzerhaltung liegt in der Bestimmung der **Tagesneuwerte**. Der Tagesneuwert ist gemäß § 6 Abs. 3 StromNEV bzw. GasNEV der Anschaffungswert im Zeitpunkt der jeweiligen Ermittlung unter Berücksichtigung des technischen Fortschritts. Dieser Wert wird zum Kalkulationsstichtag ermittelt, indem die historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten der betriebsnotwendigen Anlagegüter durch Verwendung anlagen- oder anlagengruppenspezifischer Preisindizes hochgerechnet werden. Diese Preisindizes müssen auf den Indexreihen des statistischen Bundesamtes (Fachserien 16 und 17) beruhen.

21 Welche Indexreihen zutreffender Weise herangezogen werden können, war zwischen Netzbetreibern und Regulierungsbehörden umstritten und hatte erhebliche Auswirkungen auf die ansetzbaren Restwerte. Die Regulierungsbehörden hatten zunächst die in der Branche am Weitesten verbreiteten Indexreihen der Beratungsgesellschaft WIBERA als Obergrenze herangezogen und darüber hinausgehenden Indexierungen die Anerkennung versagt. Dieses Vorgehen wurde gerichtlich bestätigt, da der Nachweis, dass die verwendeten Preisindizes auf den Indexreihen des statistischen Bundesamtes beruhen, von den nachweisbelasteten Netzbetreibern nicht geführt werden

konnte.[13] Inzwischen hat die Bundesnetzagentur **Indexreihen** durch Festlegung nach § 29 EnWG bestimmt,[14] die derzeit gerichtlich überprüft werden.

2.1.3.3 Vermutung nach § 32 Abs. 3 S. 3 StromNEV

22 Große wirtschaftliche Bedeutung kommt für den Strombereich der Bestimmung der Restwerte nach der Vermutung des § 32 Abs. 3 StromNEV zu. Die Vorschrift hat zum Ziel, einen nochmaligen Ansatz solcher Kosten zu verhindern, die bereits im Tarifgenehmigungsverfahren nach der **Bundestarifordnung Elektrizität** (BTOElt) berücksichtigt worden waren. Danach wird vermutet, dass die nach den Verwaltungsvorschriften der Länder zur Darstellung der Kosten- und Erlöslage im Tarifgenehmigungsverfahren jeweils zulässigen Nutzungsdauern der Ermittlung der Kosten zugrunde gelegt worden waren, soweit vor dem Inkrafttreten der StromNEV bei der Stromtarifbildung nach der BTOElt Kosten des Stromnetzes zu berücksichtigen waren und von Dritten gefordert wurden. Die Anwendung der Vermutung führte in der Regel zu einer erheblichen Verkürzung der Nutzungsdauern und damit Reduzierung der Restwerte.

23 Die Anwendung dieser Vermutungsregelung durch die Regulierungsbehörden war Gegenstand der Überprüfung durch den BGH und wurde von diesem in den wesentlichen Punkten bestätigt. Dies betrifft die Anwendung auch auf die Vorgängerfassungen der BTOElt 1989 seit der BTOElt 1971[15] wie auch ein weites Verständnis des Begriffs der Verwaltungsvorschriften der Länder im Sinne des (i.S.d.) § 32 Abs. 3 S. 3 StromNEV, der nicht nur Verwaltungsvorschriften im engeren rechtstechnischen Sinne, sondern alle zu einer Selbstbindung der Verwaltung führenden abstrakt-generellen Regelungen unterhalb der Gesetzes- und Verordnungsebene erfasst, unabhängig

13 OLG Düsseldorf, RdE 2007 S. 357 ff., 358; OLG Düsseldorf – Beschl. v. 11.1.2008 – Az. VI-3 Kart 83/07 S. 2.

14 Für Strom: BNetzA, Beschl. v. 17.10.2007 – Az. BK8-07-272 bis 278; für Gas: BNetzA, Beschl. v. 17.10.2007 – Az. BK9-07-602-1 bis 602-7. Entsprechende Festlegungen hat die LRegB Baden-Württemberg am 12.11.2007 für die in ihre Zuständigkeit fallenden Netzbetreiber erlassen.

15 Beispielsweise BGH KVR 36/07 – Stadtwerke Trier, Rn. 23 (verkürzt abgedruckt in RdE 2008 S. 337 ff.). Zweifelhaft ist allerdings, ob auch die Tarifordnung Elektrizität (TOElt) von 1938 erfasst wird, so OLG Düsseldorf, Beschl. v. 24.10.2007 – Az. VI-3 Kart 3/07 (V), S. 5 f.

auch von deren Verbleib im Entwurfsstadium und einer ordnungsgemäßen Veröffentlichung.[16] Die Vermutung gilt auch im Falle der Tarifbildung in Anlehnung an die kostenbasierten Tarife anderer Unternehmen,[17] also bei den sog. Erstreckungsgenehmigungen,[18] bei ähnlichen Anlehnungen an die Tarife eines anderen Unternehmens[19] oder bei Sammelantragsverfahren.[20] Sie wird weder durch die Versorgung von Sonderkunden ausgeschlossen noch beschränkt sie sich anteilig auf die an Tarifkunden gelieferten Strommengen.[21]

2.1.3.4 Restwertbildung bei Netzübergang

24 § 6 Abs. 6, 7 StromNEV bzw. GasNEV verbieten eine erneute Abschreibung bereits abgeschriebener Anlagegüter (sog. Verbot der **Abschreibung unter Null**), und zwar auch im Falle einer Änderung der Eigentumsverhältnisse oder der Begründung von Schuldverhältnissen wie z.B. Netzpachtverträgen. Diese Regelung kann dazu führen, dass Netzbetreiber, die ihr Netz zu einem Preis über den Restwerten nach StromNEV bzw. GasNEV erworben haben, den Kaufpreis nicht mehr über die Abschreibungen verdienen können, und wurde daher von den Netzbetreibern in Frage gestellt.

25 Der BGH hat insoweit nunmehr klargestellt, dass auch im Falle eines Eigentümerwechsels nicht der gezahlte Kaufpreis (als damaliger Sachzeitwert), sondern die historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten zu Grunde zu legen sind. Anderes ergibt sich auch nicht aus der sog. Kaufering-Entscheidung des BGH,[22] die die gänzlich andere Frage einer kartellrechtlichen Beschränkung des Ansatzes von

16 Beispielsweise BGH KVR 36/07 – Stadtwerke Trier, Rn. 33 ff. (verkürzt abgedruckt in RdE 2008 S. 337 ff.).

17 A. A. insoweit OLG Koblenz, RdE 2007, 198 ff., 201 f.; OLG Frankfurt a.M., Beschl. v. 11.9.2007 – Az. 11 W 38/06 (Kart), S. 4 ff.

18 BGH, WuW/E DE-R S. 2395 ff., 2397; BGH, RdE 2008 S. 334 ff., 334 f.

19 BGH KVR 36/07 – Stadtwerke Trier, Rn. 19, 24 f., 29 ff. (verkürzt abgedruckt in RdE 2008 S. 337 ff., 338).

20 BGH KVR 35/07 – Stadtwerke Neustadt a.d.W., Rn. 34 f. (verkürzt abgedruckt in RdE 2008 S. 341 ff.); BGH KVR 34/07, Rn. 33 f. (verkürzt abgedruckt in IR 2008 S. 352 f.).

21 Beispielsweise BGH KVR 36/07 – Stadtwerke Trier, Rn. 26, 39 (verkürzt abgedruckt in RdE 2008 S. 337 ff.). Offen bleibt, ob für Sachanlagegüter, die nicht der Versorgung von Tarifkunden dienten, anderes gelten kann, BGH a.a.O. Rn. 39 unter Hinweis auf *Salje*, RdE 2006, 253 ff., 256.

22 BGHZ 143, 128 ff. – Endschaftsbestimmung.

Sachzeitwerten behandelt. Auch für eine Beschränkung auf konzerninterne Verschiebungen gebe es keine Grundlage. Höherrangiges Recht steht nicht entgegen, insbesondere konnte der Erwerber nicht darauf vertrauen, dass er ein bereits abgeschriebenes Netz zu Lasten der Stromkunden noch einmal abschreiben könne.[23] Lediglich im Einzelfall kommt eine Korrektur des kalkulatorischen Ansatzes in Betracht, wenn die Verzinsung für das Netz insgesamt nicht mehr angemessen und wettbewerbsfähig im Sinne von (i.S.v.) § 21 Abs. 2 EnWG erscheint. Diese Härtefallregelung setzt allerdings voraus, dass der Netzbetreiber die Höhe des für das gesamte Netz eingesetzten Kapitals, die bisher verdienten Netzentgelte sowie die unter Anwendung der §§ 6, 7 StromNEV entstehende Deckungslücke darlegt.[24] Ob dies im Einzelfall zu einem Ansatz höherer Restwerte führen kann, ist noch nicht endgültig absehbar.

2.1.4 Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung

26 Im Rahmen der Netzentgeltregulierung steht dem Netzbetreiber nach § 7 StromNEV bzw. GasNEV eine kalkulatorische Verzinsung des eingesetzten Eigenkapitals zu, die als Kostenposition in die Ermittlung der Netzkosten eingeht. Damit hat der Netzbetreiber die Möglichkeit, Gewinne zu erwirtschaften, wobei die Bestimmung eines angemessenen Eigenkapitalzinssatzes zu den umstrittensten Fragen der Netzentgeltregulierung gehört.

2.1.4.1 Verzinsungsbasis

27 Zur Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung ist zunächst die Verzinsungsbasis zu bestimmen. Grundlage ist das **betriebsnotwendige Eigenkapital**, dessen Anteil am betriebsnotwendigen Vermögen kalkulatorisch auf maximal 40% begrenzt ist. Die Einzelheiten sind in § 7 Abs. 1-3 StromNEV bzw. GasNEV geregelt. Hierbei ist zu beachten, dass diese Vorschriften teilweise durch Verordnung vom 29.10.2007 gegenüber der Ursprungsfassung geändert worden sind, wobei diese Änderungen nach der Begründung des Bundesrates im Wesentlichen der Klarstellung dienen.[25] Die bislang

23 BGH, RdE 2008 S. 341 ff., 342.
24 BGH, RdE 2008 S. 341 ff., 343.
25 Vgl. BR-Dr. 417/07 S. 22 f.

ergangene Rechtsprechung der Oberlandesgerichte und des BGH bezieht sich in der Regel noch auf die Ursprungsfassung von StromNEV bzw. GasNEV.

28 Gemäß § 7 Abs. 1 S. 1 StromNEV bzw. GasNEV ist zunächst das betriebsnotwendige Eigenkapital zu bestimmen. Dieses setzt sich aus den Restwerten des betriebsnotwendigen Sachanlagevermögens sowie den Bilanzwerten des betriebsnotwendigen Finanzanlagevermögens und des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens zusammen. Abzuziehen sind der Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil, das Abzugskapital (definiert in § 7 Abs. 2 StromNEV bzw. GasNEV) und das verzinsliche Fremdkapital. Anzusetzen ist jeweils der Mittelwert aus Jahresanfangs- und Jahresendbestand, Grundstücke sind mit den Anschaffungskosten anzusetzen. Bei Altanlagen schließlich ist, wie bereits im Rahmen der kalkulatorischen Abschreibungen, der Ansatz von Tagesneuwerten zu beachten: In die Ermittlung des betriebsnotwendigen Vermögens (Summe der Positionen nach § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 1-4 StromNEV bzw. GasNEV), das durch Fremd- und Eigenkapital gedeckt werden muss, gehen die kalkulatorischen Restwerte der Altanlagen anteilig bewertet zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten (nämlich multipliziert mit der Fremdkapitalquote nach § 6 Abs. 2 StromNEV bzw. GasNEV) und anteilig bewertet zu Tagesneuwerten (nämlich multipliziert mit der Eigenkapitalquote nach § 6 Abs. 2 StromNEV bzw. GasNEV) ein.

29 Umstritten ist, welche Kostenpositionen im Einzelnen nach § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 1-4 StromNEV bzw. GasNEV Berücksichtigung finden können. Insoweit hat der BGH festgestellt, dass die Regelungen über die Handels- oder Steuerbilanz grundsätzlich nicht einmal ergänzend im Rahmen der kalkulatorischen Entgeltbestimmung angewandt werden können, sofern nicht der Verordnungsgeber einen Rückgriff auf bilanzielle Ansätze ausdrücklich angeordnet hat, und dass § 21 EnWG, §§ 6, 7 StromNEV ein eigenständiges System der Eigenkapitalverzinsung normieren. Dennoch sind entgegen der Auffassung der Regulierungsbehörden auch **Anlagen im Bau** und geleistete Anzahlungen in § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 3 StromNEV zu berücksichtigen, damit solche Investitionen des Netzbetreibers im Hinblick auf die Verzinsung nicht benachteiligt werden.[26] Entsprechendes muss

26 BGH, RdE 2008 S. 323 ff., 326.

für § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 3 GasNEV gelten. Nicht berücksichtigungsfähig sind hingegen aktive Rechnungsabgrenzungsposten.[27] Ebenso scheidet ein Inflationsausgleich auf bereits abgeschriebene, aber weiter genutzte Anlagen aus.[28]

30 Jedenfalls auf Grundlage der Neufassung des § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 4 StromNEV bzw. GasNEV ist nunmehr auch geklärt, dass nur das **„betriebsnotwendige" Umlaufvermögen** Berücksichtigung finden kann. Die Frage ist von erheblicher Bedeutung, weil die Netzbetreiber Umlaufvermögen teilweise in enormer Höhe (bis zum Dreifachen der Gesamtnetzkosten) geltend gemacht hatten, dessen volle Einbeziehung in die Verzinsungsbasis von den Regulierungsbehörden aufgrund fehlender Betriebsnotwendigkeit abgelehnt wurde. Bereits nach früherer Rechtslage hatten verschiedene Oberlandesgerichte entsprechend entschieden, teilweise gestützt auch auf § 21 Abs. 2 S. 2 EnWG (Kostenbestandteile, die sich im Wettbewerb nicht eingestellt hätten).[29]

31 Das ansetzbare betriebsnotwendige Eigenkapital ist kalkulatorisch auf einen Anteil von 40% am betriebsnotwendigen Vermögen nach § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 1-4 StromNEV bzw. GasNEV begrenzt. Dahinter steht die Erwägung, dass sich ein darüber hinausgehender Eigenkapitalanteil unter Wettbewerbsbedingungen nicht einstellen würde und daher nur begrenzt berücksichtigungsfähig ist.[30] Er ist daher (nur) nominal wie Fremdkapital zu verzinsen. Maßgeblich ist nach der Rechtsprechung des BGH insoweit § 5 Abs. 2 Hs. 2 StromNEV (Entsprechendes muss für § 5 Abs. 2 Hs. 2 GasNEV gelten), der auf die kapitalmarktüblichen Zinsen für vergleichbare Kreditaufnahmen verweist.[31] Ein entsprechender Ansatz galt nach der Rechtsprechung des BGH bereits für die ursprüngliche Fassung der §§ 6, 7 StromNEV bzw. GasNEV, auch wenn diese dem Wortlaut nach weniger deutlich gefasst waren. Zurückgewiesen hat der BGH damit den Vortrag vieler Netzbetreiber, die Begrenzung auf 40% betreffe nur die nach § 6

27 BGH, RdE 2008 S. 323 ff., 327.
28 BGH, WuW/E DE-R S. 2395 ff., 2404.
29 OLG Düsseldorf, RdE 2008 S. 86 ff., 90; OLG Frankfurt a. M., Beschl. v. 11.09.2007 – Az. 11 W 41/06, S. 14 f.
30 Beispielsweise BGH, RdE 2008 S. 323 ff., 328.
31 Beispielsweise E BGH, RdE 2008 S. 337 ff., 339; zu der Bestimmung kapitalmarktüblicher Zinsen, siehe hier Abschnitt 2.1.2.

Abs. 2 StromNEV bzw. GasNEV ermittelte Eigenkapitalquote, nicht aber den Anteil des betriebsnotwendigen Eigenkapitals am betriebsnotwendigen Vermögen (sog. doppelte Deckelung bzw. doppelte Quotierung).

2.1.4.2 Eigenkapitalzinssatz

32 Der auf das anerkennungsfähige betriebsnotwendige Eigenkapital anzuwendende **Eigenkapitalzinssatz** war für die Zeit bis zum 01.01.2009 unmittelbar in § 7 Abs. 6 S. 3 StromNEV bzw. GasNEV geregelt. Er betrug für Neuanlagen 7,91% (Strom) bzw. 9,21% (Gas) und für Altanlagen 6,5% (Strom) bzw. 7,8% (Gas). Zum Beginn der Anreizregulierung am 01.01.2009 war der Eigenkapitalzinssatz nach den Vorgaben der § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG, § 7 Abs. 4-6 StromNEV bzw. GasNEV neu festzulegen. Zukünftig ist er jeweils für die Dauer einer Regulierungsperiode neu zu ermitteln. Für die erste Regulierungsperiode wurde der Zinssatz von der Bundesnetzagentur einheitlich für Strom und Gas auf 9,29% bei Neuanlagen und 7,56% bei Altanlagen festgelegt.[32] Dies bedeutet eine deutliche Erhöhung für den Strombereich, während im Gasbereich nur verhältnismäßig geringe Veränderungen eintreten. Höhere Risiken im Gasbereich, die eine Differenzierung der Eigenkapitalzinssätze für Strom und Gas hätten rechtfertigen können, vermochte die Bundesnetzagentur nicht zu erkennen. Die Festlegung der Eigenkapitalzinssätze wird derzeit gerichtlich überprüft.

33 Der 40% übersteigenden Eigenkapitalanteil ist aufgrund der kalkulatorischen Begrenzung des Eigenkapitals nach § 7 Abs. 1 S. 5 StromNEV bzw. GasNEV nicht wie Eigenkapital, sondern nominal wie Fremdkapital zu verzinsen. Die Verzinsung erfolgt damit wie dargestellt entsprechend § 5 Abs. 2 Hs. 2 StromNEV bzw. GasNEV.[33]

---

32 Beschluss der BNetzA vom 7.7.2008 – BK4-08-068 – abzurufen unter: www.bundesnetzagentur.de/emid/Aktuelles/Beschluesse_Eigenkapitalzinssatz.4rf.html; Entsprechend Beispielsweise LRegB Baden-Württemberg – Az. 1-4455.7/14 vom 6.8.2008, abzurufen unter http://www.wm.baden-wuerttemberg.de/fm7/1106/Festlegungstext%20LRegB%20BW%20EK-Zins%2006% 2008%202008.pdf.

33 Siehe Abschnitt 2.1.2.

2.15 Kalkulatorische Steuern

34 Im Rahmen der Ermittlung der Netzkosten kann die dem Netzbereich sachgerecht zuzuordnende Gewerbesteuer als kalkulatorische Kostenposition in Ansatz gebracht werden, § 8 StromNEV bzw. GasNEV. Die Vorschrift ist nach der Rechtsprechung des BGH als abschließende Sonderregelung zu verstehen, die einen Rückgriff auf § 5 Abs. 1 StromNEV und damit die Berücksichtigung der tatsächlich angefallenen Gewerbesteuer ausschließt.[34] Ebenso wenig besteht ein Wahlrecht des Netzbetreibers zwischen tatsächlich gezahltem und kalkulatorisch ermitteltem Gewerbesteuerbetrag.[35] Auch kalkulatorische Steuern auf den Scheingewinn finden keine Berücksichtigung, weil sie an die der steuerlichen und handelsrechtlichen Gewinnermittlung zu Grunde liegenden Größen anknüpfen würden.[36] Ebensowenig dürften Hinzurechnungen und Kürzungen nach §§ 8, 9 GewStG berücksichtigungsfähig sein.[37] Lediglich der Abzug der kalkulatorischen Gewerbesteuer bei sich selbst ist aufgrund ausdrücklicher gesetzlicher Anordnung des § 8 S. 2 StromNEV zugelassen.[38]

2.1.6 Kostenmindernde Erlöse und Erträge sowie „Mehrerlösabschöpfung"

35 Sonstige Erlöse und Erträge, soweit sie sachlich dem Netzbetrieb zuzurechnen und der netzbezogenen Gewinn- und Verlustrechnung zu entnehmen sind, sind von den Gesamtnetzkosten abzuziehen, § 9 StromNEV bzw. GasNEV. Hierzu gehören insbesondere aktivierte Eigenleistungen, Zins- und Beteiligungserträge, Netzanschlusskosten und Baukostenzuschüsse.

---

34 Gerade im Querverbund würde sich ein solcher Ansatz vielfach zu Lasten der Netzbetreiber auswirken.

35 Beispielsweise BGH, RdE 2008 S. 337 ff., 340. A. A. OLG Naumburg, ZNER 2007, 174 ff., 181; OLG Naumburg, Beschl. v. 02.05.2007 – Az. 1 W 24/06 (EnWG), S. 27.

36 Beispielsweise BGH, RdE 2008 S. 323 ff., 329.

37 Vgl. z.B. BGH, RdE 2008 S. 323 ff., 329. So auch der Leitsatz zu § 8 StromNEV in BGH, WuW/E DE-R S. 2395 ff., 2395; die Aussage ist in den Entscheidungsgründen allerdings nicht ausdrücklich enthalten.

38 Beispielsweise BGH, RdE 2008 S. 323 ff., 329. Hier beanstandete der BGH im Übrigen die fehlende Differenzierung der Hebesätze trotz unterschiedlicher Betriebsstätten nach § 28 Abs. 1 GewStG, a.a.O. S. 330.

36 Entsprechend §§ 9, 11 StromNEV bzw. §§ 9, 10 GasNEV können auch die vom Netzbetreiber in der Übergangsphase zwischen dem Zeitpunkt für den ersten Genehmigungsantrag (29.10.2005 für Strom, 30.01.2006 für Gas)[39] und der ersten Entgeltgenehmigung vereinnahmten Netzentgelte insoweit kostenmindernd berücksichtigt werden, als sie nach den materiellen Entgeltmaßstäben der StromNEV bzw. GasNEV überhöht waren (sog. **Mehrerlösabschöpfung**). Der BGH hat insoweit die Position der Bundesnetzagentur im **Vattenfall-Verfahren** bestätigt. Er hat klargestellt, dass auch § 23a Abs. 5 S. 1 EnWG, demzufolge die genehmigten Netzentgelte bis zur Entscheidung über den Neuantrag „beibehalten" werden dürfen und der nach § 118 Abs. 1b S. 2 EnWG für die Erstgenehmigung entsprechend anwendbar ist, ebenso wie § 23a Abs. 5 S. 2 EnWG nur eine Regelung zur Entgelthöhe während der Dauer des formellen Genehmigungsverfahrens trifft, aber keinen endgültigen Behaltensgrund gewährt. Dieser Ansatz vermeidet zugleich Ungleichbehandlungen und Wettbewerbsverzerrungen aufgrund unterschiedlicher Genehmigungszeitpunkte sowie Fehlanreize zur Beibehaltung überhöhter Entgelte und zur Verschleppung des Genehmigungsverfahrens.[40]

37 Zugleich hat der BGH §§ 118 Abs. 1b S. 2, 23a Abs. 5 S. 1 EnWG allerdings entnommen, dass – obwohl kein endgültiger Behaltensgrund geschaffen wird – eine Rückabwicklung der Leistungsbeziehungen in der Übergangsphase auf Grundlage der neu berechneten Netzentgelte ausscheidet. Die Regelung gewähre dem Netzbetreiber „ein gewisses Maß an Vertrauensschutz" und gewährleiste so, dass nicht sämtliche Rechtsbeziehungen des Netzbetreibers mit den Stromversorgern später korrigiert werden müssten. Daher ist eine **rückwirkende Entgeltgenehmigung** wie in der Praxis der baden-württembergischen LRegB – jedenfalls ohne entsprechenden Antrag des Netzbetreibers – unzulässig.[41] Auch Rückforderungsansprüche

39 Auf diesen und nicht auf den Zeitpunkt der tatsächlichen Antragstellung dürfte die Formulierung des BGH abzielen, wenn dieser vom „ersten Genehmigungsantrag" spricht.

40 BGH, RdE 2008 S. 323 ff., 323.

41 BGH, RdE 2008 S. 334 ff., 338 f.; vgl. auch BGH, RdE 2008 S. 323 ff., 325. A. A. OLG Stuttgart ZNER 2007, 194, 201; OLG München v. 13.12.2007 – Kart 1/06, zusammengefasst in IR 2008, S. 63 ff., 64; OLG Brandenburg v. 22.04.2008 – Kart W 3/07, S. 18 ff.

der betroffenen Netznutzer dürften damit ausscheiden; offen bleibt allerdings, ob eine Rückerstattung (häufig an den verbundenen Vertrieb) im Einvernehmen mit dem Netzbetreiber möglich wäre. Vielmehr hat der Ausgleich der so entstandenen (rechtsgrundlosen) Mehrerlöse wie im Falle sonstiger überhöhter Erlöse des Netzbetreibers im Wege einer periodenübergreifenden Abrechnung stattzufinden.[42] Es entspreche den Grundsätzen der Netzkostenermittlung nach § 4 Abs. 2 StromNEV, die Mehrerlöse wie sonstige Erträge i.S.v. § 9 StromNEV (d.h. kostenmindernde Erlöse und Erträge, soweit sie sachlich dem Netzbetrieb zuzurechnen sind) in die Entgeltberechnung einzustellen.[43] Die Regulierungsperioden werden daher eine Berücksichtigung der erzielten Mehrerlöse bei der Bildung der Erlösobergrenzen in der ersten, ggf. auch weiteren Regulierungsperiode der Anreizregulierung zu erwägen haben.

38 Die wirtschaftlichen Auswirkungen der Entscheidung sind erheblich, da die vor erstmaliger kostenorientierter Entgeltprüfung angewendeten Netzentgelte in der Regel deutlich über den genehmigten Netzentgelten lagen. Am stärksten treffen sie Netzbetreiber, die in Anwendung der §§ 118 Abs. 1b S. 2, 23a Abs. 5 S. 1 EnWG ihre bisherigen Netzentgelte bis zur erstmaligen Genehmigung beibehalten haben, während bei solchen Netzbetreiber, die ihre Netzentgelte bereits vor erstmaliger Genehmigung auf die Antragshöhe abgesenkt hatten, ein deutlich geringerer Mehrerlös aufgelaufen ist. Teilweise wurden auch Rückstellungen im Hinblick auf eine etwaige „Mehrerlösabschöpfung" gebildet,[44] so dass die wirtschaftlichen Effekte bereits vorweggenommen worden sind. In Baden-Württemberg schließlich steht, da die seit 01.01.2006 aufgelaufenen Mehrerlöse im Rahmen der rückwirkenden Entgeltgenehmigungen verrechnet wurden,[45] im wirtschaftlichen Ergebnis nur noch die Abschöpfung der vor dem 01.01.2006 erzielten Mehrerlöse in Frage.

42 BGH, RdE 2008 S. 323 ff., 325; vgl. auch BGH, RdE 2008 S. 334 ff., 337.

43 BGH, RdE 2008 S. 323 ff., 325.

44 Derartige Rückstellungen konnten im Rahmen der kostenorientierten Entgeltbildung aber nicht berücksichtigt werden, weil die überhöhten Entgelte andernfalls perpetuiert worden wären.

45 Vgl. dazu BGH, RdE 2008 S. 334 ff., 336.

2.2 Maßgebliche Datengrundlage

2.2.1 Kosten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres

39 Die Netzkosten und Netzentgelte im Rahmen der ***kostenorientierten Entgeltbildung*** nach § 21 Abs. 2-4 EnWG waren gemäß § 3 Abs. 1 S. 5 Hs. 1 StromNEV bzw. § 3 Abs. 1 S. 4 Hs. 1 GasNEV grundsätzlich auf der Basis der Daten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres zu ermitteln. In der ersten Entgeltgenehmigungsrunde waren daher in der Regel die Daten des Geschäftsjahres 2004 zu Grunde zu legen. Die Netzentgeltgenehmigungen der ersten Runde waren ihrerseits in der Regel im Strombereich bis zum 31.12.2007, im Gasbereich bis zum 31.03.2008 befristet. Dementsprechend hatte grundsätzlich eine weitere Netzentgeltgenehmigung („zweite Entgeltrunde") nach § 23a EnWG zu erfolgen, die auf der Datengrundlage des Geschäftsjahres 2006 basierte. Obwohl Gegenstand der bisherigen Genehmigungsverfahren nach § 23a EnWG also die Netzentgelte waren, mussten die anerkennungsfähigen Netzkosten auf Grundlage des Antrages und der vom Antragsteller übermittelten Unterlagen ermittelt werden. Anschließend wurde der Netzbetreiber zur Erstellung eines entsprechenden Preisblattes mit den Netzentgelten aufgefordert. Im Rahmen einer sog. **Verprobungsrechnung** hatte er nachzuweisen, dass die beantragten Netzentgelte bei Zugrundelegung realistischer Mengenprognosen einen prognostizierten Erlös ergaben, welcher der Höhe nach den zu deckenden Netzkosten nach § 4 StromNEV bzw. GasNEV entsprach, vgl. § 20 StromNEV bzw. § 16 GasNEV.

40 Für die ***erste Regulierungsperiode*** der Anreizregulierung knüpft § 6 Abs. 2 ARegV zur Bestimmung des **Ausgangsniveau**s der Erlösobergrenzen an das Ergebnis der Kostenprüfung der letzten Genehmigung der Netzentgelte nach § 23a EnWG vor Beginn der Anreizregulierung an, wobei diese auf der Datengrundlage des Geschäftsjahres 2006 oder eines früheren Geschäftsjahres basieren muss. Hinsichtlich der danach maßgeblichen Kostenprüfung ist zu unterscheiden: In der Regel ist die Kostenprüfung der zweiten Entgeltrunde, d.h. Datengrundlage 2006, zur Bestimmung des Ausgangsniveaus der Erlösobergrenze heranzuziehen.[46] In einer erheblichen Anzahl von Fällen verlängerten die Regulierungsbehörden auf Antrag allerdings auch Entgeltgenehmigungen der ersten Entgeltrunde bis zum 31. Dezem-

ber 2008, wenn es sich um kleine Netzbetreiber handelte und diese bestätigten, dass sich ihre Kostenlage nicht wesentlich verändert hatte.[47] In diesen Fällen ist das Ergebnis der früheren Kostenprüfung heranzuziehen. Wählt der Netzbetreiber für die Anreizregulierung das sog. **vereinfachte Verfahren** nach § 24 ARegV, so ist das Ergebnis der Kostenprüfung zusätzlich um einen Inflationsausgleich zu erhöhen.[48] Schließlich wurden teilweise bereits frühere Entgeltgenehmigungen von vornherein bis zum 31.12.2008 befristet, so dass deren Kostenprüfungen für die Bestimmung des Ausgangsniveaus Anwendung finden.

41 Die regulierungsbehördlichen Kostenprüfungen im Rahmen der Netzentgeltbescheide nach § 23a EnWG wurden teilweise mit Rechtsmitteln angegriffen. Soweit sich das Ergebnis der Kostenprüfung nachträglich aufgrund gerichtlicher Vorgaben ändern sollte, ist dieses modifizierte Ergebnis für die Bestimmung des Ausgangsniveaus der Erlösobergrenzen im Rahmen der Anreizregulierung maßgeblich.[49] Voraussetzung ist allerdings, dass neben der Netzentgeltgenehmigung auch die auf dem alten Ergebnis der Kostenprüfung basierende Festlegung der Erlösobergrenze beklagt wird.

42 Für die ***folgenden Regulierungsperioden*** sieht § 6 Abs. 1 ARegV die Vornahme eigenständiger Kostenprüfungen zum Zwecke der Ermittlung des Ausgangsniveaus der Erlösobergrenzen vor. Die Kostenprüfung erfolgt jeweils im vorletzten Kalenderjahr vor Beginn der Regulierungsperiode auf der Grundlage der Daten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres, § 6 Abs. 1 S. 3 ARegV. Für die zweite Regulierungsperiode Gas, die am 01.01.2013 beginnt, liefert daher in der Regel das Geschäftsjahr 2010 die Datengrundlage. Für die zweite Regulierungsperiode Strom, die ein Jahr später am 01.01.2014 beginnt,

46 Etwaige erneute spätere Netzentgeltanträge auf Basis des Geschäftsjahres 2007 hätten keine Aussicht auf Berücksichtigung gehabt, da § 6 Abs. 2 ARegV ausdrücklich auf die Kostenprüfung im Rahmen der letzten Netzentgeltgenehmigung „auf der Datengrundlage des Geschäftsjahres 2006 oder eines früheren Geschäftsjahres" verweist.

47 *Weyer*, N&R 2008 S. 13 ff., 14 f.

48 Vgl. § 34 Abs. 3 ARegV, näher hier Abschnitt 3.1.2.1.

49 Lediglich im Rahmen des Effizienzvergleichs ist eine spätere Korrektur des Ergebnisses der Kostenprüfung ausgeschlossen, vgl. § 12 Abs. 1 S. 3 ARegV

ergibt sich die Datengrundlage demnach regelmäßig aus dem Geschäftsjahr 2011.

2.2.2 Gesicherte Erkenntnisse über das Planjahr

43 Die Datengrundlage des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres ist nicht allein maßgeblich. Vielmehr sieht § 6 Abs. 1 S. 2 ARegV die entsprechende Geltung des § 3 Abs. 1 S. 5 Hs. 2 StromNEV bzw. § 3 Abs. 1 S. 4 Hs. 2 GasNEV vor. Demnach können, wie bereits bislang im Rahmen der kostenorientierten Entgeltbildung, **gesicherte Erkenntnisse über das Planjahr** berücksichtigt werden. Hierbei war unter Planjahr im Rahmen der kostenorientierten Entgeltbildung der Zeitraum zu verstehen, für den die Netzentgelte genehmigt wurden. Im Rahmen der Anreizregulierung ist dementsprechend auf die Regulierungsperiode abzustellen, für die das Ausgangsniveau ermittelt werden soll.

44 Die Anforderungen an die Berücksichtigungsfähigkeit von gesicherten Erkenntnissen über das Planjahr sind nicht abschließend geklärt. Erkenntnisse über das Planjahr konnten nach Auffassung der Regulierungsbehörden nur berücksichtigt werden, wenn sie dem Grund und der Höhe nach mit an Sicherheit grenzender Wahrscheinlichkeit feststanden.[50] Dieses restriktive Verständnis steht dabei in unmittelbarem Zusammenhang mit der Feststellung, dass kein zwingender Zusammenhang zwischen den Kostensteigerungen einzelner Positionen und der – allein relevanten – Steigerung der Gesamtkosten besteht. Hinzu tritt die gesetzgeberische Entscheidung, keinen nachträglichen Abgleich von Planansätzen mit den tatsächlich entstandenen Kosten vorzunehmen.[51] Dieser Ansatz wird auch im Rahmen der Anreizregulierung beibehalten, so dass die Erwägungen der Regulie-

50 Grundsätzlich zustimmend OLG Naumburg, Beschl. v. 15.6.2007 – Az. 1 W 32/06 (EnWG), S. 12 f. (Leitsätze abgedruckt in ZNER 11/04 2007 S. 489); OLG Brandenburg, Beschl. v. 28.8.2007 – Az. Kart W 3/06, S. 18.

51 Vorgesehen ist lediglich die Überprüfung der Mengenprognosen im Rahmen der periodenübergreifenden Saldierung nach § 11 StromNEV, § 10 GasNEV.

rungsbehörden grundsätzlich ihre Gültigkeit behalten.[52] Demgegenüber erachtete das OLG Düsseldorf bereits eine hohe Wahrscheinlichkeit als ausreichend.[53] Unklar ist, ob auch der BGH mit der allgemeinen Formulierung, dass der Netzentgeltermittlung „grundsätzlich aktuelle Daten zugrunde zu legen sind",[54] eine weitergehende Anerkennung gesicherter Erkenntnisse verlangt.

45 Von besonderem Interesse ist wegen ihres erheblichen netzkostenerhöhenden Potenzials die Berücksichtigungsfähigkeit von Rückstellungen, die ebenfalls über die gesicherten Erkenntnisse in die Netzentgeltbestimmung einfließen können. Das OLG Düsseldorf hat – angesichts geltend gemachter Rückstellungszuführungen im Jahre 2005 – ausgeführt, dass die Bildung von Rückstellungen nicht ohne weiteres etwas über gesicherte Erkenntnisse hinsichtlich der Kosten- und Erlöslage im Planjahr aussagt. Handelsrechtlich zulässige Rückstellungen stellen nicht sicher, dass entsprechende Kosten nach Grund und Höhe im Planjahr mit großer Wahrscheinlichkeit entstehen werden.[55]

46 Zu einem weiteren wirtschaftlich sehr bedeutsamen Punkt hat inzwischen der BGH Stellung genommen. Nach § 10 StromNEV können die Kosten der Beschaffung von Energie zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste (**Verlustenergie**) bei der Ermittlung der Netzkosten von Elektrizitätsverteilernetzen in Ansatz gebracht werden, wobei sich die Kostenposition aus den tatsächlichen Kosten der Beschaffung der entsprechenden Verlustenergie im abgelaufenen Kalenderjahr ergibt. Die Regelung wurde überwiegend als Sonderregelung verstanden, so dass ein Rückgriff auf gesicherte Erkenntnisse

52 Vgl. § 5 Abs. 1 S. 1 ARegV i. V. m. § 6 Abs. 2 bzw. § 6 Abs. 1 S. 2 ARegV. Nur hinsichtlich der Wälzungskosten ist auf das Kalenderjahr abzustellen, auf das die Erlösobergrenze Anwendung finden soll, dann aber ergänzt um einen ex post-Abgleich mit den tatsächlich entstandenen Kosten, vgl. § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 Hs. 2, § 5 Abs. 1 S. 2 ARegV. Dazu auch *Weyer*, RdE 2008, S. 261 ff., 261 f.

53 OLG Düsseldorf, ZNER 2007 S. 337 ff., 337 f.

54 Beispielsweise BGH, RdE 2008 S. 337 ff., 338.

55 OLG Düsseldorf, Beschl. v. 24.10.2007 – Az. VI-3 Kart 472/06 (V), S. 23 ff.; vgl. auch OLG Naumburg, Beschl. v. 1.6.2007 – Az. 1 W 30/06 (EnWG), S. 15.

über das Planjahr abgelehnt wurde.[56] Demgegenüber hat der BGH nunmehr entschieden, dass die Bezugnahme auf die tatsächlichen Beschaffungskosten der Verlustenergie im abgelaufenen Geschäftsjahr Raum für die Berücksichtigung gesicherter Erkenntnisse über das Planjahr nach § 3 Abs. 1 S. 5 Hs. 2 StromNEV lässt.[57] Angesichts der erheblichen Netzverluste beim Stromtransport und der deutlichen Steigerung der Energiebeschaffungskosten kommt dieser Rechtsprechung – anders als im Bereich der Gasnetze, wo ohnehin keine dem § 10 StromNEV vergleichbare Regelung besteht – ganz erhebliche wirtschaftliche Bedeutung zu.

2.2.3 Korrekturfaktoren des § 21 EnWG: Effizienzmaßstab und Wettbewerbsanalogie

47 Die Entgeltregulierung stellte sich bereits im bisherigen System der kostenorientierten Entgeltbildung nach § 21 Abs. 2-4 EnWG nicht als bloße **„cost plus"-Regulierung** dar, in der die tatsächlich angefallenen Netzkosten einschließlich angemessener Eigenkapitalverzinsung ermittelt wurden. Es liefe dem Grundanliegen einer Entgeltregulierung zuwider, wenn es im Belieben des Netzbetreibers läge, überflüssige Kosten zu produzieren und diese auf die Netznutzer abzuwälzen.[58] Die dargestellte erste Stufe der Kostenprüfung ist daher durch eine zweite Stufe zu ergänzen, auf der die geltend gemachten Netzkosten wertend betrachtet und ggf. gekürzt werden. Entsprechende **Korrekturfaktoren** sind in § 21 Abs. 2-4 EnWG geregelt. Maßgeblich sind danach zum einen nur solche Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen, § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG, §§ 4 Abs. 1 StromNEV bzw. GasNEV („**Effizienzmaßstab**"). Zum anderen sind nach § 21 Abs. 2 S. 2 EnWG solche Kosten und Kostenbestandteile nicht berücksichtigungsfähig, die sich im Wettbewerb nicht einstellen würden („**Wettbewerbsanalogie**"). Schließlich sah § 21 Abs. 3, 4 EnWG ein Vergleichsverfahren vor, um zu gewährleisten, dass sich die Entgelte

56 So etwa OLG Koblenz, RdE 2007, S. 198 ff., 199 (Beschl. v. 4.5.2007 – Az. W 595/06 Kart); OLG Düsseldorf v. 24.10.2007 – Az. VI-3 Kart 23/07 (V), S. 5; a.A. OLG Naumburg, RdE 2007, S. 169 ff., 169 f.; in Übereinstimmung mit der Position der Landesregulierungsbehörde.

57 BGH, RdE 2008 S. 341 ff., 341; BGH, RdE 2008 S. 337 ff., 337.

58 *Büdenbender,* RdE 2008 S. 69 ff., 69.

für den Netzzugang an den Kosten einer Betriebsführung nach § 21 Abs. 2 EnwG orientieren. Bedeutung gewonnen haben Korrekturen nach dem Effizienzmaßstab des § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG bzw. der Wettbewerbsanalogie des § 21 Abs. 2 S. 2 EnWG insbesondere bei den Kosten für Verlustenergie[59] und bei dem anerkennungsfähigen Umlaufvermögen,[60] aber etwa auch bei den Werbungskosten.[61] Das **Vergleichsverfahren** nach § 21 Abs. 3, 4 EnWG hat demgegenüber, soweit ersichtlich, keine praktische Bedeutung gewonnen.

48 Für die kommende Anreizregulierung ist umstritten, inwieweit Effizienzmaßstab und Wettbewerbsanalogie nach § 21 Abs. 2 EnWG, §§ 4 Abs. 1 StromNEV bzw. GasNEV weiterhin bereits in der Kostenprüfung Berücksichtigung finden können, was zu einer sofortigen Absenkung von Ausgangsniveau und Erlösobergrenze führen würde, oder erst im Effizienzvergleich nach §§ 12 ff. ARegV, was zu einer Streckung der Erlös mindernden Wirkung über die Regulierungsperiode(n), einer Begrenzung durch den Mindesteffizienzwert (60%) und etwaigen Korrekturmöglichkeiten nach §§ 15, 16 Abs. 2 ARegV führen würde.[62] Einerseits liefe eine vollumfängliche sofortige Kürzung der Netzerlöse dem Grundgedanken der Anreizregulierung zuwider.[63] Andererseits sehen die Bezugnahme auf § 21 Abs. 2 EnWG (§ 21a Abs. 4 S. 2 und 5 EnWG) sowie Teil 2 Abschnitt 1 der StromNEV bzw. GasNEV (§ 6 Abs. 1 ARegV) eine Berücksichtigung in der Kostenprüfung weiterhin ausdrücklich vor.[64] Jedenfalls für die erste Regulierungsperiode gelten daher die bisherigen Maßstäbe, da § 6 Abs. 2 ARegV ohne Einschränkung auf die Kostenprüfung im Rahmen der letzten Entgeltgenehmigung vor Beginn der Anreizregu-

59 OLG Frankfurt a.M., Beschl. v. 11.9.2007 – Az. 11 W 38/06 (Kart), S. 20; OLG Düsseldorf, WuW 2008 S. 577 ff., 579 f.

60 OLG Düsseldorf, RdE 2008 S. 86 ff., 89 f.

61 OLG Naumburg, Beschl. v. 2.5.2007 – Az. 1 W 24/06 (EnWG), S. 16.

62 Befürwortend etwa *Ruge*, ZNER 2006, S. 200 ff.; *Elspas*, et 6/2007, S. 8 f. Diese unter dem Stichwort „P_0-Cut" diskutierte Frage ist von der Bestimmung des Verteilungsfaktors V_t zu unterscheiden, dazu hier Abschnitt 3.2.3.1.

63 Vgl. auch *Meinzenbach*, Die Anreizregulierung als Instrument zur Regulierung von Netznutzungsentgelten im neuen EnWG, 2008, S. 173 f. (mit Hinweis auf einen Vortrag von *Säcker* vom 15.05.2006).

64 Vgl. auch Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Arbeit zum EnWG, BT-Dr. 15/5268, S. 120; *Büdenbender*, RdE 2008, S. 69ff., 71.

lierung zurückgreift. Für folgende Regulierungsperioden kann eine Orientierung darin liegen, dass die Anreizregulierung dem Netzbetreiber Anreize zur Beseitigung von Ineffizienzen geben soll, die die Regulierungsbehörde nicht selbst (mit praktikablem Prüfungsaufwand) erkennen kann.[65] Als maßgebliche Wertungsgesichtspunkte erscheinen daher insbesondere die Offensichtlichkeit der Ineffizienz bzw. fehlenden Wettbewerbsanalogie sowie die isolierte Überprüfbarkeit bestimmter Kostenpositionen.[66] In diesem Rahmen bleibt die Berücksichtigung von Effizienzerwägungen / Wettbewerbsanalogie bei der Kostenprüfung zulässig.[67]

3 Anreizregulierung

49 Seit dem 01.01.2009 werden die Netzzugangsentgelte im Rahmen der Anreizregulierung festgelegt. Damit wird das System der kostenorientierten Entgeltbildung abgelöst. Beide Systeme schließen sich gegenseitig aus, da § 21a Abs. 1 EnWG die Bestimmung der Netzentgelte im Wege der Anreizregulierung „abweichend" von der kostenorientierten Entgeltbildung nach § 21 Abs. 2-4 EnWG vorsieht. Das System der Anreizregulierung soll den Netzbetreibern verstärkt dazu bewegen, ihre Kosten auf ein effizientes Maß zu senken. Hierzu wird zwar zu Beginn einer Regulierungsperiode noch das Ausgangsniveau der Erlösobergrenzen anhand einer Kostenprüfung nach StromNEV bzw. GasNEV ermittelt. Anschließend werden jedoch auf Grundlage eines **Effizienzvergleich**s mit anderen Netzbetreibern Erlösobergrenzen für jedes Jahr der Regulierungsperiode berechnet, wobei die für den jeweiligen Netzbetreiber ermittelten Ineff-

65 Vgl. auch *Baur/Pritzsche/Garbers*, Anreizregulierung nach dem Energiewirtschaftsgesetz 2005, 2006, S. 23; *Bruder*, et 10/2007, S. 54 ff., 55.

66 Zur Problematik von „Partialbenchmarks" etwa *Böwing/Franz/Soemantri*, et 6/2007, S. 14 ff., 15; *Elspas/Rosin/Burmeister*, RdE 2007, S. 329ff., 331 ff.; *Diedrich*, Ökonomisch relevante Aspekte der Bestimmung und Genehmigung von Netzentgelten gemäß EnWG und GasNEV, 2008, S. 7 ff.

67 Vgl. auch (aus der Perspektive des Effizienzvergleichs) Bericht der Bundesnetzagentur v. 30.06.2006 nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG, Tz. 134 ff. *Meinzenbach*, Die Anreizregulierung als Instrument zur Regulierung von Netznutzungsentgelten im neuen EnWG, 2008, S. 178, will nur eine Korrektur von Extremwerten ausnahmsweise anerkennen.

fizienzen über die Regulierungsperiode[68] abzubauen sind. Gelingt es dem Netzbetreiber, seine Kosten sogar unter die Erlösobergrenze abzusenken, so kann er bis zum Ende der Regulierungsperiode diese Kostenüberdeckung als Zusatzgewinn vereinnahmen.[69]

50 Im Folgenden wird erläutert, wie das Ausgangsniveau ausgehend von der Kostenprüfung nach StromNEV bzw. GasNEV zu ermitteln ist (Abschnitt. 3.1) und wie hieraus die Erlösobergrenze im ersten Jahr einer Regulierungsperiode abzuleiten ist (Abschnitt 3.2). Hierbei ergeben sich erhebliche Schwierigkeiten, weil die ARegV den Zusammenhang von Kostenprüfung, Ausgangsniveau und Erlösobergrenze nicht klar regelt. Nach dem hier verfolgten Verständnis sind in einem zweistufigen Verfahren zunächst die anerkennungsfähigen Netzkosten eines Netzbetreibers aufgrund einer initialen Kostenprüfung zu ermitteln. Anschließend ist hieraus die Erlösobergrenze im ersten Jahr der Regulierungsperiode abzuleiten. Bei diesen Einzelschritten kann sowohl das ermittelte Ausgangsniveau der Erlösobergrenzen (jedenfalls für die erste Regulierungsperiode) vom Ergebnis der Kostenprüfung nach StromNEV bzw. GasNEV abweichen als auch die Erlösobergrenze ihrerseits bereits für das erste Jahr der Regulierungsperiode vom Ausgangsniveau.

3.1 Bestimmung des Ausgangsniveaus

3.1.1 Ausgangsniveau

51 Zur Umsetzung der Anreizregulierung ist zunächst nach § 6 ARegV das Ausgangsniveau der Erlösobergrenzen ausgehend von der geschilderten Kostenprüfung[70] zu bestimmen. Das Ausgangsniveau wird, anders als die Erlösobergrenzen, nicht für jedes Jahr der Regulierungsperiode unterschiedlich berechnet und ggf. aktualisiert, sondern lediglich einmal zu Beginn einer Regulierungsperiode bestimmt.[71] Für die erste Regulierungsperiode ist dabei zu beachten, dass diese ausnahmsweise für Strom- und Gasnetzbetreiber unterschiedlich lang

68 Für den Einstieg in die Anreizregulierung ist der Abbau der ermittelten Ineffizienzen über die ersten beiden Regulierungsperioden vorgesehen, § 16 Abs. 1 S. 2 ARegV.

69 *Ruge,* DVBl. 2008 S. 956 ff., 956f.

70 Siehe Abschnitt 2.

71 *Meinzenbach,* Die Anreizregulierung als Instrument zur Regulierung von Netznutzungsentgelten im neuen EnWG, 2008, S. 169.

ausfällt, nämlich fünf Jahre für Stromnetzbetreiber und vier Jahre für Gasnetzbetreiber. Damit sollen die Kostenprüfungen Gas und Strom zukünftig zeitlich entzerrt werden. In Zukunft werden die Regulierungsperioden dann wieder einheitlich fünf Jahre betragen, vgl. § 3 Abs. 2 und § 34 Abs. 1b ARegV.

52 Ab der zweiten Regulierungsperiode wird das Ausgangsniveau durch eine Kostenprüfung im vorletzten Kalenderjahr vor Beginn der Regulierungsperiode auf der Grundlage der Daten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres ermittelt, § 6 Abs. 1 ARegV. Für die erste Regulierungsperiode, d.h. seit dem 01.01.2009, ist nach § 6 Abs. 2 ARegV das Ergebnis der Kostenprüfung der letzten Entgeltgenehmigung nach § 23a EnWG vor Beginn der Anreizregulierung heranzuziehen, die auf der Datengrundlage des Geschäftsjahres 2006 oder früher basieren muss.[72] Damit entsteht grundsätzlich ein Zeitversatz von 3 Jahren zwischen dem Jahr, dem die Datengrundlage entnommen wird, und dem ersten Jahr der Regulierungsperiode. Zwar beeinträchtigt dieser Versatz die Aktualität der Daten, dieser ist aber grundsätzlich durch das Ziel gerechtfertigt, nicht belastbare Prognosen über die Kostenentwicklung zu vermeiden.[73] Die dreijährige Zeitspanne ergibt sich hierbei aus dem Zeitbedarf für die Vorlage eines bestätigten Jahresabschlusses, die Durchführung des Effizienzvergleichs und die Festlegung der Erlösobergrenzen.[74] Ob zumindest für bestimmte Kostenpositionen zeitnähere Daten mit nur zweijährigem Zeitversatz zu Grunde gelegt werden können, ist im Zusammenhang mit der Erlösobergrenze für das erste Jahr einer Regulierungsperiode gesondert zu erörtern.[75]

3.1.2 Ausgangsniveau der ersten Regulierungsperiode

3.1.2.1 Zeitversatz

53 Nach § 6 Abs. 2 ARegV ergibt sich das Ausgangsniveau der Erlösobergrenzen für die erste Regulierungsperiode aus dem Ergebnis der Kostenprüfung der letzten Genehmigung der Netzentgelte nach

72 Abweichungen können sich nach §§ 24, 34 Abs. 3 ARegV für Teilnehmer am vereinfachten Verfahren ergeben.
73 Dazu näher Abschnitt 2.2.2.
74 Zur Frage eines zweijährigen Zeitversatzes siehe Abschnitt 3.2.1 und 3.2.2.
75 Siehe Abschnitt 3.2.1 und 3.2.2.

§ 23a EnWG vor Beginn der Anreizregulierungsverordnung. Hierbei muss die Entgeltgenehmigung auf der Datengrundlage des Geschäftsjahres 2006 oder eines früheren Geschäftsjahres basieren. Dies führt ausnahmsweise zu einem mehr als dreijährigen Zeitversatz der Datenbasis, wenn Netzbetreiber bereits in der ersten Entgeltgenehmigungsrunde auf Basis der Daten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres (in der Regel Geschäftsjahr 2004) eine Entgeltgenehmigung bis zum 31.12.2008 erhalten haben oder wenn ihre Entgeltgenehmigung aus der ersten Runde bis zum 31.12.2008 verlängert wurde. Im Falle steigender Netzkosten (z.B. inflationsbedingt) könnte dies zu einer verminderten Kostenbasis führen. Für Teilnehmer am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV hat der Verordnungsgeber in § 34 Abs. 3 ARegV insoweit einen Inflationsausgleich von 1,7% für jedes zurückliegende Jahr (2006, 2005) vorgesehen.[76]

3.1.2.2 Neuer Eigenkapitalzinssatz

§ 6 Abs. 2 ARegV sieht die Übernahme des Ergebnisses der Kosten- **54**
prüfung der letzten Netzentgeltgenehmigung zur Bestimmung des Ausgangsniveaus vor. Eine Änderung des Ergebnisses der Kostenprüfung ist nach dem Wortlaut der Vorschrift nicht vorgesehen. Dennoch muss das Ergebnis der Kostenprüfung jedenfalls für die erste Regulierungsperiode modifiziert werden. Die letzten Netzentgeltgenehmigungen basieren noch auf den alten Eigenkapitalzinssätzen, die in § 7 Abs. 6 S. 3 StromNEV bzw. GasNEV festgelegt sind und sowohl zwischen Alt- und Neuanlagen als auch zwischen Gas- und Stromnetzbetreibern unterscheiden.[77] Gemäß § 7 Abs. 6 S. 1 und 2 StromNEV bzw. GasNEV ist jedoch durch die Regulierungsbehörde vor Beginn einer Regulierungsperiode, erstmals zum 01.01.2009, für die Dauer einer Regulierungsperiode der Eigenkapitalzinssatz neu zu bestimmen. Dementsprechend hat die BNetzA mit Beschluss vom 07.07.2008 den Eigenkapitalzinssatz neu festgelegt, wobei nicht mehr zwischen Strom- und Gasnetzen unterschieden wird. Die Landesregulierungsbehörden sind dem in der Regel gefolgt. Wie bereits dargestellt, beträgt der Zinssatz für Neuanlagen 9,29% und für Altan-

76 Näher zur Frage des Zeitversatzes *Weyer*, RdE 2008, S. 261 ff., 263 ff.

77 Für den Strombereich galt ein Zinssatz für Neuanlagen i. H. v. 7,91%, für Altanlagen i. H. v. 6,5%; im Gasbereich galt ein Zinssatz für Neuanlagen i. H. v. 9,21% und für Altanlagen i. H. v. 7,8%.

lagen 7,56%.[78] Um die Regelung nicht leer laufen zu lassen, muss zumindest die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung neu berechnet werden.[79]

55 Gemäß § 8 StromNEV bzw. GasNEV ist im Rahmen der **Netzkostenermittlung** auch die Gewerbesteuer, die ihrerseits von der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung abhängt, als kalkulatorische Kostenposition in Ansatz zu bringen. Ob das Ausgangsniveau daher auch hinsichtlich der kalkulatorischen Gewerbesteuer anzupassen ist, lässt sich aus § 7 Abs. 6 StromNEV bzw. GasNEV nicht klar entnehmen.[80] Zugleich würde sich bei einer Anpassung dieser Kostenposition die Frage stellen, ob dann auch die Veränderungen aufgrund des Unternehmenssteuerreformgesetzes 2008 und etwaige Veränderungen der Hebesätze zu berücksichtigen sind.[81] Mangels klarer Vorgaben und angesichts des engen Zeitrahmens für die Bestimmung der Erlösobergrenzen scheint eine Beschränkung auf die Korrektur der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung denkbar.

56 Für zukünftige Regulierungsperioden sollten die Eigenkapitalzinssätze allerdings so rechtzeitig festgelegt werden, dass sie bereits in der Kostenprüfung nach § 6 Abs. 1 ARegV Anwendung finden können. Unangemessene Auswirkungen des größeren Zeitversatzes sind angesichts der Anknüpfung des Eigenkapitalzinssatzes an einen Zehnjahresdurchschnitt (vgl. § 7 Abs. 4 StromNEV bzw. GasNEV) nicht zu erwarten, solange das Zinsniveau nicht ständig steigt und keine wesentlichen Veränderungen des Risikozuschlags eintreten.

3.1.2.3 Kostenwälzung im Gasbereich

57 Mangels einer dem § 14 StromNEV vergleichbaren Vorschrift und aufgrund der erst langsamen Entwicklung der Kostenwälzung im Gasbereich, haben Gasnetzbetreiber in der ersten wie der zweiten

78 Siehe Abschnitt 2.1.4.2.

79 Vgl. auch *Böwing/Franz/Soemantri*, et 6/2007, S. 14 ff., 16; *Böwing/Franz*, et 10/2007, S. 26 ff., 27.

80 Darüber hinaus werden weitere Positionen von der Höhe der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung berührt, z.B. das anerkannte betriebsnotwendige Umlaufvermögen.

81 Für viele Netzbetreiber ergäbe sich aufgrund abgesenkter Messzahlen, möglicherweise auch abgesenkter Hebesätze, eine Senkung der kalkulatorischen Gewerbesteuer.

Entgeltrunde eine Entgeltgenehmigung nach § 23a EnWG nur für die „netzscharfen" Kosten ohne Kosten der Inanspruchnahme des vorgelagerten Netzes erhalten. Dennoch ist die **Kostenwälzung** auch im Gasbereich vorgesehen, vgl. § 20 Abs. 1b EnWG, und wird inzwischen praktiziert. Dementsprechend muss das Ergebnis der Kostenprüfungen im Rahmen der Gasnetzentgeltgenehmigungen um die Kosten vorgelagerter Netzebenen ergänzt werden. Dies macht auch § 11 Abs. 2 Nr. 4 ARegV deutlich, der die Kosten der erforderlichen Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen als **dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile** anerkennt.

58 Bei der Datenbasis für die Ermittlung der **Wälzungskosten** ergibt sich abweichend vom Regelfall[82] kein dreijähriger Zeitverzug. Im Rahmen des § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV ist hier nicht auf die im vorletzten Kalenderjahr entstandenen Kosten abzustellen, sondern auf das Kalenderjahr, auf das die Erlösobergrenze Anwendung finden soll. Daraus ergibt sich der Grundgedanke, dass bei der Kostenwälzung ausnahmsweise nicht auf geprüfte historische Daten, sondern auf prognostizierte Daten zurückgegriffen werden soll. Parallel hierzu sieht § 5 Abs. 1 S. 2 ARegV einen ex post-Abgleich der tatsächlich entstandenen Wälzungskosten mit den in der Erlösobergrenze enthaltenen Ansätzen und den Ausgleich etwaiger Abweichungen über das Regulierungskonto vor. Bei der Bestimmung des Ausgangsniveaus muss dementsprechend auch auf die prognostizierten Wälzungskosten abgestellt werden.[83]

3.2 Erlösobergrenze im ersten Jahr der Regulierungsperiode

59 Aus dem Ausgangsniveau sind in einem zweiten Schritt die Erlösobergrenzen für die Regulierungsperiode abzuleiten. Die **Erlösobergrenzen** bestimmen den zulässigen Gesamterlös eines Netzbetreibers aus den Netzentgelten und werden nach Maßgabe der §§ 5 bis 16, 19, 22, 24 und 25 ARegV bestimmt.[84] Zu ihrer Berechnung ist gemäß § 7 ARegV die sog. **Regulierungsformel** nach Anlage 1 der ARegV heranzuziehen. Danach werden die im Ausgangsniveau anerkannten

82 Siehe Abschnitt 3.1.2.1.
83 Zum Strombereich siehe Abschnitt 3.2.2.3.
84 § 4 Abs. 1 ARegV.

Netzkosten in dauerhaft nicht beeinflussbare, vorübergehend nicht beeinflussbare und beeinflussbare Kostenanteile aufgeteilt. **Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile** werden in § 11 Abs. 2 ARegV definiert. Sie unterliegen, anders als die übrigen Kostenanteile, nicht den Effizienzvorgaben aufgrund des Effizienzvergleichs nach § 12 ff. ARegV. Hinsichtlich der übrigen Kostenanteile ist zu unterscheiden zwischen den **vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteilen** nach § 11 Abs. 3 ARegV, hinsichtlich derer der Effizienzvergleich nicht zur Ermittlung einer Ineffizienz geführt hat und die daher nicht über die Regulierungsperiode abzubauen sind, und den **beeinflussbaren Kostenanteilen** nach § 11 Abs. 4 ARegV. Letztere entsprechen den ermittelten **Ineffizienzen** und sind grundsätzlich über die Regulierungsperiode abzubauen, vgl. § 15 Abs. 3 ARegV. Weitere Bestandteile der Regulierungsformel sind insbesondere der **Verbraucherpreisgesamtindex** nach § 8 ARegV, der **generelle sektorale Produktivitätsfaktor** nach § 9 ARegV sowie ggf. ein **Qualitätselement** nach § 19 ARegV.

60 Die folgenden Ausführungen beschäftigen sich nur mit der Bestimmung der Erlösobergrenze für das erste Jahr einer Regulierungsperiode. Diese wird in aller Regel von dem vorstehend behandelten Ausgangsniveau der Erlösobergrenzen abweichen. Die Gründe hierfür liegen in einer Aktualisierung der Kostendaten (Abschnitt 3.2.1), der Berücksichtigung weiterer, im Ausgangsniveau nicht enthaltener Kostenfaktoren (Abschnitt 3.2.2) sowie dem Abbau der ermittelten Ineffizienzen (Abschnitt 3.2.3). Hinsichtlich der Einzelheiten der Berechnung stellen sich eine ganze Reihe umstrittener und bislang ungeklärter Fragen.

3.2.1 Aktualisierung der Kostendaten

3.2.1.1 Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile

61 Die Bestimmung des Ausgangsniveaus basiert in aller Regel auf einer Datengrundlage mit dreijährigem Zeitversatz zum ersten Jahr der Regulierungsperiode.[85] Dies gilt auch für die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile. Demgegenüber sieht § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV eine Anpassung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten-

85 Siehe Abschnitt 3.1.1.

anteile während der laufenden Regulierungsperiode vor, wobei auf die Daten des vorletzten Kalenderjahres zurückzugreifen ist. Dies führt im Regelfall zu einem nur zweijährigen Zeitversatz. Damit stellt sich die Frage, ob die der Ermittlung des Ausgangsniveaus zu Grunde liegenden Daten bereits für die Ermittlung der Erlösobergrenze im ersten Jahr einer Regulierungsperiode zu aktualisieren sind.

62 Eine solche Aktualisierung könnte im Ausgangspunkt entweder durch die Regulierungsbehörde bei der ursprünglichen Festlegung der Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 2 S. 1 ARegV erfolgen oder durch den Netzbetreiber im Wege einer Anpassung nach § 4 Abs. 2 S. 2 ARegV, die ihm gemäß § 4 Abs. 3 S. 2 ARegV ohne erneute regulierungsbehördliche Festlegung der Erlösobergrenze möglich ist. Letztere Möglichkeit ist im Ergebnis aber gesetzlich ausgeschlossen. Zum einen bezieht sich die § 4 Abs. 2 S. 2 ARegV nur auf Anpassungen „während der laufenden Regulierungsperiode", zum anderen schließt § 4 Abs. 3 S. 3 ARegV seit Neufassung der ARegV im April 2008 eine Anpassung der Erlösobergrenze durch den Netzbetreiber im ersten Jahr der Regulierungsperiode ausdrücklich aus.[86]

63 Damit könnten aktualisierte Daten allenfalls bei der ursprünglichen Festlegung der Erlösobergrenzen durch die Regulierungsbehörde berücksichtigt werden. Ein solches Vorgehen aber könnte gleichfalls der Neuregelung des § 4 Abs. 3 S. 3 ARegV widersprechen: Eine Anpassung der Erlösobergrenze im ersten Jahr der Regulierungsperiode kommt nur in Betracht, wenn die aktualisierten Daten nicht bereits bei der ursprünglichen Festlegung berücksichtigt wurden. Dem Ausschluss der Anpassung könnte daher umgekehrt zu entnehmen sein, dass aktualisierte Daten nach Auffassung des Verordnungsgebers auch bei der ursprünglichen Festlegung außer Betracht bleiben müssen. Doch erscheint ein solches Verständnis sehr problematisch, da die Entgeltregulierung den Grundsatz verfolgt, möglichst zeitnahe Kostendaten zu verwenden.[87] Es lässt sich auch nicht durch die Notwendigkeit einer Kostenprüfung mit dreijährigem Zeitversatz rechtfertigen, die zwar zur rechtzeitigen Gewinnung einer Datenbasis für

86 Vgl. dazu die Begründung des Bundesrates, BR-Dr. 24/08 (Beschluss), S. 7.

87 Vgl. auch BGH, RdE 2008 S. 337 ff. 338: § 3 Abs. 1 S. 5 Hs. 2 StromNEV beruht auf der Erwägung, dass der Netzentgeltermittlung grundsätzlich aktuelle Daten zugrunde zu legen sind.

den Effizienzvergleich erforderlich ist,[88] aber eine Aktualisierung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile, die in den Effizienzvergleich ohnehin nicht eingehen, für die Bestimmung der Erlösobergrenze nicht ausschließt. Auch der aus einer solchen Aktualisierung resultierende zusätzliche Aufwand der Regulierungsbehörden und etwaige Kontrollschwierigkeiten bieten keine durchschlagenden Gegenargumente, da die Alternative einer Neubestimmung durch den Netzbetreiber selbst bestünde. Systematik und Zweck entspräche daher eine Aktualisierung der Erlösobergrenze durch die Regulierungsbehörde.[89] Eine entsprechende Klarstellung der ARegV wäre wünschenswert.

64 Von der Regelung betroffen sind auch **Investitionsbudgets** nach § 23 ARegV für das vorletzte Kalenderjahr vor Beginn der jeweiligen Regulierungsperiode, vgl. § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 i. V. m. § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 6 ARegV. Die Problematik stellt sich auch für die erste Regulierungsperiode. Zwar sind Anträge auf Investitionsbudgets nach § 23 Abs. 3 S. 1 ARegV spätestens sechs Monate vor Beginn des Kalenderjahres zu stellen, in dem die Investition kostenwirksam werden soll. Da eine Antragstellung vor Inkrafttreten der ARegV aber noch nicht möglich war, hat die BNetzA zum 30.06.2008 auch Anträge auf Investitionsbudgets für die Jahre 2007 oder 2008 entgegen genommen.[90] Damit ergibt sich die Frage einer Aktualisierung der Kostendaten für die Erlösobergrenze 2009 auch bei Anträgen auf Genehmigung von Investitionsbudgets, die das Jahr 2007 betreffen.[91]

65 Sonderüberlegungen gelten für Kosten aus erforderlicher Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 4 ARegV für den Strombereich. Bereits im Rahmen der kostenorien-

88 Dazu siehe Abschnitt 3.1.1.

89 Vgl. auch den Hinweis auf den Festsetzungsbescheid der Regulierungsbehörde in der (allerdings unklaren) Begründung des Bundesrates, BR-Dr. 24/08 (Beschluss), S. 7; *Missling*, IR 2008, S. 126 ff., 127 f.

90 Leitfäden zu Struktur und Inhalt von Anträgen auf Genehmigung von Investitionsbudgets, BK4-08-020 (Strom) und BK4-08-025 (Gas) v. 15.05.2008; *Kurth*, Sachstand zur Einführung der Anreizregulierung im Bereich Strom und Gas zum 01.01.2009 (Sprechzettel v. 07.07.2008), S. 6, abrufbar unter www.bundesnetzagentur.de.

91 So BNetzA, Leitfaden zu Inhalt und Struktur von Anträgen auf Genehmigung von Investitionsbudgets nach § 23 Abs. 3 ARegV im Bereich Elektrizität, Az. BK4-08-020, Ziffer 3, bzw. im Bereich Gas, Az. BK4-08-025, Ziffer 3.

tierten Entgeltbildung fanden hier aktuelle Kostendaten Anwendung, da Veränderungen der Wälzungskosten über § 23a Abs. 2 S. 2 EnWG bzw. Auflagen in den Netzentgeltgenehmigungen erfasst wurden.[92] Auch im Rahmen der Anreizregulierung ist nach § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 Hs. 3 ARegV regelmäßig nicht auf das vorletzte Kalenderjahr abzustellen, sondern auf das Kalenderjahr, auf das die Erlösobergrenze Anwendung finden soll. Gleiches muss trotz § 4 Abs. 3 S. 3 ARegV auch für das erste Jahr einer Regulierungsperiode gelten. Andernfalls ergäbe sich eine zeitliche Abweichung von vier Jahren, die unverhältnismäßig erschiene und letztlich über das Regulierungskonto wieder ausgeglichen werden müsste, § 5 Abs. 1 S. 2 ARegV. Daher erscheint eine Aktualisierung zumindest dieser Kostenposition zwingend. Eine solche begrenzte Aktualisierung lässt auch § 4 Abs. 3 S. 3 ARegV nicht leer laufen.

3.2.1.2 Verbraucherpreisgesamtindex

66 Die Höhe der Erlösobergrenzen ist hinsichtlich der vorübergehend nicht beeinflussbaren und der beeinflussbaren Kostenanteile abhängig von der allgemeinen Geldwertentwicklung. Diese wird in der Regulierungsformel durch den vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten **Verbraucherpreisgesamtindex** nach § 8 ARegV erfasst. Dazu wird der Verbraucherpreisgesamtindex des vorletzten Kalenderjahres vor dem Jahr, für das die Erlösobergrenze gilt, ins Verhältnis gesetzt zu dem Verbraucherpreisgesamtindex des Basisjahres. Das Basisjahr ist das Kalenderjahr, in dem das der Kostenprüfung zu Grunde liegende Geschäftsjahr endet, in der ersten Regulierungsperiode kraft gesetzlicher Anordnung stets das Jahr 2006, vgl. § 6 Abs. 1 S. 4, 5 ARegV. Soll also etwa die Erlösobergrenze für das Jahr 2010 errechnet werden, so ist der Verbraucherpreisgesamtindex des Jahres 2008 ins Verhältnis zu dem des Jahres 2006 zu setzen. Inflationäre Entwicklungen werden dadurch in der Höhe der Erlösobergrenze berücksichtigt.

67 Die bereits im Rahmen der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile diskutierte Regelung des § 4 Abs. 3 S. 3 ARegV wirft Fragen auch hinsichtlich der Berücksichtigung der **allgemeinen Geldwertentwicklung** für das erste Jahr einer Regulierungsperiode auf. Denn

92 Zum Gasbereich siehe Abschnitt 3.1.2.3.

der Ausschluss einer Anpassung der Erlösobergrenze im ersten Jahr einer Regulierungsperiode bezieht sich dem Wortlaut nach auch auf § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 1 ARegV, der die Anpassung der Erlösobergrenze bei einer Änderung des Verbraucherpreisgesamtindexes vorsieht. Dies könnte darauf hinweisen, dass eine Veränderung der vorübergehend nicht beeinflussbaren und der beeinflussbaren Kostenanteile gegenüber den in das Ausgangsniveau eingegangenen Werten bei der Festlegung der Erlösobergrenze für das erste Jahr einer Regulierungsperiode nicht zulässig ist.

68 Demgegenüber ist jedoch zu berücksichtigen, dass der Rückgriff auf den Verbraucherpreisgesamtindex des vorletzten Kalenderjahres bereits unmittelbar in § 8 ARegV vorgesehen ist. Die Regulierungsbehörde hat insoweit bei der Festlegung der Erlösobergrenze für das erste Jahr einer Regulierungsperiode bereits den aktuelleren Verbraucherpreisgesamtindex des vorletzten Kalenderjahres zu berücksichtigen. Anders als im Falle der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten bedarf es daher keines Rückgriffs auf § 4 Abs. 3 ARegV, so dass die Modifikation der vorübergehend nicht beeinflussbaren und der beeinflussbaren Kostenanteile keinesfalls durch § 4 Abs. 3 S. 3 ARegV ausgeschlossen erscheint.

3.2..1.3 Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor

69 Eine weitere Modifikation der vorübergehend nicht beeinflussbaren und der beeinflussbaren Kostenanteile ergibt sich aus der Anwendung des **generellen sektoralen Produktivitätsfaktors**. Dieser wird aus der Abweichung des **netzwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritts** vom **gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritt** und der **gesamtwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung** von der **netzwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung** ermittelt, vgl. § 9 Abs. 1 ARegV. Er dient insbesondere zur Berücksichtigung eines stärkeren Produktivitätsfortschritts im Bereich des Strom- bzw. Gasnetzbetriebs als in der Gesamtwirtschaft, der sich etwa aus der Nachholung von Produktivitätssteigerungen gegenüber der Zeit geringeren Kostendrucks vor Inkrafttreten des EnWG 2005 ergeben könnte. Für die erste Regulierungsperiode wurde der generelle sektorale Produktivitätsfaktor für Strom- und Gasnetzbetreiber auf 1,25% jährlich, für die

zweite Regulierungsperiode auf 1,5% jährlich festgesetzt.[93] Ab der dritten Regulierungsperiode ist der generelle sektorale Produktivitätsfaktor gemäß § 9 Abs. 3 ARegV jeweils für die gesamte Regulierungsperiode nach Maßgabe von Methoden zu ermitteln, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen. Unklarheiten ergeben sich auch hier hinsichtlich der Berücksichtigung eines Produktivitätsfaktors für das erste Jahr der Regulierungsperiode. Nach der Definition der Regulierungsformel gibt der Term PF_t die Veränderungen des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode im Verhältnis zum ersten Jahr der Regulierungsperiode wieder. Dies könnte für das erste Jahr einer Regulierungsperiode zu einem Faktor von Null führen. Andererseits wurden die Werte jedoch für die erste und zweite Periode „jährlich" festgesetzt, was für den Ansatz eines Faktors von 1,25% bzw. 1,5% bereits im ersten Jahr der Regulierungsperiode spricht. Entsprechendes muss für spätere Regulierungsperioden gelten. Nur eine solche parallele Anpassung von Verbraucherpreisgesamtindex und **Produktivitätsfaktor** bildet auch die wirtschaftliche Entwicklung sachgerecht ab.

3.2.1.4 Erweiterungsfaktor

70 Gemäß § 4 Abs. 4 Nr. 1 ARegV erfolgt auf Antrag des Netzbetreibers eine Anpassung der Erlösobergrenze nach Maßgabe des § 10 ARegV, wenn sich während der Regulierungsperiode die Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers nachhaltig ändert. Hierzu wird ein Erweiterungsfaktor vorgesehen, dessen Berechnung in Anlage 2 zur ARegV näher geregelt ist.

71 Fraglich ist wiederum, ob eine Anpassung bereits für das erste Jahr einer Regulierungsperiode möglich ist. Zwar bezieht sich der Ausschlusstatbestand des § 4 Abs. 3 S. 3 ARegV nur auf § 4 Abs. 3 S. 1 ARegV und steht damit der Anpassung einer Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 4 ARegV auch für das erste Jahr der Regulierungsperiode nicht entgegen. Doch spricht § 10 Abs. 1 S. 1 ARegV nur Änderungen der Versorgungsaufgabe „während der Regulierungsperiode" an, so dass die Erfassung von Änderungen vor Beginn der Regulierungsperiode oder während des ersten Jahres problematisch ist.[94] Für die

93 § 9 Abs. 2 ARegV.

94 Vgl. auch *Böwing/Franz/Soemantri*, et 6/2007, S. 14 ff., 17.

Berücksichtigung aller Änderungen gegenüber dem Basisjahr (also auch während des Zeitversatzes) spricht jedoch die Parallele zu den Investitionsbudgets, da jedenfalls Investitionsbudgets für 2008 (also vor der Regulierungsperiode) berücksichtigt werden.[95] Auch die Formel nach Anlage 2 der ARegV vergleicht uneingeschränkt die Daten für ein Jahr t der Regulierungsperiode (also ggf. auch das erste Jahr der Regulierungsperiode) mit denen des Basisjahres.[96] Allerdings sollten Änderungen der Versorgungsaufgabe erst nach ihrem Eintreten berücksichtigt werden, also nicht bereits für das Jahr der Änderung.

3.2.1.5 Unzumutbare Härte aufgrund eines unvorhergesehenen Ereignisses

72 Eine Veränderung der anerkannten Netzkosten gegenüber dem Ausgangsniveau aufgrund aktueller Entwicklungen kann sich schließlich nach § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 2 ARegV ergeben. Danach kann eine Anpassung der Erlösobergrenze erfolgen, wenn aufgrund des Eintritts eines unvorhersehbaren Ereignisses im Falle der Beibehaltung der Erlösobergrenze eine nicht zumutbare Härte für den Netzbetreiber entstehen würde. Dieser Ansatz wird für die Berücksichtigung von **Regelenergiekosten** erwogen. Zwar ist die Erfüllung der Tatbestandsvoraussetzungen zweifelhaft, doch fehlt es an einem anderen Anknüpfungspunkt, wenn diese Kosten mangels wirksamer Verfahrensregulierung nicht als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile anzusehen sind.

3.2.2 Weitere Kostenfaktoren

73 Die vorstehend genannten Abweichungen der Erlösobergrenze für das erste Jahr einer Regulierungsperiode resultieren aus einer Aktualisierung der Kostendaten. Unabhängig hiervon ergeben sich jedoch weitere Veränderungen aus der Berücksichtigung zusätzlicher, im Ausgangsniveau nicht enthaltener Kostenfaktoren. Die Berücksichtigung dieser Faktoren ist nur teilweise ausdrücklich in der Regulierungsformel vorgesehen und ergibt sich im Übrigen unmittelbar aus den sonstigen Regelungen der ARegV.

95 Siehe Abschnitt 3.2.1.1.
96 Vgl. auch *Missling*, IR 2008, S. 126 ff., 128.

3.2.2.1 Qualitätselement

Nach § 19 ARegV können Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenzen erfolgen, wenn Netzbetreiber hinsichtlich Netzzuverlässigkeit oder Netzleistungsfähigkeit von Kennzahlenvorgaben abweichen (Qualitätselement). Für den Strombereich ist die Einführung eines Qualitätselementes zum Beginn der ersten Regulierungsperiode, für den Gasbereich zum Beginn der zweiten Regulierungsperiode geplant.[97] Die Kennzahlenvorgaben werden unter Heranziehung der Daten von Netzbetreibern aus dem gesamten Bundesgebiet gesondert für Strom- und Gasverteilernetze ermittelt. Die Netzzuverlässigkeit beschreibt hierbei die Fähigkeit des Energieversorgungsnetzes, Energie möglichst unterbrechungsfrei und unter Einhaltung der Produktqualität zu transportieren. Dabei ist zu berücksichtigen, dass sich die höchstmöglich erreichbare Qualität in der Regel nicht mit der für den Kunden optimalen Qualität deckt, weil die Zusatzkosten nicht dem zusätzlichen Nutzen für den Kunden entsprechen. Hier geht es um eine Abwägung zwischen Preiswürdigkeit, individuellem Kundenbedarf und Versorgungszuverlässigkeit.[98] Demgegenüber beschreibt die Netzleistungsfähigkeit die Fähigkeit eines Energieversorgungsnetzes, die Nachfrage nach Übertragung von Energie zu befriedigen. **74**

3.2.2.2 Pauschalierter Investitionszuschlag

Nach § 25 ARegV ist bei der Festlegung der Erlösobergrenze auf Verlangen des Netzbetreibers ein pauschalierter Investitionszuschlag einzubeziehen.[99] Der Netzbetreiber hat sein Verlangen bis zum 31.03. des der Regulierungsperiode vorangehenden Kalenderjahres bei der Regulierungsbehörde geltend zu machen. In der **Regulierungsformel** ist ein entsprechender Summand zwar nicht vorgesehen, aber bei der Ermittlung der Erlösobergrenzen zu ergänzen. Dies gilt zunächst für die erste Regulierungsperiode, im Gasbereich auch für das erste Jahr der zweiten Regulierungsperiode, da die Vorschrift gemäß § 34 Abs. 4 ARegV (nur) bis zum 31.12.2013 anzuwenden ist. Nicht aus- **75**

97 *Kurth*, e|m|w 6/2007 S. 6 ff., 8.

98 *Säcker,* et 2008 S. 74 ff., 78.

99 Er gilt nicht für Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber, § 25 Abs. 5 ARegV, und für Teilnehmer am vereinfachten Verfahren, § 24 Abs. 3 ARegV. Anträge auf pauschalierte Investitionszuschläge liegen den Regulierungsbehörden in erheblicher Zahl vor.

zuschließen ist eine Verlängerung aufgrund des von der BNetzA nach § 33 Abs. 4 ARegV zum 30.06.2013 zu erstellenden Berichts.

76 Der pauschalierte Investitionszuschlag darf pro Kalenderjahr 1% der nach § 14 Abs. 1 Nr. 3 i. V. m. Abs. 2 ARegV bestimmten Kapitalkosten nicht überschreiten. § 14 Abs. 1 Nr. 3 ARegV bestimmt als zu berücksichtigende Kostenpositionen die **Fremdkapitalzinsen** nach § 5 Abs. 2 StromNEV bzw. GasNEV, die **kalkulatorischen Abschreibungen** gem. § 6 StromNEV bzw. GasNEV und die **kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung** nach § 7 StromNEV bzw. GasNEV. Bei der Berechnung sind die Grundsätze der **Vergleichbarkeitsrechnung** nach §§ 14 Abs. 1 Nr. 3, Abs. 2 ARegV anzuwenden. Zudem erfolgt ein Ausgleich in der folgenden Regulierungsperiode, wenn die tatsächlich erfolgten Investitionen unter dem geltend gemachten Investitionszuschlag liegen.

3.2.2.3 Saldo des Regulierungskontos bzw. der periodenübergreifenden Saldierung

77 Weitere Änderungen der Erlösobergrenze gegenüber dem Ausgangsniveau ergeben sich ab der zweiten Regulierungsperiode aus Zu- und Abschlägen zum Ausgleich des Saldos auf dem **Regulierungskonto**, § 5 Abs. 4 S. 2 und 3 ARegV. Die Regulierungskonten werden von den Regulierungsbehörden geführt. Hier werden die Differenz zwischen den zulässigen Netzerlösen und den aufgrund der tatsächlichen Mengenentwicklung erzielbaren Erlösen (in der Regel die tatsächlich erzielten Erlöse) sowie die Differenz zwischen den tatsächlich entstandenen Wälzungskosten und den dafür in der Erlösobergrenze enthaltenen Ansätzen verbucht, § 5 Abs. 1 ARegV. Der Saldo des Regulierungskontos wird gleichmäßig über die folgende Regulierungsperiode durch Zu- oder Abschläge mit entsprechender Verzinsung abgebaut.

78 Für die erste Regulierungsperiode greift stattdessen die Übergangsregelung des § 34 Abs. 1 bzw. 1a ARegV zur **periodenübergreifenden Saldierung** ein. Nach dieser Vorschrift werden die Mehr- oder Mindererlöse aus periodenübergreifender Saldierung nach § 11 StromNEV / § 10 GasNEV als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile behandelt. Zu berücksichtigen sind die Salden (nebst Zin-

sen) der Jahre 2006 bis 2008.[100] Zwar ist ein entsprechender Summand in der Regulierungsformel für die erste Regulierungsperiode nicht enthalten, muss aber für die Berechnung der Erlösobergrenzen ergänzt werden.

79 Ausgleich und Verzinsung sollen entsprechend § 11 StromNEV / § 10 GasNEV über die erste Regulierungsperiode verteilt erfolgen, § 34 Abs. 1 S. 2 und 3 ARegV. Die Anknüpfung an die „Kalkulationsperiode", die Parallelität zu § 5 Abs. 4 S. 2 ARegV und das Ziel einer möglichst gleichmäßigen Netzentgeltgestaltung über die Regulierungsperiode könnten für die Verteilung der Zu- bzw. Abschläge auf die Dauer einer Regulierungsperiode (5 bzw. 4 Jahre) sprechen. In § 11 StromNEV / § 10 GasNEV wird allerdings eine Saldierung über die folgenden drei Kalkulationsperioden (= Geschäftsjahre) angeordnet. Aus Gründen der Berechnungskontinuität erscheint dieser Zeitraum vorzugswürdig, wobei die Zeitdauer wegen der vorgesehenen Verzinsung ohnehin von nachrangiger Bedeutung ist. Der Saldo des Jahres 2008 kann, da erst im Laufe des Jahres 2009 bekannt, erst in den Erlösobergrenzen ab 2010 berücksichtigt werden, sofern nicht eine rückwirkende Erhöhung auch der Erlösobergrenze für 2009 erfolgen soll.

3.3 Abbau von Ineffizienzen

80 Zu einer Abweichung der Erlösobergrenze für das erste Jahr einer Regulierungsperiode von dem – unter Berücksichtigung der vorstehenden Veränderungen – ermittelten Ausgangsniveau führt schließlich der in § 16 ARegV vorgeschriebene Abbau etwaiger Ineffizienzen des betreffenden Netzbetreibers. Unklarheiten bestehen hier zum einen hinsichtlich des im ersten Jahr einer Regulierungsperiode zu berücksichtigenden Teils der ermittelten Ineffizienzen (Abschnitt 3.3.1.1), zum anderen hinsichtlich des Abbaus der Ineffizienzen in der zweiten Regulierungsperiode (Abschnitt 3.3.3.2).

100 Dabei wurde der Saldo des Jahres 2006 bereits anteilig in der Entgeltgenehmigung für 2008 ausgeglichen.

3.3.1.1 Abzubauende Ineffizienzen im ersten Jahr einer Regulierungsperiode

81 Die BNetzA führt vor Beginn der Regulierungsperiode **Effizienzvergleiche** für die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen, Gasverteilernetzen, Übertragungsnetzen und Fernleitungsnetzen mit dem Ziel durch, **Effizienzwerte** für diese Netzbetreiber zu ermitteln. Grundlage sind die Regelungen der §§ 12 bis 14, 22 oder 24 ARegV. Der Effizienzwert wird als Anteil der Gesamtkosten nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile in Prozent ausgewiesen. Die ermittelten **Ineffizienzen** sind unter Anwendung eines **Verteilungsfaktors** rechnerisch innerhalb einer oder mehrerer Regulierungsperioden gleichmäßig abzubauen. Regelmäßig hat der Abbau innerhalb einer Regulierungsperiode zu erfolgen, lediglich für die erste Regulierungsperiode ist die **individuelle Effizienzvorgabe** dahingehend zu bestimmen, dass die Ineffizienzen nach zwei Regulierungsperioden abgebaut sind, § 16 Abs. 1 ARegV.[101] Zur Bestimmung der Erlösobergrenze im Jahr t ist nach der Regulierungsformel auf die beeinflussbaren Kostenanteile der Verteilungsfaktor V_t für den Abbau der Ineffizienzen im Jahr t der Regulierungsperiode anzuwenden.

82 Die dargestellte Regelung kann in unterschiedlicher Weise interpretiert werden. Verbreitet wird diese Formulierung dahingehend verstanden, dass die beeinflussbaren Kostenanteile bereits in der Erlösobergrenze für das erste Jahr der ersten Regulierungsperiode reduziert in Ansatz gebracht werden, nämlich nur noch zu 9/10[102] berücksichtigt werden.[103] Umgekehrt wird wegen Verstoßes dieser Regelung gegen das Postulat der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit gemäß § 21a Abs. 5 S. 4 EnWG eine Absenkung der beeinflussbaren Kostenanteile erst im zweiten Jahr der Regulierungsperiode gefordert.[104]

---

101 Im Gasbereich ist zudem aufgrund der bloß vierjährigen ersten Regulierungsperiode nur eine anteilige Berücksichtigung vorgesehen, dazu Abschnitt 3.3.1.2.

102 In den folgenden Regulierungsperioden wären dementsprechend grundsätzlich nur noch jeweils 4/5 der beeinflussbaren Kostenanteile zu berücksichtigen. Zu den Sonderfragen bei verkürzter Regulierungsperiode siehe Abschnitt 3.3.1.2..

103 Begründung der Bundesregierung zu § 16 ARegV, BR-Dr. 417/07, S. 60 f.; *Böwing/Franz/Soemantri*, et 6/2007 S. 14ff., 17; *Elspas/Rosin/Burmeister*, RdE 2007 S. 329 ff., 335.

104 So offenbar *Böwing/Franz/Soemantri*, et 6/2007 S. 14 ff., 15, 17.

Nach dem hier vertretenen Verständnis liegt dem EnWG[105] die Vorstellung eines Entwicklungspfades zu Grunde, der innerhalb der Regulierungsperiode bzw. innerhalb der ersten beiden Regulierungsperioden vom (korrigierten)[106] Ausgangsniveau zum Niveau nach Abbau der ermittelten Ineffizienzen führt. Hierbei sind die beeinflussbaren Kostenanteile gleichmäßig zu reduzieren. Dem entspricht es, die Erlösobergrenze in jedem Jahr der Regulierungsperiode so anzulegen, dass sie den bis zum Ende des Jahres zu verwirklichenden Abbau von Ineffizienzen berücksichtigt. Danach könnte in der Erlösobergrenze des jeweiligen Jahres das arithmetische Mittel der im Erlöspfad abgebildeten beeinflussbaren Kostenanteile zu Beginn und am Ende des Jahres berücksichtigt werden. Damit müsste der Netzbetreiber nicht bereits zu Beginn des Jahres die bis zum Ende des Jahres erwartete Effizienzsteigerung verwirklicht haben, würde aber auch nicht so gestellt, als müsse die Effizienzsteigerung erst am Ende des jeweiligen Jahres verwirklicht werden. **83**

3.3.1.2 Abbau von Ineffizienzen in der zweiten Regulierungsperiode

Für die erste Regulierungsperiode ist die individuelle Effizienzvorgabe nach § 16 Abs. 1 S. 2 ARegV so zu bestimmen, dass der Abbau der ermittelten Ineffizienzen nach zwei Regulierungsperioden abgeschlossen ist, während der Abbau der ermittelten Ineffizienzen für die folgenden Regulierungsperioden jeweils zum Ende der Regulierungsperiode abgeschlossen sein muss, § 16 Abs. 1 S. 3 ARegV. Die hieraus abzuleitenden Konsequenzen für die zweite Regulierungsperiode sind unklar. **84**

Einerseits ist für die zweite Regulierungsperiode eine erneute Kostenprüfung nach § 6 Abs. 1 ARegV vorgesehen, so dass sich daraus ein neues Ausgangsniveau ergeben müsste.[107] Andererseits könnte die Formulierung „Abbau der ermittelten Ineffizienzen nach zwei Regulierungsperioden abgeschlossen" dahin verstanden werden, dass insgesamt an das Ausgangsniveau der ersten Regulierungsperiode anzuknüpfen ist. Soll die Regelung des § 6 Abs. 1 ARegV nicht leerlaufen, **85**

105 Vgl. § 21a Abs. 4 S. 7, Abs. 6 S. 2 Nr. 3 und 4 EnWG.
106 Siehe Abschnitt 3.1., 3.2.1. und 3.2.2.
107 Vgl. auch *Elspas/Rosin/Burmeister*, RdE 2007 S. 329 ff., 336.

muss jedoch das hieraus resultierende neue Ausgangsniveau der Ermittlung der Ineffizienzen zu Grunde gelegt werden. Die (neu) ermittelten Ineffizienzen sind daher rechnerisch bis zum Ende der zweiten Regulierungsperiode abzubauen, § 16 Abs. 1 S. 3 ARegV. Dies muss dann auch für den Fall gelten, dass der Netzbetreiber die in der ersten Kostenprüfung ermittelten Ineffizienzen schneller abgebaut hat als durch die Erlösobergrenzen der ersten Regulierungsperiode vorgegeben. Dies entspricht letztlich der Systematik, Anreize zur Effizienzsteigerung stets nur für eine Regulierungsperiode zu gewähren und zusätzliche Effizienzsteigerungen dann aufzuholen. Zudem soll die Streckung des Abbaus der Ineffizienzen über die ersten beiden Regulierungsperioden nach der Verordnungsbegründung die Zumutbarkeit der Vorgaben sicherstellen,[108] die bei schnellerem Abbau nicht zweifelhaft ist.

86 Weitere Schwierigkeiten wirft § 34 Abs. 1b S. 2 ARegV auf, wonach die erste Regulierungsperiode für Gasnetzbetreiber ausnahmsweise nur 4 Jahre andauert. Da die erste Regulierungsperiode um ein Jahr verkürzt ist, sind die Netzentgelte (nur) unter anteiliger Berücksichtigung der Effizienzvorgaben für die erste Regulierungsperiode zu bestimmen. Deutlich ist damit, dass am Ende der ersten Regulierungsperiode erst 4/10 der für die erste Regulierungsperiode ermittelten Ineffizienzen abgebaut sein müssen. Problematisch ist hingegen, ob die ermittelten Ineffizienzen auch zum Ende der zweiten Regulierungsperiode, abweichend von § 16 Abs. 1 S. 3 ARegV, erst anteilig abgebaut sein müssen. Letzteres kommt zwar im Wortlaut nicht unmissverständlich zum Ausdruck, entspricht aber dem eindeutigen Regelungszweck.[109]

87 Aufgrund der für die zweite Regulierungsperiode erforderlichen neuen Kostenprüfung kann allerdings nicht darauf abgestellt werden, dass am Ende der zweiten Regulierungsperiode nur 9/10 der ursprünglich ermittelten Ineffizienzen abgebaut sein müssten.[110] Vielmehr muss zunächst das Ergebnis der neuen Kostenprüfung und des neuen Effizienzvergleichs ermittelt werden. Zur Verwirklichung des

108 Begründung der Bundesregierung zu § 16 ARegV, BR-Dr. 417/07, S. 60.

109 Begründung des Bundesrates zu § 34 Abs. 1a (nunmehr § 34 Abs. 1b) ARegV, BR-Dr. 417/07 (Beschluss), S. 16.

110 So aber Begründung zu § 34 Abs. 1a (nunmehr § 34 Abs. 1b) ARegV, BR-Dr. 417/07 (Beschluss), S. 16; *Elspas/Rosin/Burmeister*, RdE 2007 S. 329 ff., 336.

Regelungszieles könnte anschließend vereinfachend davon ausgegangen werden, dass in der zweiten Regulierungsperiode (nur) 5/6 der neu ermittelten Ineffizienzen (= 16,66% p. a.) abgebaut werden müssen.

Literatur

Baur, Jürgen F.; Pritzsche, Kai Uwe; Garbers, Marco: Anreizregulierung nach dem Energiewirtschaftsgesetz 2005, 1. Auflage 2006

Böwing, Andreas; Franz, Oliver; Soemantri, Timur: Anmerkungen zum aktuellen Entwurf der Anreizregulierungsverordnung, Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et) 6/2007 S. 14 ff.

Böwing, Andreas; Franz, Oliver: Die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung in der Anreizregulierung, et 10/2007 S. 26 ff.

Bruder, Wolfgang: Anreizregulierungsverordnung: Etablierung eines nachhaltigen und glaubwürdigen Regulierungssystems? et 10/2007 S. 54 ff.

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG, Stand 30.06.2006

Bundesratsdrucksache (BR-Dr.) 417/07: Verordnung zum Erlass und zur Änderung von Rechtsvorschriften auf dem Gebiet der Energieregulierung

Bundesratsdrucksache 24/08: zur Änderung der Gasnetzzugangsverordnung, der Gasnetzentgeltverordnung und der Anreizregulierungsverordnung

Bundestagsdrucksache 15/5268: Beschlussempfehlung des Ausschusses für Wirtschaft und Arbeit

Büdenbender, Ulrich: Die Korrekturfaktoren des § 21 Abs. 2-4 EnWG für die kostenbasierte Netzentgeltregulierung, Recht der Energiewirtschaft (RdE) 3/2008 S. 69 ff.

Diedrich, Ralf: Ökonomisch relevante Aspekte der Bestimmung und Genehmigung von Netzentgelten gemäß EnWG und GasNEV, 1. Auflage 2008 (N&R Buch)

Elspas, Maximilian: Die Verordnung der Anreizregulierung: Chancen und Probleme, Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et) 6/2007 S. 8 ff.

Elspas, Maximilian Emanuel; Rosin, Peter; Burmeister, Thomas: Netzentgelte zwischen Kostenorientierung und Anreizregulierung, RdE 12/2007 S. 329 ff.

Kurth,Matthias: Die Umsetzung der Anreizregulierung durch die Bundesnetzagentur, Energie|Markt|Wettbewerb (e|m|w) 6/2007 S. 6 ff.

Meinzenbach, Jörg: Die Anreizregulierung als Instrument zur Regulierung von Netznutzungsentgelten im neuen EnWG, 1. Auflage 2008

Missling, Stefan: Möglichkeiten einer Anpassung der Erlösobergrenzen in der Anreizregulierung (Teil 1), IR 2008 S. 126 ff.

Nill-Theobald, Christiane; Theobald, Christian: Grundzüge des Energiewirtschaftsrechts, 2. Auflage 2008

Ruge, Reinhard: Die neue Anreizregulierungsverordnung (ARegV) – Systemwechsel bei der Regulierung der Netzentgelte im Energiebereich, Deutsches Verwaltungsblatt (DVBl.) 2008 S. 956 ff.

Ruge, Reinhard: Rechtsfragen der Anreizregulierung nach § 21a EnWG, ZNER 2006 S. 200 ff.

Säcker, Franz Jürgen: Die Rechtsprechung zum EnWG und ihre Bedeutung für die Anreizregulierung, et 2008 S. 74 ff.

Salje, Peter: Die Abschreibung von Netzanlagen im Übergang zwischen Tarifgenehmigung und Netzentgeltgenehmigung; RdE 2006, S. 253 ff.

Weyer, Hartmut: Das Energiewirtschaftsrecht im Jahr 2007, N&R 1/2008 S. 13 ff.

Weyer, Hartmut: Kostenprüfung, Ausgangsniveau und Erlösobergrenze in der Anreizregulierung, RdE 2008 S. 261 ff.

Weyer, Hartmut: Anmerkung zu BGH v. 14.8.2008 – KVR 39/07 (Vattenfall) – u.a., RdE 2008 S. 330 ff.

Der regulierte Netzzugang – Strom und Gas

Marcel Pongé und Arnd Kornatz

Die Netznutzung ist mittlerweile aus den Kinderschuhen erwachsen. Am Anfang der Liberalisierung des Strom- und Gasmarktes war der Lieferantenwechsel noch Handarbeit und wurde „best practice", d. h. nach bestem Können und Vermögen abgewickelt. Die mit dem Lieferantenwechsel betrauten Mitarbeiter kannten die Kunden dem Namen nach oder sogar persönlich. Die Daten wurden in proprietären bilateral vereinbarten Datenformaten als Exceltabellen oder Textdateien verschickt. Heute sieht die Welt vollständig anders aus. Das Wechselgeschäft ist ein Massengeschäft geworden. Die Bundesnetzagentur hat in mehreren Beschlüssen die Prozesse vereinheitlicht und verbindlich festgelegt. Die Datenformate zum Informationsaustausch sind standardisiert. Die ehemals eigenentwickelten Softwarelösungen sind IT-Lösungen gewichen, die für die automatisierte Massendatenverarbeitung ausgelegt sind. In diesem Artikel werden die Interaktionen der Marktteilnehmer und die dazu erforderlichen Prozesse beschrieben. Zwischen den Marktteilnehmern bestehen mannigfaltige Rechtsbeziehungen, die in ebenso vielen Verträgen ausgeprägt sind. Die wichtigsten Prozesse sind die Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität (GPKE) und die Geschäftsprozesse Lieferantenwechsel Gas (GeLi Gas).

Inhaltsübersicht

		Rn.
1	Die Marktteilnehmer	1–26
1.1	Vertragsbeziehungen beim Netzzugang Strom	3–13
1.2	Vertragsbeziehungen beim Netzzugang Gas	14–26
2	Prozesse im Netzzugang	27–86
2.1	Zweck und Umfang der Netznutzung Strom und Gas	27
2.2	Entbündelung von Netznutzung und Energielieferung	28
2.3	Der Lieferantenwechsel in der Strom- und Gasversorgung	29–42
2.3.1	Ziel des Lieferantenwechsels	29–30
2.3.2	Lieferantenwechsel Kurzfassung	31–35
2.3.3	Das Timing des Kunden-/Lieferantenwechsels	36–37
2.3.4	Lieferantenkonkurrenz	38
2.3.5	Rückwirkende Anmeldung bei Neueinzug	39–41
2.3.6	Kundenaspekte des Lieferantenwechsels	42
2.4	Details der Netznutzung Strom	43–51
2.4.1	Der Zählpunkt	43

		Rn.
2.4.2	Großkunden, Kunden mit Leistungsmessung	44
2.4.3	Kleinkunden, Kunden ohne Leistungsmessung	45–46
2.4.4	Sonderfall: Verbraucher ohne Zähler	47–48
2.4.5	Kauf des Produktes Netznutzung durch den Endkunden	49
2.4.6	Kauf des Produktes Netznutzung durch den Lieferanten	50
2.4.7	Keine Bündelung von Netznutzung	51
2.5	Details der Netznutzung Gas	52–66
2.5.1	Technische Besonderheiten	52–53
2.5.2	Die Marktgebiete	54
2.5.3	Marktgebietsüberlappung	55
2.5.4	Der virtuelle Handelspunkt	56
2.5.5	Netzkoppelpunkte/Interne Kapazitätsbestellung	57
2.5.6	Keine Bündelung von Netznutzung	58
2.5.7	Netzebenen	59
2.5.8	Sonderformen der Netznutzung	60–61
2.5.9	Lieferantenwechselzahlen im Gas	62
2.5.10	Kapazitätsprüfung	63
2.5.11	Großkunden, Kunden mit Leistungsmessung	64
2.5.12	Kleinkunden, Kunden ohne Leistungsmessung	65–66
2.6	Die Grundversorgung	67
2.7	Zählerstellung und Ablesung	68–69
2.8	Die Abrechnung der Netznutzung Strom	70–76
2.8.1	Die Netznutzungsentgelte nach Netzebenen	70–71
2.8.2	Abgaben nach Konzessionsvertrag	72–72
2.8.3	Inhalte der Netznutzungsabrechnung Strom	73–75
2.8.4	Die Mehr-/Mindermengenabrechnung	76
2.9	Die Abrechnung der Netznutzung Gas	77–78
2.9.1	Preisblatt des Ausspeisenetzbetreibers	77
2.9.2	Entgeltweitergabe des vorgelagerten Netzes	78
2.10	Die Energiebilanzierung Strom	79–81
2.11	Die Energiebilanzierung Gas	82
2.12	Datentechnische Abwicklung des Lieferantenwechsels Strom	83–85
2.12.1	Elektronische Schnittstelle für den Lieferantenwechselprozess	83
2.12.2	Festlegung der Geschäftsprozesse durch die Bundesnetzagentur	84–85
2.13	Datentechnische Abwicklung des Lieferantenwechsels Gas	86
3	Literatur	

1 Die Marktteilnehmer

1 Für die Erstellung und den Betrieb der Versorgungsnetze fallen erhebliche Kosten an. Diese Kosten müssen über die Netznutzung wieder erwirtschaftet werden. Unter Netznutzung versteht man die entgeltpflichtige Durchleitung von Energie in Form von Strom und Gas durch die Netze. An diesem Geschäft ist eine Vielzahl von Marktteilnehmern beteiligt. Diese sind Verteilnetzbetreiber, Transportnetzbe-

treiber, Energiehändler, Endverbraucher, Netzanschlussnehmer, Energieeinspeiser und der Energievertrieb. Deren Zusammenspiel ist über ein umfangreiches Vertragswerk geregelt.

Der Netzzugang ist im Strom und im Gas ähnlich geregelt. Der Verteilnetzbetreiber (VNB) nimmt die zentrale Rolle zwischen dem Transportnetzbetreiber, dem Energiehändler und dem Endverbraucher ein. Er koordiniert alle Geschäftsabläufe, die für die Versorgung der Endverbraucher erforderlich sind. **2**

1.1 Vertragsbeziehungen beim Netzzugang Strom

Abb. 1.1 zeigt die Vertragsverhältnisse, die zwischen den verschiedenen Marktteilnehmern bestehen. Diese Vertragsverhältnisse sind im Folgenden erläutert. Zur einfachen Identifikation der Verträge sind diese in der Abbildung nummeriert. **3**

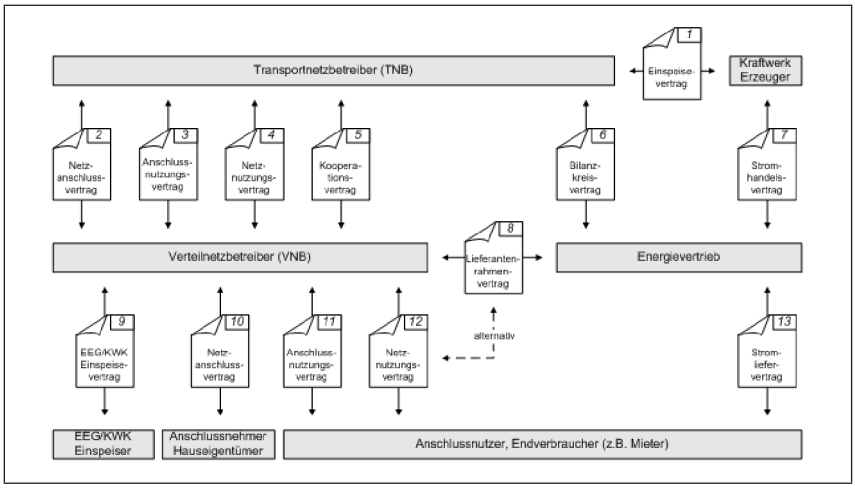


Abb. 1.1: Vertragsbeziehungen zwischen Netzgesellschaft und Netznutzern im Strom in einer Regelzone

Die technische Voraussetzung für die Versorgung ist der Hausanschluss. Mit der Herstellung eines Hausanschlusses und seiner Verbindung mit dem Versorgungsnetz kommt zwischen dem Anschlussnehmer und dem Netzbetreiber der *Netzanschlussvertrag* [10] zustande. Grundlage für den Netzanschlussvertrag ist die Verordnung über allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nut- **4**

zung für die Elektrizitätsversorgung in Niederspannung – Niederspannungsanschlussverordnung (NAV)[1]. Gegenstand des Netzanschlussvertrages sind die Herstellung des Hausanschlusses, die Verbindung mit dem Versorgungsnetz und die Vorhaltung des Hausanschlusses. In § 2 der NAV heißt es dazu:

(1) Das Netzanschlussverhältnis umfasst den Anschluss der elektrischen Anlage über den Netzanschluss und dessen weiteren Betrieb. Es besteht zwischen dem Anschlussnehmer und dem Netzbetreiber.

(2) Das Netzanschlussverhältnis entsteht durch Vertrag erstmalig mit dem Anschlussnehmer, der die Herstellung des Netzanschlusses in Auftrag gibt. Bei der Herstellung eines Netzanschlusses ist der Netzanschlussvertrag schriftlich abzuschließen.

5 Das Anschlussnutzungsverhältnis ist das Rechtsverhältnis zwischen dem Endkunden und dem Netzbetreiber über unentgeltliche gegenseitige zivilrechtliche Pflichten anlässlich der Nutzung eines Anschlusses. Im *Anschlussnutzungsvertrag* [11] sind die gegenseitigen Rechte und Pflichten in Bezug auf die Nutzung des Anschlusses vereinbart. § 3 der NAV führt dazu aus:

(1) Inhalt der Anschlussnutzung ist das Recht zur Nutzung des Netzanschlusses zur Entnahme von Elektrizität. [...] Das Anschlussnutzungsverhältnis besteht zwischen dem jeweiligen Anschlussnutzer und dem Netzbetreiber.

6 Die Energielieferung wird durch den *Stromliefervertrag* [13] zwischen Endverbraucher und Energievertrieb geregelt. Entnimmt der Endverbraucher Energie aus dem Netzanschluss, so kommt automatisch ein Energieliefervertrag mit dem Grundversorger zustande. Der Grundversorger ist zur Stromlieferung verpflichtet. Die Regelungen dazu finden sich in der Verordnung über allgemeine Bedingungen für die Grundversorgung von Haushaltskunden und die Ersatzversorgung mit Elektrizität aus dem Niederspannungsnetz (StromGVV)[2]. In § 1 der StromGVV heißt es dazu:

1 HbE 11404
2 HbE 11403

(1) Diese Verordnung regelt die allgemeinen Bedingungen, zu denen Elektrizitätsversorgungsunternehmen Haushaltskunden in Niederspannung [...] zu beliefern haben.

7 Fällt ein Lieferant aus, so fällt der Endverbraucher automatisch in die Ersatzversorgung durch den Grundversorger. So hat er die Möglichkeit, mit einem neuen Lieferanten einen Stromliefervertrag abzuschließen, ohne dass die Versorgung zwischenzeitlich gefährdet ist. Damit der Endverbraucher reagieren kann, etwa bei der Insolvenz seines bisherigen Lieferanten, muss er über diesen Sachverhalt informiert werden. Dies regelt § 3 der StromGVV.

(2) Der Grundversorger hat dem Kunden unverzüglich nach Kenntnisnahme den Zeitpunkt des Beginns und des Endes der Ersatzversorgung in Textform mitzuteilen.

8 Aus Kundensicht ist mit dem Netzanschlussvertrag, dem Anschlussnutzungsvertrag und dem Liefervertrag alles für die Energieversorgung getan. Der Vertrieb muss nun noch dafür sorgen, dass die Energie durch das Netz des Verteilnetzbetreibers transportiert wird. Dazu ist zwischen Vertrieb und Netzbetreiber ein *Lieferantenrahmenvertrag* [8] oder zwischen dem Endverbraucher und dem Netzbetreiber ein *Netznutzungsvertrag* [12] zu schließen

9 Im Regelfall dient der Lieferantenrahmenvertrag zwischen Netzbetreiber und Vertrieb als Grundlage für die Netznutzung. Auf dessen Basis stellt der Netzbetreiber dem Vertrieb die Netznutzung in Rechnung. Große Endverbraucher wollen gelegentlich die reine Energiebelieferung von der Netznutzung trennen. Sie schließen mit dem Netzbetreiber einen separaten Netznutzungsvertrag und zahlen die Netznutzung selbst. Der Vertrieb liefert dann die Energie ohne Netznutzungsanteil.

10 Energie wird mittlerweile auf allen Netzebenen in die Netze eingespeist. Großkraftwerke sind üblicherweise an das Netz der Transportnetzbetreiber angeschlossen. Dazu wird zwischen dem Kraftwerksbetreiber und dem Netzbetreiber ein *Einspeisevertrag* [1] geschlossen.

11 Zur Förderung der dezentralen Einspeisung hat der Gesetzgeber das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG)[3] und das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG)[4] erlassen. Diese Einspeiser schließen mit dem Verteilnetzbetreiber einen entsprechenden Einspeisevertrag [9].

12 Zwischen dem vorgelagerten Netzbetreiber und dem Verteilnetzbetreiber gibt es ein ähnliches Vertragswerk wie zwischen Verteilnetzbetreiber und Endverbraucher. Es gibt einen *Netzanschlussvertrag* [2] zur Errichtung der Netzkopplungen, einen *Anschlussnutzungsvertrag* [3] zum Betrieb der Netzkopplungen und einen *Netznutzungsvertrag* [4] zur Nutzung des vorgelagerten Transportnetzes. Die Abläufe werden in einem *Kooperationsvertrag* [5] beschrieben. Oftmals sind diese Verträge zu einem Gesamtvertragswerk zusammengefasst.

13 Um die transportierten Energiemengen abrechnen zu können, wird für jeden Händler beim Transportnetzbetreiber in seiner Funktion des Bilanzkreiskoordinators ein Konto (Bilanzkreis) geführt, auf dem die gehandelten und verbrauchten Energiemengen gebucht werden. Für die rechtsverbindliche Abwicklung ist zwischen Händler und Transportnetzbetreiber ein *Bilanzkreisvertrag* [6] abzuschließen.

Der Vertrieb bzw. sein Händler beschafft die von ihm vertriebenen Energiemengen auf dem Energiemarkt. Die Energie kann direkt beim Erzeuger oder auch an der Energiebörse gekauft werden. Die dafür erforderliche Grundlage bildet ein *Stromhandelsvertrag* [7].

1.2 Vertragsbeziehungen beim Netzzugang Gas

14 Die Gaswirtschaft hat sich ursprünglich auf zwei alternative Gaszugangsmodelle verständigt, die beide im EnWG[5] verankert sind. Der Energiehandel konnte wählen, ob er nach der Zweivertragsvariante oder der Einzelbuchungsvariante verfährt. Die Netzbetreiber mussten beide Varianten ermöglichen. Grundlage für die Zweivertragsvariante ist § 20 (1b) Satz 2 und 3 des EnWG. Dort heißt es: Zur Abwicklung des Zugangs zu den Gasversorgungsnetzen ist ein [...] Einspeisevertrag [notwendig]. Zusätzlich muss ein Vertrag mit dem Netzbetreiber

3 HbE 11317
4 HbE 11318
5 HbE 11311

[...], über Ausspeisekapazitäten abgeschlossen werden (Ausspeisevertrag).

Der Anspruch auf die Einzelbuchungsvariante, bei der der Energiehandel sich die Durchleitungskapazitäten abschnittweise durch die Netze bucht, leitet sich aus § 20 (1b) Satz 10 und 11 des EnWG ab. Dort steht: Betreiber von Fernleitungsnetzen sind verpflichtet, die Rechte an gebuchten Kapazitäten so auszugestalten, dass sie den Transportkunden berechtigen, Gas an jedem Ausspeisepunkt ihres Netzes [...] bereitzustellen (entry-exit-System). Betreiber eines örtlichen Verteilernetzes haben den Netzzugang [...] durch Übernahme des Gases an Einspeisepunkten ihrer Netze für alle angeschlossenen Ausspeisepunkte zu gewähren. **15**

Von der Bundesnetzagentur (BNetzA) wird mit Beschluss BK7-06-074 vom 17.11.2006 nur noch die Zweivertragsvariante zugelassen. **16**

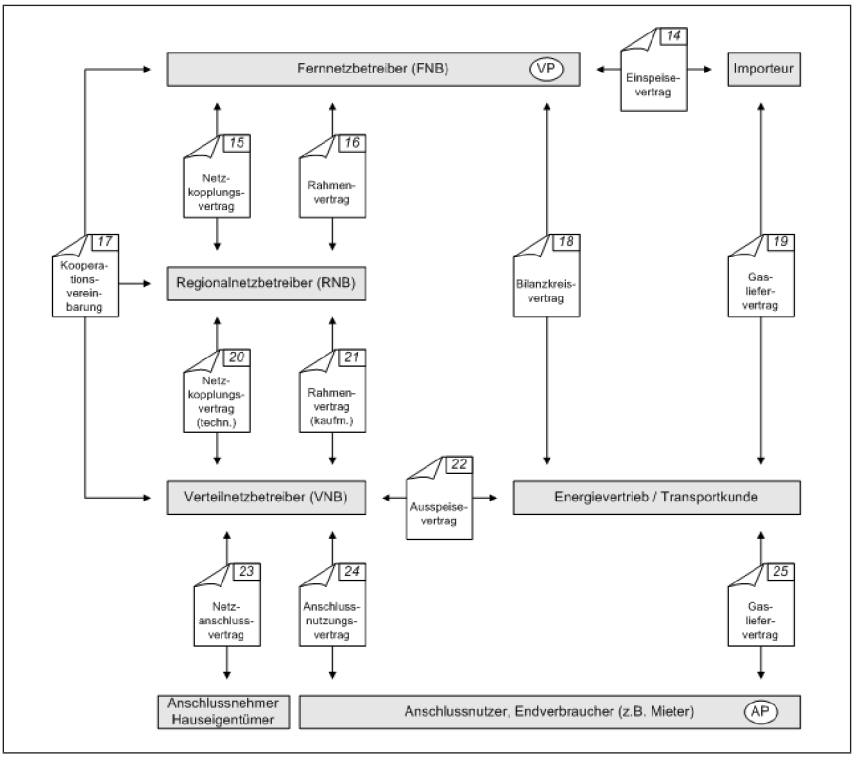


Abb. 1.2: Vertragsbeziehungen zwischen Netzgesellschaft und Netznutzern in der Zweivertragsvariante Gas in einem Marktgebiet

Sie soll die größtmögliche Transparenz in den Markt bringen. Die Zweivertragsvariante verdankt ihre Bezeichnung dem Umstand, dass für den Gastransport durch Deutschland ohne Durchquerung mehrerer Marktgebiete lediglich ein Einspeise- und ein Ausspeisevertrag nötig sind.

17 Das Vertragsgeflecht zwischen den Marktpartnern im Gas hat eine starke Ähnlichkeit mit den Verträgen im Strom. Unterschiede sind dennoch vorhanden. So gibt es im Gas eine höhere Anzahl von Regionalnetzbetreibern, was in Abb. 1.2: Vertragsbeziehungen zwischen Netzgesellschaft und Netznutzern in der Zweivertragsvariante Gas in einem Marktgebiet 1.2 berücksichtigt wurde.

18 Zur grundsätzlichen Regelung der Zusammenarbeit wurde zwischen den Gasnetzbetreibern in Deutschland die *Kooperationsvereinbarung* [17] geschlossen. Neben allgemeinen Vorschriften wie Haftung, Change Management und Informationsmanagement beinhaltet sie die Festlegung der Marktgebiete und die Entgeltbildung in diesen. Weiterhin werden einheitliche Netzzugangsbedingungen geschaffen. Zu diesen gehören:

- grundsätzliche Regelungen zum Einspeisevertrag (Buchung freier Kapazitäten),
- grundsätzliche Regelungen zum Ausspeisevertrag (interne Bestellungen mit Gleichzeitigkeit),
- zusätzliche Regelungen zum Lieferantenwechsel,
- Einführung eines virtuellen Handelspunktes (VP) je Marktgebiet,
- Bilanzkreisbildung und Bilanzkreisführung und
- marktgebietsübergreifende Transporte.

19 Der *Rahmenvertrag* [21] ist zwischen Netzbetreibern, die über Netzkopplungspunkte verbunden sind, abzuschließen. Er enthält im Wesentlichen Regelungen

- zur Kapazitätsbestellung für netzbetreiberübergreifende Ausspeiseverträge bis zum virtuellen Handelspunkt,
- zur möglichen Lieferantenkonkurrenz und zum Informationsaustausch über den zukünftig erwarteten Gesamtkapazitätsbedarf,
- zur Entgeltwälzung und

– zur Entgeltabrechnung.

20 Der *Netzkopplungsvertrag* [20] zwischen den Netzbetreibern beinhaltet die Regelungen zur technischen Zusammenschaltung der Netze. Seine wesentlichen Punkte sind:

– Beschreibung der Eigentumsgrenzen und die Ausstattung der GDRM-Anlagen (Gasdruckregel- und Messanlagen),
– Festlegung der Übergabepunkte des Erdgases,
– Festlegung der Rahmenbedingungen für den Betrieb der zugeordneten GDRM-Anlage inklusive Gasbeschaffenheit, Übergabedruck, Mindestflussrate und Transportkapazität,
– Nominierungsregeln,
– Bereitstellung von Messdaten und
– Regelungen zur Gefahrenabwehr.

21 Der *Einspeisevertrag* [14] regelt die Buchung von freien Einspeisekapazitäten in das marktgebietsaufspannende Netz an individuellen Einspeise- oder Netzkopplungspunkten. Die Buchung ist grundsätzlich unabhängig vom Ausspeisevertrag. Sie erfolgt in kWh.

22 Der *Ausspeisevertrag* [22] regelt die Buchung von freien Ausspeisekapazitäten aus dem Marktgebiet. Die Buchung ist grundsätzlich unabhängig vom Einspeisevertrag und erfolgt in kWh.

23 Die Bilanzkreise verbinden die Ein- und Ausspeisekapazitäten. Über sie wird der Handel der Gasmengen inklusive der Differenzmengen ermöglicht. Wie im Strom wird der *Bilanzkreisvertrag* [18] zwischen Lieferant und Fernnetzbetreiber geschlossen.

24 Der Endverbraucher schließt für die Belieferung mit Gas einen *Gasliefervertrag* [25] mit einem Lieferanten ab. Bei Fehlen eines solchen Vertrages gelten die Regelungen der Verordnung über allgemeine Bedingungen für die Grundversorgung von Haushaltskunden und die Ersatzversorgung mit Gas aus dem Niederdrucknetz (GasGVV)[6].

25 Die Errichtung des Hausanschlusses wird zwischen Hauseigentümer und Verteilnetzbetreiber im *Netzanschlussvertrag* [24] geregelt. Grundlage für den Netzanschlussvertrag ist die Verordnung über all-

6 HbE 11412

gemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Gasversorgung in Niederdruck (NDAV)[7].

26 In der realen Ausprägung gibt es mehr Varianten, als in den Schaubildern darstellbar ist. Importeur und Händler können eine juristische Person sein. Dann entfällt zwischen ihnen der Gasliefervertrag. Ebenso können der Fernnetzbetreiber und der Regionalnetzbetreiber ein und dasselbe Unternehmen sein. Zur Speicherbewirtschaftung müssen zusätzliche Ein- und Ausspeiseverträge abgeschlossen werden. Diese sind ebenfalls in den Schaubildern nicht enthalten. Unberücksichtigt geblieben ist auch der marktgebietsübergreifende Transport, der ebenfalls mit Ein- und Ausspeiseverträgen zwischen den marktgebietsaufspannenden Fernleitungsnetzbetreibern geregelt werden muss.

2 Prozesse im Netzzugang

2.1 Zweck und Umfang der Netznutzung Strom und Gas

27 Um den Verbrauchern die freie Wahl ihres Energielieferanten zu ermöglichen, hat der Gesetzgeber die Bedingungen für die Benutzung der Netze für die allgemeine Versorgung mit Elektrizität und Erdgas festgelegt. Netznutzung bedeutet in diesem Zusammenhang die Nutzung des Netzanschlusses (Hausanschluss) und aller vorgelagerter Netzstrukturen bis zur Quelle oder dem Erzeugungspunkt der Energie zum Zweck des Energieverbrauchs, losgelöst von der Wahl des Energielieferanten.

Einspeiser wie z. B. Kraftwerke zahlen kein Entgelt für die Netznutzung.

2.2 Entbündelung von Netznutzung und Energielieferung

28 Energielieferanten von Strom und Gas für die allgemeine Versorgung benötigen für ihr Geschäft kein eigenes Netz, der Netzbetrieb ist ihnen per Gesetz ausdrücklich verboten. Im Umkehrschluss dürfen die

7 HbE 11413

Betreiber von solchen Netzen keine Energie zum Zweck der Belieferung von Endkunden vertreiben, um eine Marktabschottung zu verhindern.

2.3 Der Lieferantenwechsel in der Strom- und Gasversorgung

23.1 Ziel des Lieferantenwechsels

29 Bezieht ein Kunde Strom oder Gas, so wird dieser Kauf in zwei Teile unterschieden: Der erste Teil ist der Kauf der eigentlichen Energie am Ort seiner Gewinnung oder Umwandlung. Der zweite Teil des Kaufes umfasst den Transport der Energie bis zum Ort des Endverbrauchs, z. B. seiner Wohnung. Für diesen Transport werden Energienetze genutzt.

30 Da es sich bei Strom- und Gasnetzen um natürliche Monopole handelt, kann der Kunde nicht zwischen mehreren Netzen wählen, er ist auf die Nutzung des einen Netzes angewiesen. Der Kunde kann aber den Lieferanten wechseln. Durch den entstehenden Wettbewerb erhofft man sich sinkende Preise. Das ist das Ziel der Liberalisierung des Strom- und Gasmarktes.

2.3.2 Lieferantenwechsel Kurzfassung

31 Der Lieferantenwechsel läuft in folgenden Schritten ab: Der Kunde wird von Lieferanten per Anschreiben, Funk, Fernsehen, Zeitung, Internet oder Plakat umworben und entschließt sich, zum neuen Lieferanten zu wechseln. Per Telefon, Internet, persönlich oder Post nimmt der Kunde Kontakt zum Lieferanten auf und bekommt einen Energieliefervertrag zugestellt. Diesen vervollständigt der Kunde mit

- Name,
- Adresse,
- Zählernummer,
- geschätztem Jahresverbrauch,
- Bankverbindung und
- Namen des derzeitigen Lieferanten.

32 Mit seiner Unterschrift bevollmächtigt er den neuen Lieferanten, alle nötigen Schritte zu tun, um zum nächstmöglichen Termin von ihm beliefert zu werden. Daraufhin unternimmt der neue Lieferant Folgendes:

1. Er kündigt das Lieferverhältnis beim alten Lieferanten in Vollmacht.
2. Er meldet die Abnahmestelle beim Netzbetreiber zur Netznutzung an.

33 In Folge wird der alte Lieferant tätig:

1. Er schickt dem Kunden die Schlussrechnung der Energielieferung zum frühestmöglichen Kündigungstermin.
2. Er meldet die Abnahmestelle beim Netzbetreiber von der Netznutzung ab.

34 Der Netzbetreiber reagiert:

1. Er bestätigt dem alten Lieferanten die Beendigung der Netznutzung.
2. Er schickt dem alten Lieferanten die Schlussrechnung der Netznutzung.
3. Er bestätigt dem neuen Lieferanten die Aufnahme der Netznutzung.

35 Ab diesem Zeitpunkt, ca. fünf bis neun Wochen nach Unterschrift, erhält der Kunde den Strom vom neuen Lieferanten. Er erhält nur noch von diesem eine Rechnung, in der das Entgelt des Netzbetreibers für die Netznutzung enthalten ist.

2.3.3 Das Timing des Kunden-/Lieferantenwechsels

36 Der Wechsel des Lieferanten kann jeweils zum Ersten eines Monats erfolgen. Der dem Lieferbeginn vorausgehende Monat heißt Wechselmonat oder Fristenmonat. Der neue Lieferant meldet seinen neuen Kunden beim Netzbetreiber vor dem Wechselmonat an. Der alte Lieferant meldet seinen Kunden bis zum fünften Werktag im Wechselmonat beim Netzbetreiber ab. In den folgenden zehn Werktagen, der so genannten Klärungsfrist, vollzieht der Netzbetreiber die Änderung der Lieferantenzuordnung. In einem auch als Pärchenbildung genannten Prozess werden die für eine Abnahmestelle getätigten An-

und Abmeldungen in der Datenverarbeitung abgebildet. Die Lieferanten bekommen die jeweiligen Bestätigungen spätestens am 15. Werktag des Wechselmonats. In den verbleibenden Tagen des Wechselmonats passen die Lieferanten ihre Lieferprognosen auf Basis der erhaltenen Bestätigungen an und lassen über ihre Handelshäuser den angepassten Energiebedarf für den kommenden Monat beschaffen.

Entstehende Schwierigkeiten wie **37**

- die angemeldete Lieferstelle kann vom Netzbetreiber nicht identifiziert werden,
- widersprüchliche, fehlende oder falsche Angaben in der Anmeldung,
- mehrere konkurrierende Anmeldungen oder
- Anmeldungen ohne zeitlich passende Abmeldungen

müssen innerhalb der Klärungsfrist identifiziert und nach Möglichkeit gelöst werden. Die Lieferanten erhalten entsprechende Fehler- bzw. Konfliktmeldungen. Bei erfolglosem Lieferantenwechsel erhält der Anmeldende eine aussagekräftige Ablehnung. Oft führt eine erneute Anmeldung zum nächsten Monat mit korrigierten Daten zum Erfolg.

2.3.4 Lieferantenkonkurrenz

Melden mehrere Lieferanten eine Abnahmestelle vor dem Wechsel- **38**
monat beim Netzbetreiber an oder sendet der aktuelle Lieferant keine Abmeldung, besteht so genannte Lieferantenkonkurrenz. Der Netzbetreiber greift vermittelnd ein und versendet den beteiligten Lieferanten eine Information über diese Lieferantenkonkurrenz unter Angabe der Lieferstelle und der betroffenen Lieferanten. Innerhalb einer Frist kann der bestehende Lieferant die Abmeldung nachholen. Reagiert er nicht, besteht das Lieferverhältnis fort. Somit wird der bestehende Liefervertrag geschützt. Meistens lassen sich auf diesem Wege die Differenzen klären. Die Ursachen sind:

- der Kunde hat irrtümlich bei zwei Lieferanten unterschrieben,
- der bestehende Lieferant hat vergessen abzumelden,

– der Altlieferant hat den Mieterwechsel und damit die Beendigung der Lieferung nicht mitbekommen.

Die Lieferantenkonkurrenz muss innerhalb der Klärungsfrist im Wechselmonat behoben werden.

2.3.5 Rückwirkende Anmeldung bei Neueinzug

39 Abweichend von den Fristen beim Lieferantenwechsel gelten für den Fall des Neueinzugs andere Regeln. Ist ein Kunde neu in eine Wohnung eingezogen, hatte er in der Regel keine Gelegenheit, sich beim Lieferanten seiner Wahl so rechtzeitig vertraglich zu binden, dass dieser eine mindestens einen Monat vorauseilende Anmeldung beim Netzbetreiber tätigen konnte. Daher darf der Lieferant einen auf diese Weise hinzugekommenen Kunden maximal sechs Wochen (42 Tage) rückwirkend anmelden, ungeachtet des Wechselmonats oder des Zeitpunkts des tatsächlichen Einzugs. Voraussetzung ist, dass der Kunde vor dem Einzug einen Vertrag mit dem neuen Lieferanten geschlossen hat.

40 Beispiel für den Ablauf einer Anmeldung bei Neueinzug:

– Der Kunde zieht am 100. Kalendertag in eine Wohnung ein. Es entsteht ein Liefervertrag beim Grundversorger durch Strombezug.

– Der Kunde hatte vorausschauend am 90. Kalendertag einen Liefervertrag bei einem anderen Lieferanten unterschrieben.

– Der neue Lieferant meldet fristgemäß am 142. Kalendertag diesen neu gewonnenen Kunden per Neueinzug zum 100. Kalendertag beim Netzbetreiber zur Netznutzung an.

– Der Netzbetreiber nimmt den Neukunden mit Wirkung zum 100. Kalendertag in die Bestandsliste des Lieferanten auf, die Belieferung durch den Grundversorger wird rückwirkend aufgehoben.

– Der neue Lieferant muss das Bestehen eines Liefervertrages vor dem Datum des Einzugs gegenüber dem Netzbetreiber nachweisen. Andernfalls kann der neue Lieferant den Kunden nicht im Zuge des Neueinzuges, sondern nur über den regulären Lieferantenwechsel gewinnen.

An- und Abmeldungen werden nur werktags behandelt. Weiter zu- **41**
rückgreifende Anmeldungen werden nicht berücksichtigt und daher abgelehnt. Für eventuell davor liegende Lieferzeiträume ist der örtliche Grundversorger der Lieferant gewesen. Er erstellt dafür die Verbrauchsabrechnung über Energie und Netznutzung.

2.3.6 Kundenaspekte des Lieferantenwechsels

Es gibt eine Vielzahl von möglichen Kundenfragen. Die wichtigsten **42**
sind hier kurz beantwortet:

Frage: Wohin kann ich wechseln?

Antwort: Es gibt im Strom über hundert, im Gas etliche Anbieter, sowohl regional als auch national. Eine Übersicht bieten das Internet, z. B. unter *www.verivox.de,* oder die Verbraucherzentralen.

Frage: Die Lieferanten, so auch die ortsansässigen Stadtwerke, haben meist mehrere Lieferprodukte im Angebot, die sich preislich erheblich unterscheiden können. Gibt es qualitative Unterschiede beim Produkt Strom?

Antwort: Ja, je nach Art der Stromerzeugung kann man wählen, z. B. „gewonnen aus erneuerbaren Energiequellen".

Frage: Gibt es qualitative Unterschiede beim Produkt Gas?

Antwort: Nein, derzeit kann man die Herkunftsart des Gases nicht wählen. Gas stammt fast vollständig aus fossilen Lagerstätten (Erdgas). Erste Lieferanten bieten Produkte mit einer gewissen Beimischung von Biogas an.

Frage: Wie schnell kann ich wechseln?

Antwort: Der Wechsel kann im Monatstakt stattfinden, Vorlaufzeit fünf bis neun Wochen vor Lieferaufnahme.

Frage: Was muss ich für den Wechsel tun?

Antwort: Die Unterschrift unter einem neuen Liefervertrag genügt. Der Lieferant erhält damit die Vollmacht, alles Nötige zu erledigen, inklusive Kündigung beim alten Lieferanten.

Frage: Wer kann mir einen Wechsel verwehren?

Antwort: Dem Netzbetreiber als Transportmonopolist ist der Wechsel einerlei, er bekommt sein Netzentgelt von jedem Lieferanten. Der Altlieferant muss der Kündigung zustimmen, wobei er auf Vertragslaufzeiten achten wird.

Frage: Was kann beim Wechsel schiefgehen?

Antwort: Mögliche Gründe können sein:

- Der Neulieferant kündigt nicht rechtzeitig beim Altlieferanten,
- der Neulieferant meldet den Kunden nicht rechtzeitig oder nicht fehlerfrei beim Netzbetreiber an,
- der Altlieferant meldet den Kunden nicht rechtzeitig beim Netzbetreiber ab oder
- der Netzbetreiber vollzieht den Lieferantenwechsel nicht rechtzeitig oder nicht fehlerfrei.

Frage: Wer erfasst den Verbrauch zum Zeitpunkt des Wechsels?

Antwort: Der Netzbetreiber trägt die Verantwortung für die Zählerstandsermittlung. Ob er den Zählerstand abliest, schätzt, vom Kunden erfragt oder akzeptiert, liegt an ihm. Damit obliegt ihm auch eine hohe Sorgfaltspflicht. Ein vom Kunden übermittelter und plausibler Zählerstand wird in der Regel akzeptiert.

Frage: Was geschieht, wenn mein Lieferant zahlungsunfähig wird?

Antwort: Bei Kleinkunden besteht ein Versorgungszwang durch den Grundversorger. Man wird vom örtlichen Versorger „aufgefangen", wenn der neue Lieferant ausfällt.

Frage: Unter welchen Umständen droht mir eine Zählersperrung?

Antwort: Wenn der Kunde vertragsbrüchig wird, zum Beispiel durch Zahlungsverzug, kann der Lieferant den Vertrag kündigen oder beim Netzbetreiber eine Zählersperrung beauftragen. Dieses Recht hat auch der Grundversorger. Der Netzbetreiber wird aus eigenem Interesse bei technischem Missbrauch, der zu einer Gefährdung der Netzsicherheit oder der Versorgungsqualität führen kann, eine Zählersperrung durchführen.

2.4 Details der Netznutzung Strom

2.4.1 Der Zählpunkt

Die Entnahmen und Einspeisungen von Energie in und aus Netzen **43**
werden so genannten Zählpunkten zugeordnet. Sie werden meistens auf dem Ort der Eigentumsgrenze zwischen Netzbetreiber und Endkunde definiert. Jeder Zähler wird einem separaten Zählpunkt zugewiesen.

2.4.2 Großkunden, Kunden mit Leistungsmessung

Für Großkunden, das sind Kunden mit einem Jahresverbrauch von **44**
mehr als 100.000 kWh, ist in der Regel eine Zählung mit registrierender Leistungsmessung erforderlich. Diese erfolgt durch Zähler, die den Energieverbrauch des Kunden für jede Viertelstunde erfassen und abspeichern. Der registrierte Wert entspricht dem Viertelstunden-Leistungsmittelwert des Verbrauchs. Die Werte werden mittels Festnetz- oder GSM-Modem fernausgelesen. Die Liste dieser Tabelle aus Datum, Uhrzeit und Leistungswert nennt man Lastgang.

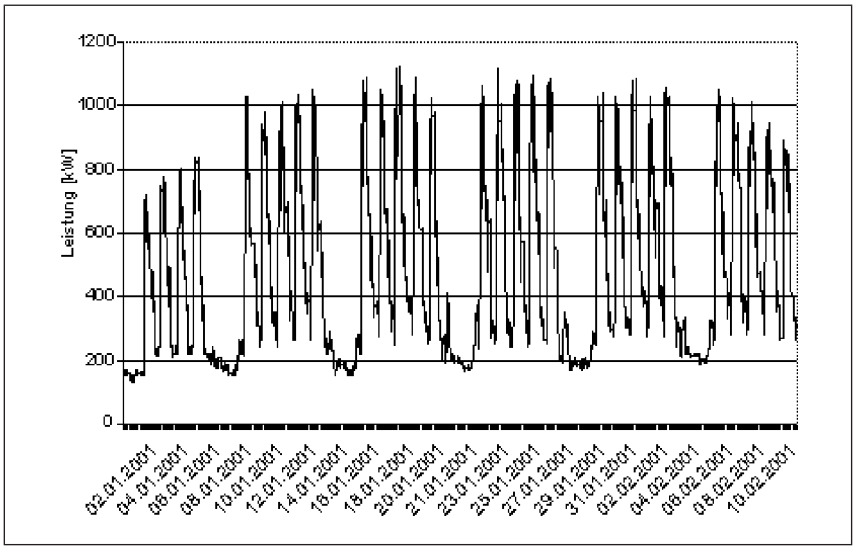


Abb. 2.1: Grafische Darstellung eines Lastgangs

2.4.3 Kleinkunden, Kunden ohne Leistungsmessung

45 Für Kunden bis zu einem Jahresverbrauch von 100.000 kWh muss der Netzbetreiber einen einfachen Arbeitszähler anbieten, um den Einbau eines kostspieligen Lastgangzählers zu vermeiden. Hierbei wird als Ersatz für den Lastgang ein statistisch ermitteltes Lastprofil angewendet. Man spricht daher auch von Profilkunden. Folgende Verbrauchergruppen sind mindestens getrennt und sachgerecht abzubilden:

- Gewerbe,
- Haushalte,
- Landwirtschaft,
- Bandlastkunden (konstanter Verbrauch) und
- unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen (Heizwärmespeicher).

46 In der Praxis haben sich für das Gewerbe etwa sieben unterschiedliche Lastprofile etabliert. Die meisten Netzbetreiber verwenden die vom

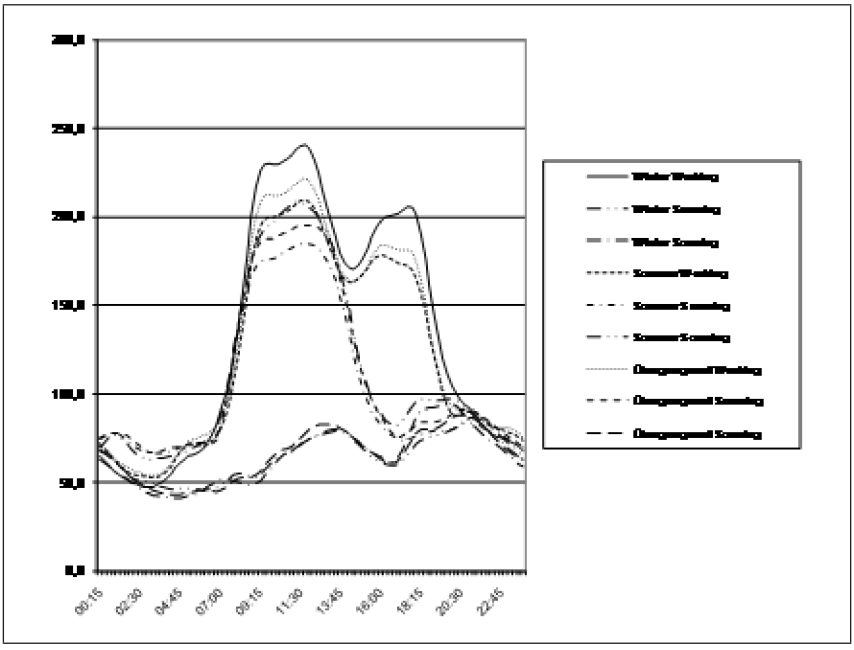


Abb. 2.2: Lastprofil für Gewerbe allgemein

BDEW bereitgestellten Lastprofile. Gelegentlich und bei unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen, wie beispielsweise Nachtspeicheröfen generell, werden unternehmensindividuelle Profile herangezogen.

2.4.4 Sonderfall: Verbraucher ohne Zähler

47 Im Netz eines Verteilnetzbetreibers können historisch bedingt verschiedene Verbraucher ohne separate Zähleinrichtung angeschlossen sein. Beispiele dafür sind:

- beleuchtete Werbetafeln, teils motorisch angetrieben und beheizt,
- beleuchtete Bus- und Straßenbahnhaltestellen,
- beleuchtete Verkehrszeichen,
- Signalanlagen,
- öffentliche Beleuchtung,
- Schränke zur Verteilung von Nachrichtensignalen.

Eine entsprechende Passage für solche Verbraucher gibt es im EnWG nicht, jedoch gelten die Verpflichtungen gleichermaßen:

- Jede Entnahme aus dem Netz ist einem Zählpunkt zuzuordnen.
- Jeder Verbrauch ist „exakt" zu erfassen, alle Fehlmengen fielen sonst in die Netzverluste und müssten von der Allgemeinheit getragen werden.
- Jedem Verbrauch, der nicht mittels registrierender Leistungsmessung erfasst wird, ist ein Lastprofil zuzuweisen, das den Verbrauch in jeder Viertelstunde repräsentiert.

48 Mit Einhalten dieser Bedingungen kann eine Belieferung jeder einzelnen Abnahmestelle per Netznutzung durch einen beliebigen Lieferanten stattfinden. Daraus ergeben sich Lösungsmöglichkeiten, die jedoch individuell gehandhabt werden: Alle Verbraucher, die synchron zu bestimmten Zeiten betrieben werden, z. B. öffentliche Beleuchtung mittels Rundsteuerung, oder die permanent, d. h. bezogen auf eine Viertelstunde mit konstantem Mittelwert, betrieben werden, können auf einen separaten Zähler verzichten, wenn:

- ihre Anschlussleistung hinreichend genau bekannt ist,

- der Verbrauch mit vertretbarem Aufwand nachgehalten werden kann,
- ein Anschluss von weiteren Verbrauchern an die betroffenen Hausanschlüsse mit Sicherheit ausgeschlossen werden kann,
- eine jederzeitige Inspektion des Netzbetreibers gewährleistet ist,
- ggf. für eine Überprüfung der Rechenwerte Referenzzähler eingebaut werden können.

Für Verbraucher, die per Rundsteuerung oder mit festen Schaltzeiten betrieben werden, wird aus der installierten Leistung und den vorliegenden Ein- und Ausschaltzeiten für das Energiedaten-Managementsystem ein Lastgang errechnet. Damit sind alle grundlegenden Voraussetzungen erfüllt, um auch solche Verbrauchsstellen regulär der freien Lieferantenwahl zuzuführen.

2.4.5 Kauf des Produktes Netznutzung durch den Endkunden

49 Sowohl der Endkunde als auch der Lieferant können die Netznutzung mit dem Netzbetreiber vereinbaren. Im ersten Fall schließt der Endkunde mit dem Netzbetreiber einen Netznutzungsvertrag, der u. a. die Vergütung festlegt. Der Netzbetreiber erbringt seine Leistung direkt gegenüber dem Endkunden und rechnet sie ihm gegenüber ab. Der Endkunde benötigt nun für seine Versorgung einen separaten reinen Energieliefervertrag. Solche werden derzeit ausschließlich im Bereich der Großkunden angeboten. Haushaltskunden und kleinere Gewerbekunden ohne Leistungsmessung (auch Kleinkunden genannt, mit einem Jahresverbrauch bis maximal 100.000 kWh) finden auf dem Markt derzeit keine Angebote von reinen Energielieferverträgen.

2.4.6 Kauf des Produktes Netznutzung durch den Lieferanten

50 In diesem Fall erbringt der Netzbetreiber die Leistung gegenüber dem Lieferanten. Details, so auch die Vergütung, werden im Lieferantenrahmenvertrag fixiert. Der Lieferant bündelt sein Produkt Energielieferung mit dem zugekauften Produkt Netznutzung zur so genannten All-inclusive-Lieferung. Bei der Preisbildung obliegt es dem überre-

gional anbietenden Lieferanten, ob er die netzbetreiberspezifischen Entgelte in einem regional angepassten Komplettpreis berücksichtigt. Energie und Transport kauft der Endkunde in einem integrierten Liefervertrag. Der Lieferant muss den Netznutzungsanteil auf seinen Rechnungen ausweisen.

2.4.7 Keine Bündelung von Netznutzung

Der Lieferantenrahmenvertrag regelt die Erbringung der Netznutzung für den Lieferanten. Die vom Lieferanten belieferten Endkunden werden beim Netzbetreiber in Bestandslisten geführt. Ein Mengenrabatt entsteht für den Lieferanten dadurch nicht. Die Netznutzungsrechnung wird kundenscharf erstellt und richtet sich nach dem Kundenverhalten (bezogene Arbeit und bezogene Leistung), der Anschlussebene und den Netzentgelten. Ein Zusammenschluss mehrerer Kunden zum Zweck der Verbrauchsoptimierung durch Bildung eines neuen zeitgleichen Bezugsmaximums ist ausgeschlossen. Die im Vertrieb geläufige Bündelkundenkonstellation findet in der Netznutzung nicht statt. **51**

2.5 Details der Netznutzung Gas

2.5.1 Technische Besonderheiten

Beim Strom gibt es den Begriff „Kupferplatte", der suggeriert, dass an jedem Ort in Europa, an dem ein Netz liegt, Energie ein- und ausgespeist werden könne. Das ist zwar nicht uneingeschränkt möglich, ggf. müssen Leistungskapazitäten zugebaut werden. Die von den Energielieferanten bereitgestellten Produkte sind jedoch voll kompatibel. Für den Gassektor sind die Einschränkungen aber wesentlich weit reichender: **52**

- Beim Gas findet ein tatsächlicher physikalischer Transport von Materie statt.
- Diese Materie liegt in sehr unterschiedlichen Qualitäten vor.
- Die Gase lassen sich nicht ohne Weiteres mischen, da ansonsten beim Verbraucher keine gleich bleibende Gasqualität (Brennwert) angeliefert würde.

– Gastransportnetze unterschiedlicher Eigentümer versorgen überlappende Gebiete.

53 Aufgrund der unterschiedlichen Gassorten und Besitzverhältnisse sind Netze oft nicht miteinander verbunden, sie sind hydraulisch getrennt. Auch deshalb ist die Marktöffnung bei Erdgas weit hinter der von Strom zurück. Der Markt ist durch viele verschiedene Netzbereiche in so genannte Marktgebiete zerklüftet.

2.5.2 Die Marktgebiete

54 Ein Marktgebiet ist eine Verknüpfung von Netzen verschiedener, vertikal verbundener Netzbetreiber. Es beginnt an den Einspeisepunkten (Importpunkte, inländische Quelle, Speicher oder Kopplungspunkte zu anderen Netzen) und endet an den Ausspeisepunkten der Kunden und nachgelagerten Netzbetreibern. Unterschiedliche Gasqualitäten, Koppelstellen und Eigentumsgrenzen sind die Gründe für Marktgebietsabgrenzungen. Ursprünglich sind 19 Marktgebiete deklariert worden, Tendenz fallend. Sie können auf den Internetseiten des BDEW oder unter www.gasnetzkarte.de eingesehen werden. Die Transportkapazitäten zwischen Marktgebieten sind begrenzt bzw. bei unterschiedlichen Gasqualitäten nicht vorhanden. Meistens gibt es in einem Marktgebiet genau eine Ferngas-Transportnetzgesellschaft. In ihrer Funktion ist sie der marktgebietsaufspannende Netzbetreiber.

2.5.3 Marktgebietsüberlappung

55 Beim Aufbau der Gasversorgung eines Verteilnetzbetreibers kam es aus Gründen der Versorgungssicherheit oft zur Errichtung von mehreren Einspeisestellen. Diese können unterschiedlichen vorgelagerten Netzbetreibern und damit Marktgebieten angehören. Es liegt Marktgebietsüberlappung vor. Die Netzzugangsverordnung verlangt von den Verteilnetzbetreibern eine initiale Zuordnung aller Entnahmestellen zu Marktgebieten. Die Zuordnung muss messstellenscharf und eindeutig sein. Falls ein nachgelagertes Netz eindeutig hydraulisch nur an einem vorgelagerten Netz liegt, das ausschließlich zu genau einem Marktgebiet gehört, ist die Zuordnung problemlos. Im Fall von Verteilnetzen, die an mehreren Marktgebieten angeschlossen sind, ergibt sich die Frage des Verfahrens der Marktgebietszuordnung. Falls sich eine eindeutige Bestimmung nicht durch die Netzhy-

draulik ergibt, unternimmt der derzeitige Lieferant unter Mitwirkung des Netzbetreibers eine ratierliche Aufteilung nach Einspeisekapazitäten. Als Ergebnis können die Endverbraucher einer Stadt unterschiedlichen Marktgebieten zugeordnet sein. Das bedeutet für den Lieferantenwechsel eine Hürde, sodass ein Lieferant ggf. nur einem Teil der Verbraucher einer Stadt einen Liefervertrag anbieten wird. Im Rahmen freier Kapazitäten kann ein Transportkunde einen Marktgebietswechsel verlangen. Der Verteilnetzbetreiber unterhält ein Verzeichnis über seine initiale bzw. fortlaufende Zuordnung der Entnahmestellen zu Marktgebieten. Die Verbraucher oder deren Bevollmächtigte erhalten auf Anfrage Auskunft darüber. Marktgebietsüberlappungen stellen für den Ortsverteilnetzbetreiber einen hohen verwaltungstechnischen Aufwand, und für wettbewerbsorientierte Lieferanten eine hohe Erschwernis dar. Die Bundesnetzagentur wirkt auf eine drastische Reduzierung der Anzahl der Marktgebiete hin. Das erklärte Ziel ist ein Marktgebiet L-Gas und ein Marktgebiet H-Gas.

2.5.4 Der virtuelle Handelspunkt

56 Der marktgebietsaufspannende Netzbetreiber ist verpflichtet, in seinem Marktgebiet genau einen virtuellen Handelspunkt einzurichten. An diesem Handelspunkt können Käufer und Verkäufer Gas kaufen bzw. verkaufen, ohne Kapazitätsbuchungen vornehmen zu müssen. Innerhalb eines Marktgebietes ist der Zugang vom virtuellen Handelspunkt bis zum Endverbraucher, der diesem Marktgebiet zugeordnet ist, ohne weitere Kapazitätsprüfung im Rahmen des Lieferantenwechsels möglich. Benötigt ein Lieferant den Gastransport über Marktgebietsgrenzen hinweg, ist der marktgebietsaufspannende Netzbetreiber zur Unterstützung bei der Abwicklung verpflichtet.

2.5.5 Netzkoppelpunkte/Interne Kapazitätsbestellung

57 Netzkoppelpunkte verbinden Netze verschiedener Eigentümer. Gemäß der Kooperationsvereinbarung III begründet der Verteilnetzbetreiber gemeinsam mit dem vorgelagerten Netzbetreiber eine Ausspeisezone, in der mehrere geeignete Netzkoppelpunkte zu einem virtuellen Übergabepunkt zusammengefasst werden. Neben den individuellen Übergabekapazitäten pro Koppelpunkt wird ein Kapazitäts-

wert für die maximale zeitgleiche Summe über alle Koppelstellen fixiert. Diese Kapazität wird vertraglich für jeweils ein Jahr fixiert, bestellt und bezahlt, ungeachtet der tatsächlichen Auslastung. Da es sich hierbei um eine Bestellung zwischen zwei Netzbetreibern handelt, nennt man sie die Interne Bestellung. Wurde dieser Wert nach den Regeln der Technik und nicht missbräuchlich erstellt, erfolgt bis zu einer Überschreitung von 5 % keine Pönalisierung, wohl aber eine Berechnung. Bei gegebenem Anlass kann die Kapazitätsbestellung angepasst werden.

2.5.6 Keine Bündelung von Netznutzung

58 Analog zu den Regeln im Stromnetz gibt es keinen Rabatt auf Netznutzung. Jede Entnahmestelle wird scharf nach Grund-, Leistungs- und Arbeitspreis abgerechnet. Ein Zusammenschluss mehrerer Kunden zum Zweck der Bildung eines neuen, zeitgleichen Bezugsmaximums ist nicht möglich.

2.5.7 Netzebenen

59 Hier gibt es einen wesentlichen Unterschied zu Strom: Während beim Strom eine klare Entgeltabgrenzung zu den jeweils verwendeten Entnahmeebenen u. a. je nach Spannung erfolgt, gibt es beim Gas keine druckstufenscharfen Entgelte. Die Gasnetze der Verteilnetzbetreiber werden zwar mit verschiedenen Druckstufen gefahren, die Zuordnung der Nutzung der jeweiligen Kunden erfolgt aber nach der so genannten Netzpartizipationsfunktion. Das Netz wird in die beiden Funktionen und Kostenstellen, überlagertes Ortstransportnetz und engmaschiges Ortsverteilnetz untergliedert. Diese Funktionen können, müssen aber nicht an Druckstufen hängen. Auch Nieder- oder Mitteldruckleitungen können die Funktion des Transports übernehmen. Das Transportnetz nehmen alle in Anspruch, ob große oder kleine Kunden. Je höher aber der Jahresverbrauch ist, umso wahrscheinlicher wird der Kunde in der Regel direkt aus dem Transportnetz versorgt. In welchem Maße ein Kunde auch die höheren Ortsverteilnetzkosten tragen muss, hängt an seiner gezogenen Leistung und Jahresarbeit, unabhängig von seiner hydraulischen Anbindung. Die Notwendigkeit wird offensichtlich in Fällen, in denen auch Abnahmestellen mit geringer Entnahme aus räumlichen Gründen ans

Hochdrucknetz angeschlossen wurden. Kunden mit geringem Verbrauch sollen aus Gründen der Gleichbehandlung unabhängig von ihrer netztechnischen Anbindung dasselbe Netzentgelt zahlen. Netzpartizipationsprinzip bedeutet, dass das Netznutzungsentgelt eines Kunden nur nach seinem Verbrauchsverhalten, seiner Netzinanspruchnahme und nicht nach seiner Anschlusssituation ermittelt wird.

2.5.8 Sonderformen der Netznutzung

60 Abweichend vom Netzpartizipationsmodell kann ein Netzbetreiber gesonderte, niedrigere Entgelte vom Endkunden erheben, wenn sich dadurch die Auslastung des Netzes verbessern oder ein beabsichtigter konkurrierender Parallelbau von Leitungen verhindern lässt.

61 Beispiel für ein Sonderentgelt: Ein kommunales Kraftwerk am Rande der Stadt bezieht sein Gas aus dem Stadtnetz. Die über Netzpartizipationsfunktion gebildeten Netzentgelte liegen deutlich höher als die vergleichbaren Jahreskosten, die sich aus dem Neubau einer Stichleitung zur in der Nähe befindlichen Transportleitung eines vorgelagerten Netzbetreibers ergäben. Der Verteilnetzbetreiber darf mit Hinweis auf § 20 GasNEV[8] ein gesondertes, reduziertes Entgelt gegenüber dem Kraftwerk in Ansatz bringen.

Das gesonderte Netzentgelt ist der BNetzA nachvollziehbar dokumentiert mitzuteilen.

2.5.9 Lieferantenwechselzahlen im Gas

62 Der Lieferantenwechsel Gas hat gegenüber der Ankündigung der BNetzA erst mit 6-monatiger Verspätung zum 1. April 2007 bundesweit begonnen. Zurzeit wechseln monatlich mehrere tausend Kunden den Lieferanten. Die Abwicklung findet in weitestgehender Anlehnung an die Prozesse und das Timing aus dem Stromsektor statt. Findet ein Lieferantenwechsel innerhalb eines Marktgebietes statt, braucht keine Kapazitätsprüfung durchgeführt zu werden. Der Kunde war und wird über dieselben Wege, aus demselben virtuellen Handelspunkt versorgt. Er nimmt seine Kapazität zum neuen Lieferanten mit (Rucksackprinzip). Der Lieferantenwechsel erfolgt durch An-

8 HbE 11411

und Abmeldung beim Netzbetreiber. Der Ausspeisenetzbetreiber schließt den Ausspeisevertrag mit dem Transportkunden ohne weitere Kapazitätsprüfung. Auch das Timing erfolgt in Anlehnung an Strom, ein Lieferantenwechsel ist zu jedem Monat möglich.

2.5.10 Kapazitätsprüfung

63 Handelt es sich um einen Neukunden, der die Summeneinspeisung des Verteilnetzes wesentlich erhöht oder um eine Belieferung aus einem anderen Marktgebiet, muss vom Verteilnetzbetreiber eine Kapazitätsanfrage bei den vorgelagerten Netzen durchgeführt werden. Muss ein Lieferant auf dem Weg von der Einspeisung zum Verbraucher jedoch über mehrere Marktgebiete, so hat er die Marktgebietskoppelstellen zu verwenden. Die Kapazitäten dieser Koppelstellen sind begrenzt, es muss auch hier eine Kapazitätsprüfung durch die marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber stattfinden. Sofern freie Kapazitäten über Koppelstellen existieren, kann der Transportkunde diese über separate Ein- und Ausspeiseverträge zwischen Marktgebieten buchen. Zur Beschleunigung bieten die betroffenen Netzbetreiber im Internet einen gemeinsamen Kapazitäts- und Entgeltrechner an.

2.5.11 Großkunden, Kunden mit Leistungsmessung

64 Für Kunden mit einem Verbrauch von mehr als 1.500.000 kWh pro Jahr ist in der Regel eine registrierende Leistungsmessung erforderlich. Diese erfolgt durch Zähler, die den Energieverbrauch des Kunden für jede Stunde erfassen und abspeichern. Der registrierte Wert entspricht dem Stunden-Leistungsmittelwert des Verbrauchs. Die Werte werden mittels Festnetz- oder GSM-Modem fernausgelesen. Für die o. g. Kundengruppe wird der Netzbetreiber das Ansetzen eines Leistungsentgelts auf Basis der tatsächlich in Anspruch genommenen Leistung oder der Vorhalteleistung erheben.

2.5.12 Kleinkunden, Kunden ohne Leistungsmessung

65 Für Kunden bis zu einem Jahresverbrauch von 1.500.000 kWh muss der Netzbetreiber ein vereinfachtes Verfahren anbieten, um den Einbau eines kostspieligen Lastgangzählers zu vermeiden. Hierbei wird als Ersatz für den Lastgang ein statistisch ermitteltes Lastprofil ange-

wendet. Man spricht daher auch von Profilkunden. Abweichend vom Strom wird der Gasverbrauch in fast allen Kundengruppen von der Außentemperatur abhängig sein, da mit dem Gas der Heizbedarf gedeckt wird. Die Profile sind temperaturabhängig. Folgende Verbrauchergruppen sind mindestens getrennt und sachgerecht abzubilden:

- Gewerbe,
- Haushalte.

66 Die TU München hat einen Leitfaden zur Bestimmung von temperaturabhängigen Lastprofilen im Gassektor erstellt. Die Einflüsse sind jedoch vielfältig:

- Alter des Hauses,
- mit oder ohne Warmwasserbereitung,
- Windverhältnisse,
- Standard des Hauses nach Wärmeschutzverordnung etc.

Daraus ergibt sich sowohl für den Netzbetreiber als auch für den Lieferanten ein deutlich höherer Aufwand als beim Strom.

2.6 Die Grundversorgung

67 Wird eine Abnahmestelle von einem Lieferanten abgemeldet, aber von keinem anderen Lieferanten angemeldet, springt der Grundversorger ein. Der Grundversorger wird vom jeweiligen Netzbetreiber für den Zeitraum von drei Jahren benannt, nach der Maßgabe, wer die meisten Endkunden im Netzgebiet beliefert. In aller Regel wird dies das EVU sein, das in dieser Region der ortsansässige Versorger ist. Der Lieferantenwechselprozess findet ohne eine Anmeldung durch den Grundversorger statt. Er bekommt den Kunden zugewiesen. Um eine reguläre Belieferung zu begründen, versucht der Grundversorger nun, mit dem Kunden einen Liefervertrag zu schließen. Ist die Abnahmestelle unbewohnt und ein möglicher Gebäudeeigentümer will nicht in die Belieferung einsteigen, oder der Kunde ist nicht vertragswillig, so kann der Grundversorger die Belieferung wegen Unzumutbarkeit ablehnen. Es obliegt nun dem Netzbetreiber, ob an der Abnahmestelle der Zähler gesperrt oder entfernt werden soll, denn jegliche Entnahme würde als nicht abrechenbarer Verbrauch beim Netzbetreiber in den Netzverlusten verbleiben. Die Grundversor-

gungspflicht erstreckt sich nur auf Kunden mit geringem Verbrauch. Großkunden stehen bei einer Abmeldung ihres Lieferanten ggf. ohne Bezugsquelle da und können vom Netzbetreiber mit Ende der Belieferung abgeschaltet werden.

2.7 Zählerstellung und Ablesung

68 Verantwortlich für den Betrieb der Zähler und deren Ablesung ist der Netzbetreiber, solange nichts anderes vereinbart wurde. Der Netzbetreiber organisiert daher als eigene Tätigkeit oder per Auftragsvergabe den Betrieb, die Instandhaltung, die Überprüfung und Erneuerung der Zähler. Das neue EnWG[9] sieht jedoch die Liberalisierung des Messwesens vor. Danach kann ein entsprechend qualifizierter Messstellenbetreiber in einem eigenen Rahmenvertrag mit dem Netzbetreiber vereinbaren, diese Aufgabe für eine beliebige Zahl von Abnahmestellen zu übernehmen. Voraussetzung ist eine entsprechende Beauftragung durch den Kunden. Als wichtige Aufgabe übernimmt der Netzbetreiber die Feststellung der Zählerstände zum Zeitpunkt des Lieferantenwechsels. Er kann sich dabei auf Meldungen der Lieferanten oder der Kunden verlassen oder auf einer Ablesung durch eigenes bzw. beauftragtes Personal bestehen. Letzteres ist der sicherere Weg, da eine nacheilende Klärung von Ständen zu hohen Aufwendungen und Verzögerungen führen kann. War eine Ablesung nicht möglich, darf qualifiziert geschätzt werden. Bei Großkunden mit registrierender Leistungsmessung liegen am Ende eines Monats in der Regel der fernausgelesene Lastgang sowie die dazugehörigen Zählerstände beim Netzbetreiber vor. Kleinkunden haben einen reinen Energiezähler, der den Verbrauch in kWh aufsummiert. Die Ablesung erfolgt jährlich entweder zu einem Stichtag oder im Rahmen der so genannten rollierenden Ablesung, bei der im Laufe eines Jahres reihum alle Zähler nach Bezirken einmal abgelesen werden. Manche Energiezähler haben zwei Zählwerke:

1. für den Energieverbrauch während der Tagesstunden, das Hochtarif- oder HT-Zählwerk

2. für den Energieverbrauch während der Nachtstunden, das Niedertarif- oder NT-Zählwerk.

9 HbE 11311

Die Umschaltung zwischen den Zählwerken erfolgt entweder mittels Zeitschaltuhren vor Ort oder über Rundsteuerempfänger, die von einer zentralen Stelle aus per Funk oder über das Stromnetz gesteuert werden. Die genauen Umschaltzeiten zwischen HT und NT variieren unter den Netzbetreibern. Die derart ermittelten Energieverbräuche unterliegen ggf. unterschiedlicher Bepreisung durch den Lieferanten und durch den Netzbetreiber. **69**

2.8 Die Abrechnung der Netznutzung Strom

2.8.1 Die Netznutzungsentgelte nach Netzebenen

In der Elektrizitätsversorgung werden zur Versorgung eines großen Gebietes und zur Befriedigung der unterschiedlichen Kapazitätswünsche der Kunden verschiedene Netzebenen betrieben. Es gibt die hierarchisch aufgebauten Entnahmespannungsebenen: **70**

- Höchstspannung, Entnahme in der Höchstspannung,
- Umspannung Höchst- auf Hochspannung, Entnahme aus der Höchstspannung,
- Hochspannung, Entnahme in der Hochspannung,
- Umspannung Hoch- auf Mittelspannung, Entnahme aus der Hochspannung,
- Mittelspannung, Entnahme in der Mittelspannung,
- Umspannung Mittel- auf Niederspannung, Entnahme aus der Mittelspannung, und
- Niederspannung, Entnahme in der Niederspannung.

Die Netznutzungsentgelte sind nach diesen Entnahmeebenen gestaffelt. Je mehr Netzebenen ein Kunde in Anspruch nimmt, desto höher ist das Netzentgelt. Des Weiteren richtet sich das Entgelt nach dem Umfang der Inanspruchnahme des Netzes, i. e. die bezogene Arbeit in kWh und, bei leistungsgemessenen Kunden, die höchste im Kalenderjahr bezogene Leistung als Viertelstundenmittelwert. Die Entnahmeebene kann vom Kunden nicht frei gewählt werden. Sie wird zum Zeitpunkt der Planung des Netzanschlusses in Abhängigkeit des Kundenbedarfs und der Planungsgrundsätze des Netzbetreibers festgelegt. **71**

2.8.2 Abgaben nach Konzessionsvertrag

72 Der Netzbetreiber schließt mit der Gemeinde einen Konzessionsvertrag, der ihm gestattet, auf öffentlichem Grund sein Netz (Strom, Gas, Wasser) zu bauen und zu betreiben. Der Vertrag hat mitunter eine Laufzeit von bis zu 20 Jahren und verpflichtet den Netzbetreiber, entsprechend der Konzessionsabgabenverordnung von seinen Kunden am Netz eine bestimmte Gebühr zu erheben und an die Gemeinde abzuführen. Gestaffelt nach der Höhe der Einwohnerzahl beträgt die Abgabe für Stromkunden ohne Leistungsmessung bis zu 2,39 ct pro kWh. Kunden, die einen Jahresverbrauch von Strom größer 30.000 kWh und in zwei Monaten eine Leistung von mindestens 30 kW bezogen haben, zahlen nur eine niedrige (Sondervertrags-) Konzessionsabgabe von 0,11 ct pro kWh. Dafür ist in der Regel eine Leistungsmessung erforderlich. Kunden, die eine Nachtstrom-Speicherheizung betreiben, zahlen für diese Sonderform der Nutzung ebenfalls wie die Sondervertragskunden nur 0,11 ct pro kWh.

73 Kunden, deren Netzanschluss in höheren Spannungsebenen liegt (Mittelspannung, Hochspannung), zahlen ebenfalls die niedrige Konzessionsabgabe. Hat der Lieferant einen speziellen Energiepreis für den Kundenverbrauch während der Nachtstunden (NT-Zeiten) kalkuliert, reduziert sich die Konzessionsabgabe für diese Schwachlastzeit auf 0,61 ct pro kWh.

2.8.3 Inhalte der Netznutzungsabrechnung Strom

74 Die Steuerung der Netznutzungsabrechnung ist für den Netzbetreiber die wichtigste Funktion des Netznutzungsmanagements. Durch die laufenden Lieferantenwechsel ändert sich im Fall von „All-inclusive-Lieferverträgen“ gleichzeitig der Schuldner der Netznutzung. Über 100 aktive Lieferanten am deutschen Strommarkt müssen entsprechend den von ihnen belieferten Kunden zählpunktscharf und monatlich nachvollziehbare Netznutzungsrechnungen erhalten.

75 Netzkunden, die die Netznutzung direkt mit dem Netzbetreiber vereinbart haben, erhalten dementsprechend Einzelrechnungen auf Basis ihres Verbrauchs. Der Lieferant erhält in diesem Fall keine Rechnung. Aus dem Netznutzungsmanagement wird mindestens monatlich eine entsprechende Mitteilung an das Abrechnungssystem erstellt, falls der Wechselprozess nicht schon im Abrechnungssystem

integriert ist. Darin wird fixiert, welcher Zählpunkt ab wann für welchen Lieferanten bzw. Netzkunden mit Netznutzung beliefert wird. Der Rechnungsbetrag wird sowohl summiert, als auch einzeln zählpunktscharf ausgewiesen. Die detaillierte Aufstellung wird elektronisch übermittelt. Die Netznutzungsrechnung beinhaltet im Allgemeinen:

- einen Arbeitspreis in ct/kWh,
- einen Grundpreis Netznutzung in €/Jahr,
- einen Leistungspreis, jährlich oder monatlich in €/kW,
- einen Messgerätepreis in €/Jahr,
- einen Preis für Ablesung und Abrechnung in €/Jahr,
- Zuschläge nach KWKG auf die Arbeit in ct/kWh,
- Zuschläge nach Konzessionsabgabenverordnung in ct/kWh,
- Kosten für allein genutzte Betriebsmittel in €/Jahr,
- Kosten für Blindstrommehrverbrauch in €/kVArh.

2.8.4 Die Mehr-/Mindermengenabrechnung

76 Kunden ohne Leistungsmessung (Profilkunden) haben einen reinen Energiezähler, der den Verbrauch in kWh aufsummiert. Die Ablesung erfolgt jährlich entweder zu einem Stichtag oder im Rahmen der rollierenden Ablesung. Der tatsächliche Verbrauch wird dem prognostizierten gegenübergestellt. Diese Differenzbildung nennt man Mehr-/Mindermengenberechnung. Hat der Kunde mehr verbraucht als prognostiziert, wurde dem Lieferanten eine zu geringe Menge in den Bilanzkreis gebucht. Es entstand eine Mindermenge. Hat der Kunde weniger verbraucht als prognostiziert, wurde dem Lieferanten eine zu große Menge in den Bilanzkreis gebucht. Es entstand eine Mehrmenge. Solche Differenzmengen gelten als vom Netzbetreiber geliefert. Hier tritt der Netzbetreiber ausnahmsweise als Lieferant auf. Sein Geschäftspartner für diese Lieferung ist der Lieferant der Endkunden. Für eine Mindermenge hat der Netzbetreiber Anspruch auf Vergütung durch den Lieferanten. Für eine Mehrmenge hat der Lieferant Anspruch auf Vergütung durch den Netzbetreiber. Über den Preis der Energie wurde lange gestritten. Im Endeffekt soll der Preis keinen Anreiz für die einseitige Fehlprognose geben und muss daher für beide Fälle einheitlich sein. Er wird heute börsenorientiert

gebildet. Der Mehr-/Mindermengenarbeitspreis für den betrachteten Monat orientiert sich an den jeweiligen Phelix-Base- und Phelix-Peak-Preisen im Spotmarkt der EEX[10] Leipzig. Die Abrechnung erfolgt nach Vorliegen der jährlichen Ablesewerte, in der Regel nach 13 Monaten. Dann liegen für das gesamte Netz die benötigten Daten vor. Pro Lieferant wird eine Ausgleichsrechnung erstellt, der zwecks Nachvollziehbarkeit eine Datei mit der Gegenüberstellung der Ist- und Prognosewerte der einzelnen Kunden beigefügt wird. Sowohl im analytischen als auch im synthetischen Lastprofilverfahren entstehen Mehr- und Mindermengen.

2.9 Die Abrechnung der Netznutzung Gas

2.9.1 Preisblatt des Ausspeisenetzbetreibers

77 Der Netzbetreiber, der das Gas bis zum Endverbraucher verteilt, wird auch Ausspeisenetzbetreiber genannt. Kleinkunden wird ein Entgelt auf Basis der bezogenen Energie und ggf. auch ein Grundpreis in Rechnung gestellt. Dabei ist vom Netzbetreiber im Preisblatt darauf zu achten, dass keine Sprünge im Preisverlauf entstehen, wodurch der Kunde beim Überschreiten einer Verbrauchsgrenze plötzlich einen erheblich abweichenden Durchschnittspreis entrichten muss.

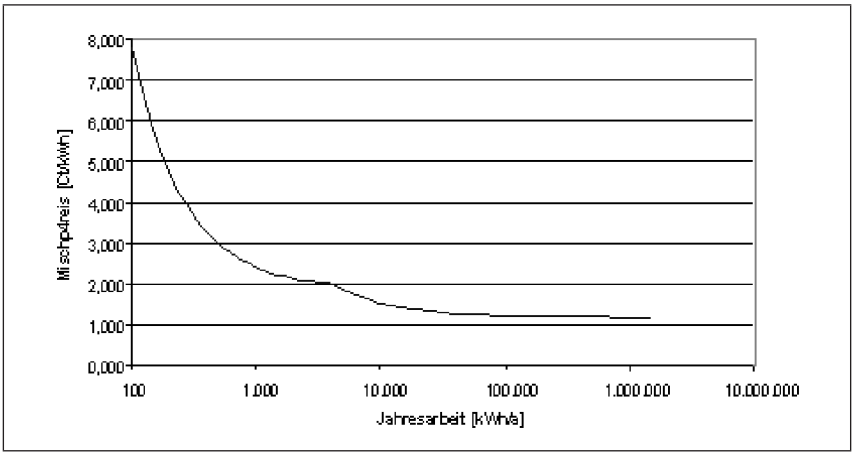


Abb. 2.3: Netznutzungsentgelt in Abhängigkeit von der transportierten Jahresarbeit

10 European Energy Exchange

2.9.2 Entgeltweitergabe des vorgelagerten Netzes

78 Im nunmehr allein zulässigen Zweivertragsmodell erhebt der Verteilnetzbetreiber nicht nur die Netzentgelte auf Basis der eigenen Netzkosten, sondern auch die Entgelte des vorgelagerten Netzbetreibers. Dieses Verfahren erfolgt kaskadenartig bis zum virtuellen Handelspunkt des marktgebietsaufspannenden Netzbetreibers. Die im Rahmen der internen Kapazitätsbestellung entstehenden Kosten schließt der Verteilnetzbetreiber in der Kalkulation seines Preisblattes auf der Ebene der Ortstransport-Netzkosten mit ein. Ein Ausweis der Netzentgelte der diversen beteiligten Netzbetreiber auf den Endverbraucherrechnungen ist derzeit nicht erforderlich.

2.10 Die Energiebilanzierung Strom

79 Dem Verteilnetzbetreiber obliegt die Pflicht der Energiemengenbilanzierung. Wie bei einer Bank müssen alle Energieflüsse auf einem Konto, dem Bilanzkreis, verbucht werden. Dabei kann es sich um Bilanzkreise von Lieferanten oder weiteren unterlagerten Verteilnetzbetreibern handeln. Im Endeffekt müssen alle Verbräuche von Endverbrauchern mit einer Auflösung einer Viertelstunde auf Bilanzkreise gebucht werden. Auch Einspeisungen durch Kraftwerke werden durch den Verteilnetzbetreiber Bilanzkreisen zugewiesen. Die Saldierung aller Einspeisungen in, und Entnahmen aus Bilanzkreisen sowie deren Ausgleich mit den Energiehändlern obliegt dem Bilanzkreiskoordinator. Diese Rolle wird von den Übertragungsnetzbetreibern wahrgenommen und soll hier nicht weiter ausgeführt werden. Bei der Anmeldung einer Abnahmestelle zur Netznutzung muss der Lieferant einen Bilanzkreis angeben. Der Netzbetreiber hat zu prüfen, ob der Lieferant die Berechtigung für diese Zuordnung besitzt. In den meisten Fällen verwenden die Lieferanten eigene Bilanzkreise. Weiterhin muss der Netzbetreiber prüfen, ob der Bilanzkreiskoordinator den Bilanzkreis für Buchungen zulässt. Bilanzkreise können von ihm aufgrund von Insolvenzen o. Ä. in Tagesfrist geschlossen werden. Einspeisungen und Entnahmen von Kunden mit Lastgangzählern werden – wie gemessen – dem Bilanzkreis zugeordnet. Bei Kunden ohne Leistungsmessung gibt es ersatzweise ein Lastprofil. Das Lastprofil liegt standardisiert mit einer Jahresarbeit von ca. 1.000 kWh vor. Geringe Abweichungen stellen sich durch die schwankende Zahl

von Werk-, Wochenend- und Feiertagen in den verschiedenen Kalenderjahren ein. Für einen Profilkunden schätzt der Netzbetreiber dessen Jahresverbrauch, wenn vorhanden auf Basis der letzten Verbrauchserfassung. In den Bilanzkreis wird das mit dem Verhältnis Jahresverbrauch: 1.000 kWh skaliertes Standardlastprofil eingestellt.

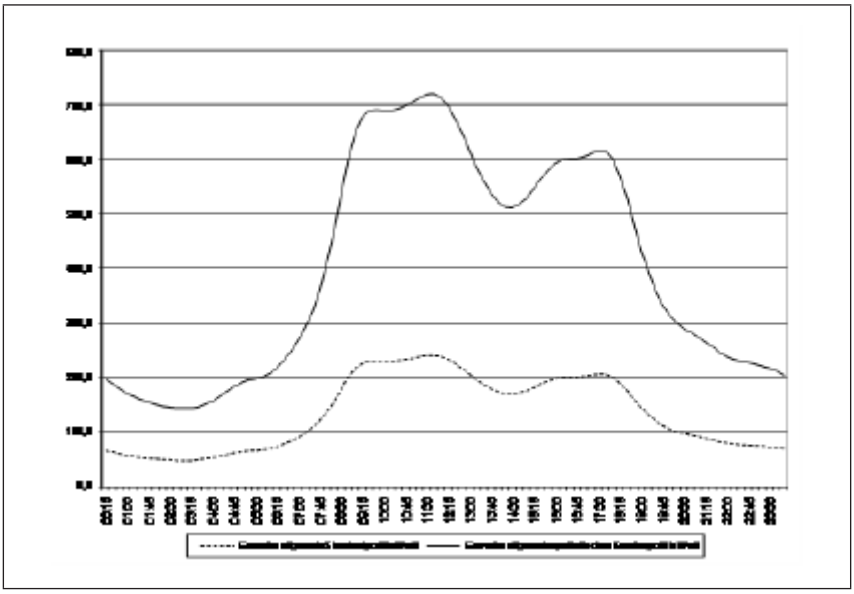


Abb. 2.4: Standardlastprofil und skaliertes Kundenprofil; Prognosejahresverbrauch 3.000 kWh

80 Im synthetischen Lastprofilverfahren werden die so gewonnenen Werte ungeändert den Bilanzkreisen hinzugebucht. Tatsächlich hat sich aber der Kundenverbrauch so nicht ereignet.

Diese so genannten Profilabweichungen werden ersichtlich, wenn der Netzbetreiber in der Netzbilanz alle Einspeisungen und Entnahmen saldiert. Die Summe der Profilabweichungen wird einem Differenzbilanzkreis zugeordnet, gilt als vom Netzbetreiber geliefert und muss von diesem gesondert beschafft werden. Die Kosten für die Bewirtschaftung darf er im Rahmen der Kalkulation der Netzentgelte in Ansatz bringen. Alternativ kann der Netzbetreiber im analytischen Lastprofilverfahren die bei der Netzbilanzierung entstehenden Abweichungen mit Zerlegungsfaktoren vollständig und viertelstundenweise auf die Lastprofile verteilen. Als Resultat geht die Netzbilanz prinzi-

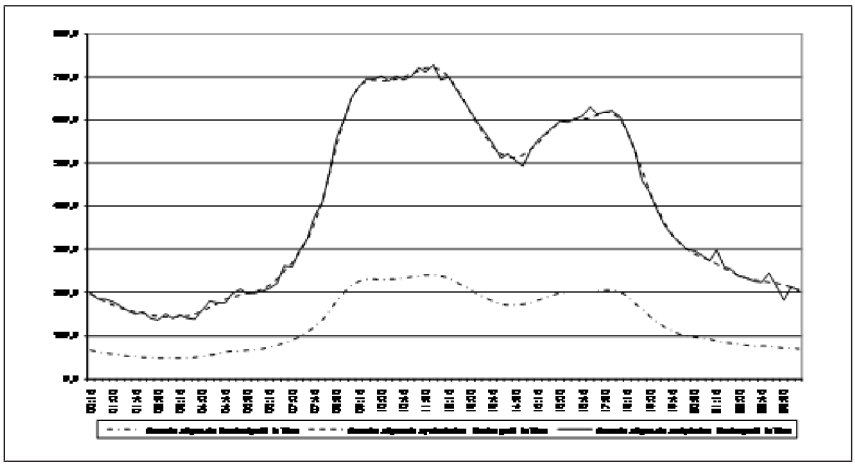


Abb. 2.5: Standardlastprofil und skaliertes analytisch korrigiertes Kundenprofil; Prognosejahresverbrauch 3.000 kWh

piell zu null auf, eine Bildung und Bewirtschaftung des Differenzbilanzkreises durch den Netzbetreiber entfällt. Falls sich im Nachgang herausstellt, dass ein registrierender Lastgang oder eine Profilzuordnung geändert werden muss, wirkt sich diese auf *alle* analytisch gebildeten Bilanzkreismeldungen aus.

Nachteil für den Lieferanten ist, dass der Energieverbrauch der Pro- **81**
filkunden nicht im Vorhinein feststeht und er auch für diese Kunden-

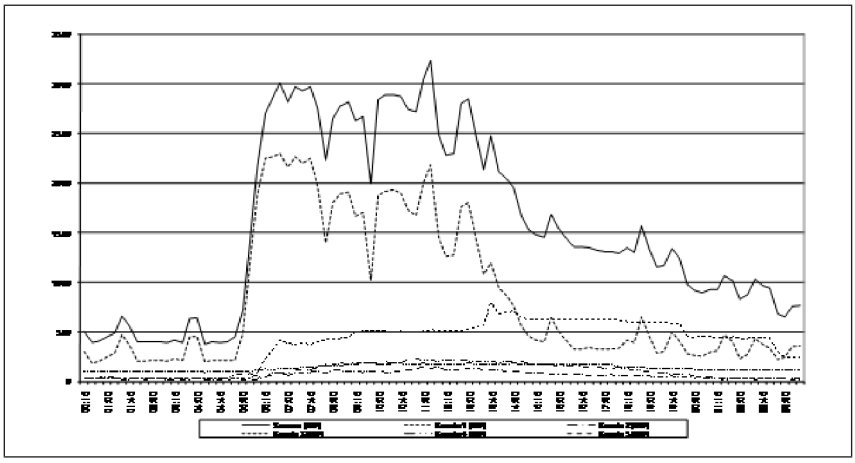


Abb. 2.6: Summenlastgang aus mehreren Lastgängen für die 96 Viertelstundenwerte eines Tages

gruppe wie für die Lastgangkunden eine reguläre Lastprognose erstellen muss. Der Netzbetreiber versendet monatlich eine Bilanzkreismeldung an den Bilanzkreiskoordinator (das ist der Übertragungsnetzbetreiber), in der alle Buchungen pro Bilanzkreis summiert sind. Parallel dazu erhalten alle Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) und Energielieferanten die Bilanzkreismeldung „ihres" Bilanzkreises, neben allen kundenscharfen Lastgängen/Lastprofilen vom VNB. In einer anschließenden Clearingzeit werden die Mengen abgestimmt, bevor der Bilanzkreiskoordinator auf dieser Basis die Energieabrechnung für die BKV erstellt.

2.11 Die Energiebilanzierung Gas

82 Die Aufgaben sind sehr ähnlich zu denen beim Strom. Auch hier verwendet man Bilanzkreise, was Bankkonten für Energie entspricht. Der marktgebietsaufspannende Netzbetreiber (die Transportnetzebene) ist aber alleinig verpflichtet und berechtigt, Bilanzkreise für die Lieferanten einzurichten. Darin können Ein- und Ausspeisungen saldiert werden. Alle Differenzen zwischen Ein- und Ausspeisungen werden vom marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber ausgeglichen. Die dafür notwendige Ausgleichsenergie muss er nach transparenten, nicht diskriminierenden und marktorientierten Verfahren beschaffen. Die verwendete Energie wird je nach Inanspruchnahme den Bilanzkreisverantwortlichen in Rechnung gestellt.

2.12 Datentechnische Abwicklung des Lieferantenwechsels Strom

2.12.1 Elektronische Schnittstelle für den Lieferantenwechselprozess

83 Der Lieferantenwechsel mit den dazugehörigen Varianten erfolgt inzwischen papierlos. Per E-Mail kommunizieren die Marktpartner, begründen oder schließen Verträge, Belieferungsverhältnisse, steuern die Abrechnungen, informieren über bezogene Energiemengen.

2.12.2 Festlegung der Geschäftsprozesse durch die Bundesnetzagentur

Die Bundesnetzagentur hat am 13.07.2006 mittels Verordnung ein- **84**
heitliche Geschäftsprozesse und Datenformate für den Lieferantenwechselprozess für die Belieferung von Kunden mit Elektrizität (GPKE) festgelegt. Der Beschluss trägt die Bezeichnung BK 06-06-009. Er versucht, alle aufkommenden Geschäftsvorfälle lückenlos abzubilden und einen weit gehend automatisierten Prozess zu ermöglichen.

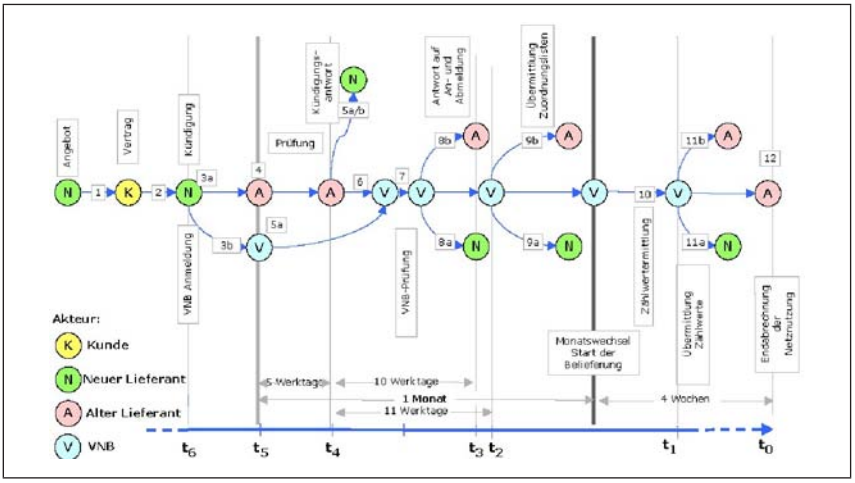


Abb. 2.7: BNetzA Beschluss BK 06-06-009, Anlage zum Beschluss, 1.8 Übersichtsdiagramm, Ablauf und Fristen Lieferantenwechsel

Die BNetzA erwartet eine Belebung des Wettbewerbs durch eine ver- **85**
bindliche und einheitliche Vorgabe. Die Regelungen des Beschlusses sind unter Einbeziehung des Know-hows der bereits aktiven Marktteilnehmer getroffen worden. Bei der Ausgestaltung im Detail hat die BNetzA weit gehend die schon vorhandenen und im Konsens gelebten Abläufe übernommen. Mit dem Beschluss werden standardisierbare Geschäftsprozesse (vor allem Lieferantenwechsel, Ein- und Auszüge und Zählerstand-/Zählwerteübermittlung) rechtsverbindlich. Außerdem wurde über ein zum elektronischen Datenaustausch erforderliches, bundeseinheitliches Datenformat (EDIFACT)[11] und des-

11 Electronic Data Interchange for Administration, Commerce and Transport

sen Einführung entschieden. Aufgrund der bei vielen Netzbetreibern vorzunehmenden EDV-Umstellungen hatte die BNetzA eine Umsetzungsfrist bis zum 01.08.2007 eingeräumt. Inzwischen ist der Markt in der produktiven Anwendung der EDIFACT-Nachrichten. Dabei ist es längst nicht allen Marktteilnehmern gelungen, die EDV-Systeme rechtzeitig zu ertüchtigen, sodass noch in großem Umfang eine halbautomatische Verarbeitung der Prozesse und Decodierung der Nachrichten durchgeführt werden muss. Darüber hinaus eröffnet der Beschluss den Unternehmen die Möglichkeit, neben den standardisierten Geschäftsprozessen und Datenformaten abweichende Regelungen zu treffen. Damit wird zum einen sichergestellt, dass Fortschritte bei der Gestaltung der Geschäftsprozesse und deren Automatisierung nicht an behördlichen Festlegungen scheitern. Zum anderen eröffnet die Bundesnetzagentur verbundenen Unternehmen die Möglichkeit, bestehende Sonderlösungen, die bereits funktionieren, beizubehalten. Nach Ablauf einer Übergangsfrist bis zum 01.10.2009 mussten diese Sonderlösungen aus Gründen der Gleichbehandlung jedoch allen Marktbeteiligten angeboten oder auf die Standardprozesse umgestellt werden.

2.13 Datentechnische Abwicklung des Lieferantenwechsels Gas

86 Die BNetzA beabsichtigte, für die Belieferung von Kunden mit Gas ebenfalls einheitliche Geschäftsprozesse und Datenformate für den Lieferantenwechselprozess einzuführen. Am 20.08.2007 hat die Bundesnetzagentur hierzu eine Festlegung in Form des Beschlusses BK7-06-067 unter dem Titel Geschäftsprozesse Lieferantenwechsel Gas (GeLi Gas) verfasst. Umsetzungsfrist war der 01.08.2008. Seitdem wird GeLi Gas im Datenformat EDIFACT praktiziert.

3 Literatur

[1] Kornatz, A.; Pongé, M.: Kompaktwissen Energiewirtschaft, Band 5 Strom- und Gasnetze und deren Nutzung, Euroforum Verlag, 2008

[2] Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 Abs. 1b) EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen

Gasversorgungsnetzen (Kooperationsvereinbarung III – KOV III), Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), 29.7.2008

[3] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG), 21.8.2009

[4] Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung – StromNZV), 17.10.2008

[5] Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung – GasNZV), 17.10.2008

[6] Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung – StromNEV), 21.8.2009

[7] Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzentgeltverordnung – GasNEV), 17.10.2008

[8] Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Grundversorgung von Haushaltskunden und die Ersatzversorgung mit Elektrizität aus dem Niederspannungsnetz (Stromgrundversorgungsverordnung – StromGVV), 17.10.2008

[9] Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Grundversorgung von Haushaltskunden und die Ersatzversorgung mit Gas aus dem Niederdrucknetz (Gasgrundversorgungsverordnung – GasGVV), 17.10.2008

[10] Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Elektrizitätsversorgung in Niederspannung (Niederspannungsanschlussverordnung – NAV), 17.10.2008

[11] Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Gasversorgung in Niederdruck (Niederdruckanschlussverordnung – NDAV), 17.10.2008

[12] Verordnung über Rahmenbedingungen für den Messstellenbetrieb und die Messung im Bereich der leitungsgebundenen

Elektrizitäts- und Gasversorgung (Messzugangsverordnung – MessZV), 17.10.2008

[13] Beschluss BK6-06-009, Festlegung einheitlicher Geschäftsprozesse und Datenformate zur Abwicklung der Belieferung von Kunden mit Elektrizität, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 11.07.2006

[14] Beschluss BK7-06-074, Festlegung einheitlicher Geschäftsprozesse und Datenformate beim Wechsel des Lieferanten bei der Belieferung mit Gas, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 20.08.2007

(Re-)Kommunalisierung der Energieversorgung

Ivo Lormes

In den Jahren 2007 bis 2011 wurden in Deutschland lt. Angaben des Verbandes kommunaler Unternehmen (VKU) mehr als 40 kommunale Energieversorger bzw. Stadtwerke neu gegründet. Ausgelöst durch das Auslaufen zahlreicher Konzessionsverträge nutzten und nutzen einige Kommunen die Chance, die Energieversorgung in die eigenen Hände zu nehmen. Der vorliegende Beitrag skizziert vor diesem Hintergrund ausgewählte Eckpunkte dieser sog. (Re-)Kommunalisierungen der Energieversorgung. Es wird der Versuch unternommen, eine Schneise durch die vielgestaltigen energiewirtschaftlichen, rechtlichen, betriebswirtschaftlichen und kommunalwissenschaftlichen Themenstellungen zu schlagen, die im Zusammenhang mit der Übernahme kommunaler Verantwortung im Bereich der Energieversorgung relevant sind.

Inhaltsübersicht

		Seite
1	Einleitung	2
2	(Energie-)Wirtschaftliche Betätigung von Kommunen	2
3	Auslöser von (Re-)Kommunalisierungen	5
3.1	Auslaufen von Konzessionsverträgen	5
3.2	Handlungsoptionen der Kommunen	7
3.2.1	„Netzüberlassung“ als Ausgangspunkt	7
3.2.2	Optionen zur Übernahme des Verteilnetzgeschäftes	7
3.3	Motive und Zielsetzungen der Kommunen	10
3.3.1	Allgemeine Ursachen von (Re-)Kommunalisierungen	10
3.3.2	Zielsetzungen im Bereich der Energieversorgung	12
4	Umsetzung von (Re-)Kommunalisierungen/ Aufbau eines kommunalen Energieversorgers	12
4.1	Konzessionsvergabe	12
4.2	Typen von Stadtwerke-Neugründungen	13
4.3	Entwicklung der Geschäftsfelder	15
4.3.1	Netzerwerb und Netzgeschäft	16
4.3.2	Aufbau des Vertriebsgeschäftes	18
4.3.3	Weitere Geschäftsfelder	18
5	Fazit und Ausblick	19
6	Literatur	20

1 Einleitung

„Landauf, landab planen [...] Kommunen, die örtlichen Stromnetze teils oder vollständig zu übernehmen, darunter Metropolen wie Hamburg oder Stuttgart“ [1]. In der Tat kann man gut eine Dekade nach der Privatisierungswelle auf Bundes-, Landes- und kommunaler Ebene inzwischen von einer (Re-)Kommunalisierungswelle sprechen, die sich nicht nur auf die Energieversorgung, sondern auch auf weitere freiwillige oder pflichtige Aufgaben der Kommunen bezieht und die primär im Bereich der Daseinsvorsorge (Wasserversorgung, Abfallentsorgung, Rettungsdienst) zu verorten sind.

Unter dem Begriff (Re-)Kommunalisierung wird dabei allgemein verstanden, „[...] früher privatisierte Aufgaben in den Bereich der öffentlichen Verfügungsgewalt zurückzuholen“ [2] bzw. in der Vergangenheit privatwirtschaftlich bewerkstelligte Aufgaben erstmalig in das kommunale Aufgabenportfolio zu überführen. In der Energiewirtschaft wird derzeit von einer (Re-)Kommunalisierungswelle gesprochen, da einige Kommunen die mit dem Auslaufen der Elektrizitäts- und Gaskonzessionsverträge verbundenen Möglichkeiten nutzen, die örtlichen Energieverteilnetze im Rahmen der Gründung eines eigenen Energieversorgungsunternehmens zu übernehmen.

Der vorliegende Beitrag befasst sich vor diesem Hintergrund mit einigen ausgewählten Aspekten von (Re-)Kommunalisierungen der Energieversorgung. Ausgehend von den rechtlichen Rahmenbedingungen der (energie-)wirtschaftlichen Betätigung von Kommunen (Kapitel 2) werden Auslöser (Kapitel 3) sowie die Umsetzung von (Re-)Kommunalisierungen (Kapitel 4) betrachtet [3].

2 (Energie-)Wirtschaftliche Betätigung von Kommunen

Die Entwicklung und Ausweitung der wirtschaftlichen Betätigung von Kommunen im Verlauf des 19. Jahrhunderts fand ihre Rechtfertigung insbesondere in dem tiefgreifenden, strukturellen Wandel der Gesellschaft (Industrialisierung, Urbanisierung etc.) sowie den daraus für die Städte erwachsenden Notwendigkeiten und Verpflichtungen

zur Erbringung bestimmter Daseinsvorsorge-Aufgaben und erfolgte zunächst ohne rechtliche Restriktionen für die Kommunen.

Die Deutsche Gemeindeordnung von 1935/1936 setzte den Gemeinden in § 67 erstmals Grenzen bzgl. ihrer wirtschaftlichen Betätigungsmöglichkeiten. Hier ist mit der sog. Schrankentrias (Abb. 2.1) auch die Grundsystematik des bis heute anzutreffenden sog. Gemeindewirtschaftsrechts angelegt.

Diese in allen Kommunalverfassungen bzw. Gemeindeordnungen der Bundesländer anzutreffende Systematik sieht vor, dass Kommunen nur unter Beachtung bestimmter Bedingungen zur Erfüllung ihrer Aufgaben wirtschaftlich tätig werden dürfen (beispielhaft wird im Folgenden auf die entsprechenden Regelungen der Gemeindeordnung Nordrhein-Westfalens rekurriert).

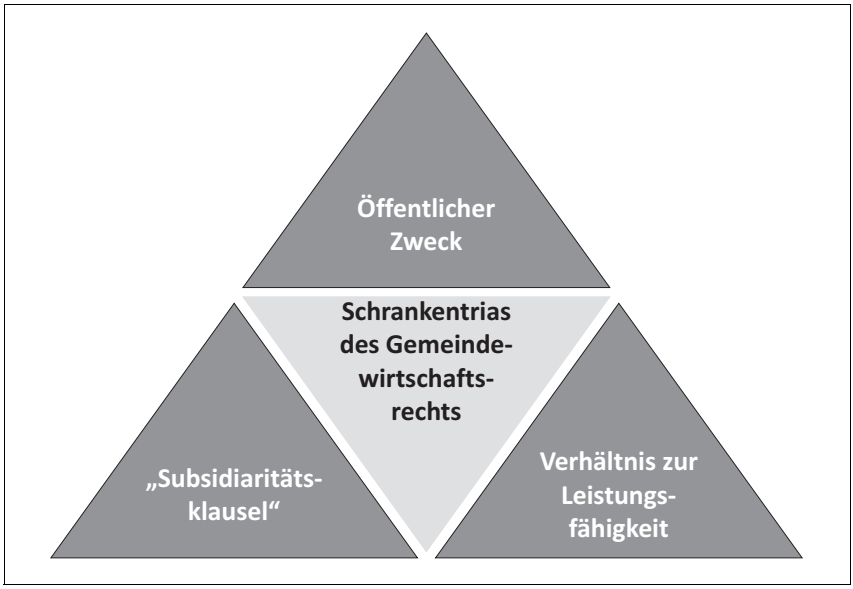


Abb 2.1: Schrankentrias des Gemeindewirtschaftsrechts

Die erste Bedingung für die Zulässigkeit kommunalwirtschaftlicher Betätigung ist demnach, dass ein *öffentlicher Zweck* diese Betätigung erfordert (§ 107 Abs. 1 Nr. 1 GO NRW). Einerseits verfügen die Kommunen bei der Auslegung dieses unbestimmten Rechtsbegriffs

über einen weiten, der richterlichen Überprüfung weitgehend entzogenen Beurteilungsspielraum. Andererseits ist es herrschende Meinung, dass die Unmittelbarkeit des öffentlichen Zwecks gewährleistet sein muss. Dementsprechend reicht etwa die mittelbar einem öffentlichen Zweck zuträgliche Gewinnerzielungsabsicht nicht aus.

Die zweite Bedingung regelt, dass „die Betätigung nach Art und Umfang in einem *angemessenen Verhältnis zur Leistungsfähigkeit* der Kommune steht" (§ 107 Abs. 1 Nr. 2 GO NRW). Hierdurch soll vermieden werden, dass Kommunen im Rahmen wirtschaftlichen Tätigwerdens unverhältnismäßig hohe Risiken eingehen.

Die dritte Auflage für die Gemeinden beinhaltet, dass „der öffentliche Zweck *durch andere Unternehmen nicht besser und wirtschaftlicher erfüllt* werden kann" (§ 107 Abs. 1 Nr. 3 GO NRW). Diese sog. Subsidiaritätsklausel soll ein allzu ausschweifendes wirtschaftliches Tätigwerden der Gemeinden zu Lasten privatwirtschaftlicher Unternehmen unterbinden.

Während diese Regelungen zu Zeiten des eher privatisierungsorientierten Zeitgeistes der letzten beiden Jahrzehnte tendenziell zu Lasten des kommunalen Spielraums verschärft wurden, ist in den letzten Jahren bzgl. des Gemeindewirtschaftsrechts der gegenläufige Trend zu beobachten. Immer mehr Bundesländer lockern ihre entsprechenden Bestimmungen im Zuge von Reformen der Gemeindeordnungen, auch mit Blick auf die nunmehr mitunter separat geregelte *energiewirtschaftliche Betätigung von Kommunen.*

So heißt es etwa in dem neuen § 107 a GO NRW: „Die wirtschaftliche Betätigung in den Bereichen der Strom-, Gas- und Wärmeversorgung dient einem öffentlichen Zweck und ist zulässig, wenn sie nach Art und Umfang in einem angemessenen Verhältnis zu der Leistungsfähigkeit der Gemeinde steht." Folglich findet z. B. in NRW mit Blick auf o. g. Schrankentrias die energiewirtschaftliche Betätigung von Kommunen ihre Schranke nach dieser in 2010 verabschiedeten Reform der Gemeindordnung lediglich im Grundsatz des angemessenen Verhältnisses zur Leistungsfähigkeit der Gemeinde. Die Bedingungen „Öffentlicher Zweck" und „Subsidiaritätsklausel" hingegen werden im Bereich der energiewirtschaftlichen Betätigung per se als erfüllt unterstellt.

Als ein Erklärungsfaktor für den Einstieg in bzw. die Ausweitung der energiewirtschaftlichen Betätigung der Kommunen kann dementsprechend die Lockerung der rechtlichen Restriktionen in den Gemeindeordnungen gelten, die die Kommunen durchaus als Aufforderung zu Einstieg oder Ausweitung dieser Aktivitäten verstehen.

3 Auslöser von (Re-)Kommunalisierungen

3.1 Auslaufen von Konzessionsverträgen

Ausgangspunkt für die derzeitigen (Re-)Kommunalisierungen im Bereich der Energieversorgung ist die Tatsache, dass im Bundesgebiet laut Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) derzeit und in den nächsten Jahren rd. 2.000 Strom- und Gaskonzessionsverträge auslaufen. Konzessions- bzw. Wegenutzungsverträge sind dabei „privatrechtliche Verträge über die Nutzung öffentlicher Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen, die zu einem Energienetz der allgemeinen Versorgung gehören" [4].

In § 46 des Gesetzes über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)) und der Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas (Konzessionsabgabenverordnung (KAV)) sind die zentralen Rechtsgrundlagen im Bereich von Konzessionsverträgen (Wegenutzungsverträgen) zur Durchleitung von Strom und Gas niedergelegt. Diese liefern wichtige Anhaltspunkte mit Blick auf das Auslaufen von Konzessionsverträgen.

So regelt *§ 46 EnWG* u. a., dass das Auslaufen von Konzessionsverträgen spätestens zwei Jahre vor deren Ablauf bekannt zu machen ist, die Neuvergabe der Konzession diskriminierungsfrei zu erfolgen hat und dass Konzessionsverträge für maximal 20 Jahre abgeschlossen werden dürfen. Diese Vorgaben sind Ausfluss der europarechtlichen Grundsätze der Gleichbehandlung und Transparenz bei der Vergabe von öffentlichen Aufträgen im Allgemeinen und Dienstleistungskonzessionen im Besonderen.

Für zahlreiche Kommunen ist die sog. Bekanntmachungspflicht bzgl. des Auslaufens der Konzessionsverträge zwei Jahre vor deren Auslaufen der Anlass, sich mit der künftigen Gestaltung der örtlichen Ener-

gieversorgung zu beschäftigen und die verschiedenen Zukunftsoptionen vergleichend zu prüfen.

Die *KAV* regelt u. a. die Höhe der Konzessionsabgaben (§ 2) sowie die zulässigen und ausdrücklich unzulässigen Nebenleistungen (§ 3).

Die Höhe der Konzessionsabgabe ist in § 2 KAV als Höchstpreisrecht (Cent/kWh) ausgestaltet (differenziert nach Strom und Gas, nach Tarif- und Sondervertragskunden und nach Einwohnerzahl der jeweiligen Kommune). Für die Durchleitung von Strom und Gas erhält die Kommune somit unabhängig davon, ob der Konzessionsnehmer ein privater oder öffentlicher, ein fremder oder eigener Netzbetreiber ist, bei konstanten Durchflussmengen Strom und Gas faktisch immer Konzessionsabgaben in gleicher Höhe.

War es beim Abschluss der Konzessionsverträge vor 20 Jahren noch möglich, über die Konzessionsabgaben hinaus für die Kommunen gewisse Nebenleistungen zu vereinbaren, so ist dies entsprechend der aktuell gültigen Fassung der KAV nur noch innerhalb des in der Verordnung abschließend definierten Rahmens möglich (§ 3 Abs. 1 Nr. 1–3 KAV: Gemeinderabatt, Folgekostenvereinbarung, Verwaltungskostenbeiträge; § 3 Abs. 2 Nr. 1: „Leistungen der Versorgungsunternehmen bei der Aufstellung kommunaler oder regionaler Energiekonzepte oder Maßnahmen, die dem rationellen und sparsamen sowie Ressourcen schonenden Umgang mit der vertraglich vereinbarten Energieart dienen, bleiben unberührt, soweit sie nicht im Zusammenhang mit dem Abschluss oder der Verlängerung von Konzessionsverträgen stehen“).

Die Tatsache, dass aus der Perspektive der Kommunen das maximal zulässige Konzessionsabgabenaufkommen damit garantiert ist und für Alt- und mögliche Neu-Konzessionäre aufgrund besagter rechtlicher Restriktionen keine entscheidenden Differenzierungsmöglichkeiten im Wettbewerb um Konzessionen bestehen, führt dazu, dass sich die Kommunen vermehrt anderen Modellen als der Verlängerung der Konzessionsverträge mit den Alt-Konzessionären oder einer Neuvergabe der Strom- und Gaskonzessionen an dritte, externe Energieversorgungsunternehmen zuwenden.

3.2 Handlungsoptionen der Kommunen

3.2.1 „Netzüberlassung" als Ausgangspunkt

Entscheidet sich eine Kommune für die nähere Prüfung der neben der Verlängerung oder externen Neuvergabe der Konzessionsverträge bestehenden Optionen, so sind die von den Alt-Konzessionären herauszugebenden Netzinformationen (Details siehe z. B. im Leitfaden von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur zur Vergabe von Strom- und Gaskonzessionen und zum Wechsel des Konzessionsnehmers) die zentrale Grundlage für die erforderlichen Machbarkeits- und Wirtschaftlichkeitsanalysen.

Die Begründung hierfür findet sich neben den Endschaftsbestimmungen der Konzessionsverträge in § 46 Abs. 2 Satz 2 EnWG: „Werden solche Verträge nach ihrem Ablauf nicht verlängert, so ist der bisher Nutzungsberechtigte verpflichtet, seine für den Betrieb der Netze der allgemeinen Versorgung im Gemeindegebiet notwendigen Verteilungsanlagen dem neuen Energieversorgungsunternehmen gegen Zahlung einer wirtschaftlich angemessenen Vergütung zu überlassen."

Ausgangspunkt der neben Neuabschluss oder Verlängerung der Wegenutzungsverträge weiteren kommunalen Gestaltungsoptionen ist somit der Kauf des Strom- und/oder Gasversorgungsnetzes von den ehemaligen Konzessionsnehmern.

3.2.2 Optionen zur Übernahme des Verteilnetzgeschäftes

Ausgehend von den aus § 46 EnWG in Verbindung mit den Standard-Endschaftsbestimmungen der Konzessionsverträge resultierenden (Rück-)Übertragungsansprüchen der Konzessionsgeber an den Versorgungsnetzen, verfügen die Kommunen neben der Verlängerung oder Neuvergabe der Konzessionsverträge an dritte Energieversorgungsunternehmen über verschiedene grundsätzliche Optionen zur Übernahme des Verteilnetzgeschäftes im Sinne einer (Re-)Kommunalisierung.

Versucht man, die vielgestaltigen kommunalen Optionen zur Übernahme des Verteilnetzgeschäftes im Strom- und Gasbereich zu syste-

matisieren, so ist zunächst eine Unterscheidung in Netzeigentum und Netzbewirtschaftung zielführend.

Das Versorgungsnetz geht – eine diskriminierungsfreie Konzessionsvergabe an eine neue städtische Gesellschaft („NewCo") unterstellt – gegen eine wirtschaftlich angemessene Vergütung in das kommunale Eigentum bzw. jenes einer städtischen Eigengesellschaft über; diese wird Netzeigentümer bzw. Asset Owner.

Da Kommunen – aufgrund ihrer Größe, fehlenden Know-hows in der Energieversorgung bzw. im Betrieb von Energieversorgungsnetzen und auch mit Blick auf die Kapitalintensität eines solchen Schrittes etc. – mit Gründung und Aufbau eines eigenen Energieversorgers im Alleingang („Stand alone") unverhältnismäßige Risiken eingehen würden, werden auf der Ebene des *Netzeigentümers* bzw. auf gesellschaftsrechtlicher Ebene der städtischen NewCo häufig Kooperationsmodelle angestrebt (Abb. 3.1). Neben der Beteiligung eines strategischen Partner-EVU sind auch interkommunale Kooperationsmodelle denkbar, bei denen mehrere Kommunen ein gemeinsames Regionalwerk gründen.

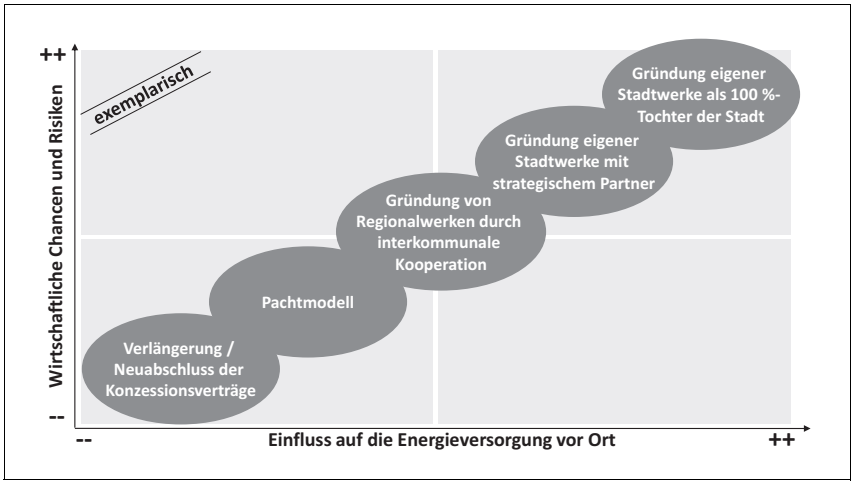


Abb 3.1: Handlungsoptionen der Kommunen

Als Sonderfall kann auf der Ebene des Netzeigentums das Pachtmodell angesehen werden. Einerseits geht dieses mit einem Eigentumsübergang der Netze von den Alt-Konzessionären auf eine städtische

Besitzgesellschaft im Sinne einer (Re-)Kommunalisierung einher. Andererseits wird dann aber ein längerfristiger Pachtvertrag mit einem dritten EVU abgeschlossen, das als Pächter gegen Zahlung eines entsprechenden Pachtzinses eigentümerähnliche Funktionen hat. Neben der Frage, inwieweit Pachtmodelle in dem hier interessierenden Zusammenhang für Verpächter und Pächter wirtschaftlich tragfähig und attraktiv sein können, kann im Wege des Pachtmodells der häufig angestrebte kommunale Einfluss auf die kommunale Energieversorgung im Gegensatz zur externen Konzessionsvergabe nur marginal vergrößert werden. Pachtmodelle spielen aus diesen Gründen im Rahmen von (Re-)Kommunalisierungen eine nachgeordnete Rolle.

Auch auf der Ebene der *Netzbewirtschaftung* gibt es verschiedene Gestaltungsoptionen für die Kommunen. Auf einem Kontinuum zwischen vollumfänglicher Eigenerbringung von Asset Management und Asset Service bis hin zu vollumfänglicher Fremdleistung gibt es zahlreiche, individuell auszugestaltende Differenzierungsmöglichkeiten für die Kommunen. Die kommunalen Gestaltungsmöglichkeiten in diesem Bereich werden allerdings beschränkt durch die Erfordernisse der Genehmigung des Netzbetriebs entsprechend § 4 EnWG, wonach die Genehmigung versagt werden darf, „wenn der Antragsteller nicht die personelle, technische und wirtschaftliche Leistungsfähigkeit und Zuverlässigkeit besitzt, um den Netzbetrieb entsprechend den Vorschriften dieses Gesetzes auf Dauer zu gewährleisten". Da energiewirtschaftlich bis dato nicht aktive Kommunen diese Bedingungen alleine in aller Regel nicht erfüllen können, ist die Einbindung eines strategischen Partners oder eines Betriebsführers zur Bewerkstelligung der Netzbewirtschaftung zumindest in den ersten Jahren quasi unerlässlich.

Insgesamt stehen Kommunen, die eine (Re-)Kommunalisierung der Energieversorgung bzw. des Verteilnetzgeschäftes in Erwägung ziehen, somit vor der Aufgabe, sich in diesem Koordinatensystem von Modellen bzgl. Netzeigentum und Netzbewirtschaftung ihr individuelles Profil zu erarbeiten. Dass die zahlreichen denkbaren Modelle verschiedene wirtschaftliche Chancen- und Risiken-Profile aufweisen und auch erhebliche Unterschiede mit Blick auf den kommunalen Einfluss auf die Energieversorgung mit sich bringen, versteht sich dabei von selbst und ist mit Blick auf die politischen und wirtschaftlichen Zielsetzungen in jeder Kommune individuell festzulegen.

3.3 Motive und Zielsetzungen der Kommunen

Gerade mit Blick auf die „Privatisierungs- und Deregulierungseuphorie“ und den „Ausverkauf des kommunalen Tafelsilbers“ in den letzten beiden Jahrzehnten stellt sich die Frage nach den Motiven und Zielsetzungen der Kommunen im Rahmen der nunmehr zu konstatierenden (Re-)Kommunalisierungswelle.

3.3.1 Allgemeine Ursachen von (Re–)Kommunalisierungen

Allgemein sieht etwa Röber drei wesentliche Ursachen der Kommunalisierungsrenaissance [2].

Erstens stellen *Misserfolge von Privatisierungen* eine Ursache für (Re-)Kommunalisierungen dar. In vielen Fällen wurden die mit der Privatisierung kommunaler Aufgaben verbundenen Erwartungen nicht erfüllt; die Qualität der Leistungserbringung etwa im Abfallent- oder Wasserversorgungsbereich sank, während die Preise stiegen. Bietet sich nun – aus welchen Gründen auch immer – ein „window of opportunity“ für die Kommunen, die Erbringung dieser Daseinsvorsorge-Aufgaben wieder selbst in die Hand zu nehmen und ist dies sogar noch wirtschaftlich tragfähig, dann greifen die Kommunen zu, sofern alle Voraussetzungen stimmen.

In dem *gewachsenen Selbstbewusstsein der Kommunen* sieht Röber die zweite wesentliche Ursache für den (Wieder-)Einstieg der Kommunen in geeignete Betätigungsfelder. In den vergangenen Jahren erhielten im Rahmen des sog. New Public Management-Diskurses immer mehr privatwirtschaftliche Controlling- und Steuerungsinstrumente Einzug in die Rathäuser. Im Ergebnis sehen sich die Städte und Gemeinden heute besser als noch vor einigen Jahren in der Lage, ihr Portfolio kommunalwirtschaftlicher Aktivitäten nach den Anforderungen der entsprechenden Märkte und Wirtschaftlichkeits- und Rentabilitätsgesichtspunkten zu betreiben und zu steuern. Vor diesem Hintergrund gelangen Verwaltung, Politik und Bürgerschaft immer häufiger zu der Auffassung, die wirtschaftlichen Potenziale von sog. „Dienstleistungen im allgemeinen wirtschaftlichen Interesse“ für die klammen kommunalen Haushalte nicht uneingeschränkt privatwirtschaftlichen Unternehmen zu überlassen.

Als dritten Begründungszusammenhang nennt Röber die *Aushöhlung der kommunalen Selbstverwaltung* im Zuge der Teilverselbständigung kommunaler Organisationseinheiten (sog. Agencification), der Verselbständigung von Kommunalunternehmen (sog. Corporatization) und insbesondere auch der materiellen Privatisierung kommunaler Aufgaben. Mit diesen Trends gehen Einfluss- bzw. Steuerungsverluste für die demokratisch legitimierten kommunalen Gremien einher, die diese nunmehr im Zuge von (Re-)Kommunalisierungen zu kompensieren suchen.

3.3.2 Zielsetzungen im Bereich der Energieversorgung

Betrachtet man erste empirische Befunde zu den Zielsetzungen von (Re-)Kommunalisierungen der Energieversorgung (Befragung aller 699 Kommunen mit mehr als 20.000 Einwohnern per postalischem Fragebogen; Rücklaufquote 22,7 %) [5]), so zeigt sich, dass insbesondere eine zielgenauere Steuerung bzw. die Wahrung des kommunalen Einflusses und die Erschließung neuer Einnahmequellen für die Kommunen im Vordergrund stehen (Abb. 3.2).

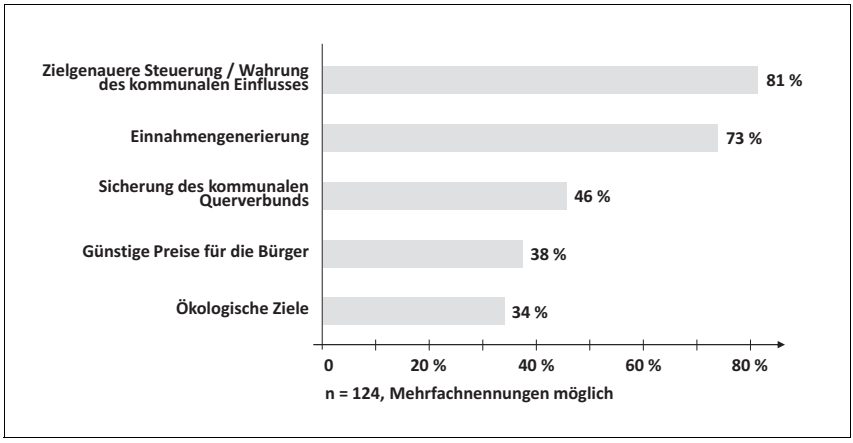


Abb 3.2: Ziele von (Re-)Kommunalisierungen der Energieversorgung. Eigene Darstellung. Quelle: Institut für den öffentlichen Sektor e. V. [5]

Neben diesen prioritären Motiven spielen für die Kommunen auch die Nutzung von Effizienzvorteilen, Synergieeffekten und steuerlichem Querverbund eine wichtige Rolle, gefolgt von günstigen Preisen für die Bürger und ökologischen Zielsetzungen.

Gerade das zeitliche Zusammenfallen des Auslaufens zahlreicher Konzessionsverträge mit den Debatten um die Energiewende führt in Kommunalpolitik und -verwaltung wie auch in der Bürgerschaft vielfach dazu, die sich bietende Chance zur (Rück-)Gewinnung von Gestaltungsmöglichkeiten in der lokalen und regionalen Energiepolitik und -versorgungslandschaft unter gleichzeitiger Erschließung neuer Einnahmequellen und des Verbleibs der Wertschöpfung vor Ort zu nutzen. Dabei werden mitunter auch überhöhte Erwartungen mit der Gründung eines eigenen Energieversorgers verbunden, wenn es etwa um den Einfluss auf die Energiepreisgestaltung oder um weitreichende regenerative Eigenerzeugungsanteile aus lokalen Anlagen geht.

4 Umsetzung von (Re-)Kommunalisierungen/ Aufbau eines kommunalen Energieversorgers

4.1 Konzessionsvergabe

Um ausgehend von der Übernahme des Netzgeschäftes einen kommunalen Energieversorger aufbauen und das Verteilnetzgeschäft (re-)kommunalisieren zu können, ist eine rechtssichere, diskriminierungsfreie Konzessionsvergabe die Voraussetzung.

Kommunen geraten dabei für den Fall, dass sie oder eine kommunale Eigengesellschaft zum Zwecke der Konzessionsübernahme an dem entsprechenden Konzessionsvergabeverfahren teilnehmen, regelmäßig in einen Interessenkonflikt. Einerseits ist die Kommune qua Gebietshoheit „Herrin des Konzessionsvergabeverfahrens". Andererseits nimmt eine kommunale Eigengesellschaft als Bieter an dem Vergabeverfahren teil. Der Interessenkonflikt lässt sich nur durch eine strikte Trennung dieser beiden Rollen und ein rechtlich nicht anfechtbares Vorgehen von Seiten der konzessionierenden Kommune auflösen.

Abgesehen von der bereits genannten Bekanntmachungspflicht bzgl. des Auslaufens der Konzessionsverträge und der Pflicht zur Durchführung eines wettbewerblichen Auswahlverfahrens gibt es allerdings keine Bestimmungen zur Ausgestaltung des Verfahrens oder gar zu Auswahl- und Zuschlagskriterien. Die Kriterien müssen lediglich nachprüfbar und erfüllbar sein; die veröffentlichten Kriterien sind zugleich abschließend und bindend.

Es wird insgesamt deutlich, dass die Konzessionsvergabe hoher rechtlicher Sorgsamkeit bedarf. Dies gilt umso mehr, will die konzessionierende Kommune im Wege einer (Re-)Kommunalisierung zudem die Konzession an ein eigenes Versorgungsunternehmen vergeben und hier im Nachgang böse Überraschungen, wie etwa die Nichtigkeit der Konzessionsvergabe, vermeiden.

4.2 Typen von Stadtwerke-Neugründungen

Immer häufiger entscheiden Kommunen ab einer gewissen Größenordnung nach Wirtschaftlichkeitsanalysen und Chancen-Risiken-Abwägung der Optionen, eigene Stadtwerke zu gründen. Die nähere Betrachtung der bisherigen Stadtwerke-Neugründungen macht deutlich, dass sich hierbei grundsätzlich drei Typen unterscheiden lassen.

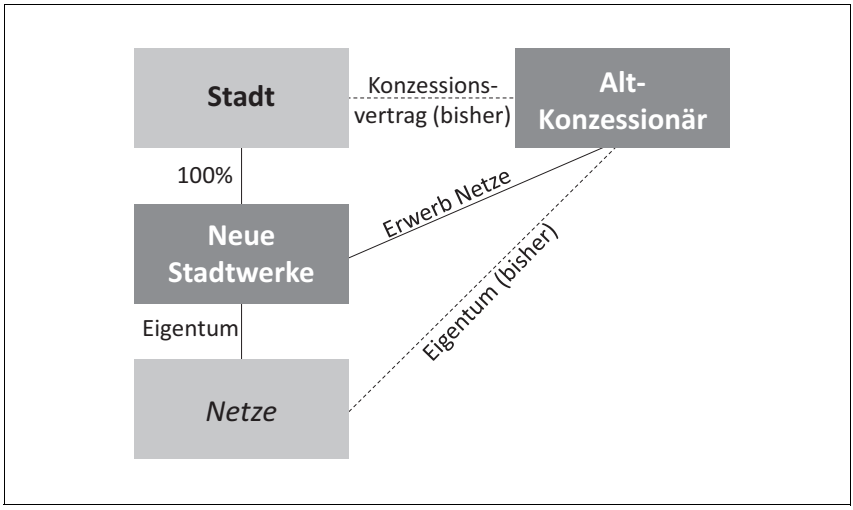


Abb 4.1: Stadtwerke-Gründung als „Stand alone"

Während im *Stand-alone-Modell* (Abb. 4.1) Gründung und Aufbau neuer Stadtwerke als 100%-Tochter der Stadt erfolgen, wird die Kommune bei der *Gründung von Stadtwerken mit einem strategischen Partner* (Abb. 4.2) durch ein in der Regel in einem wettbewerblichen Bieterverfahren ausgewähltes, energiewirtschaftlich erfahrenes und finanzkräftiges EVU unterstützt, das eine Mehrheits- oder Minderheitsbeteiligung an der neu gegründeten Stadtwerke-Gesellschaft erworben hat.

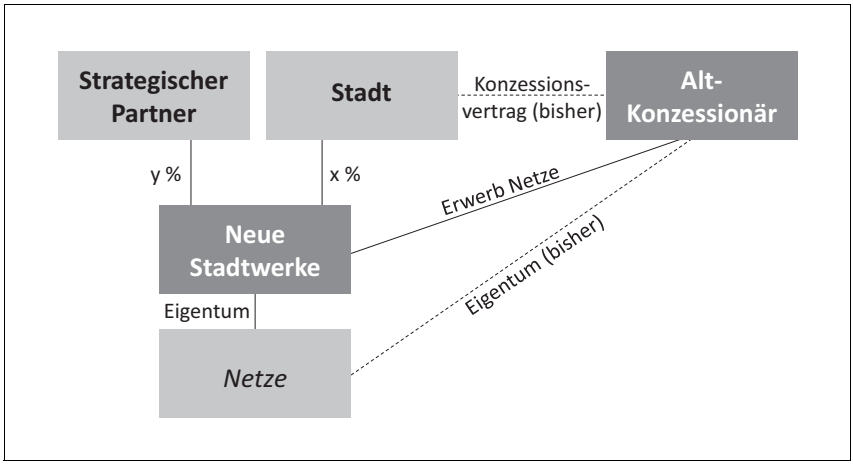


Abb 4.2: Stadtwerke-Gründung mit strategischem Partner

Neben dem Know-how-Zufluss von Seiten des strategischen Partners im Rahmen der Entwicklung der einzelnen Geschäftsfelder ist dessen Expertise im Rahmen der meist streitigen Verhandlungen über Netzkaufpreise von Vorteil. Auch die Tatsache, dass der strategische Partner eine anteilige Eigenkapitaleinlage in die Gesellschaft leistet und darüber hinaus mitunter einen Kaufpreis an den städtischen Gesellschafter entrichtet oder eine marktübliche Verzinsung auf das städtische Eigenkapital garantiert, führen dazu, dass die meisten Stadtwerke-Neugründungen mit einem strategischen Partner erfolgen und damit eine Mixtur aus (Re-)Kommunalisierung und Teilprivatisierung darstellen.

Gelegentlich entschließen sich mehrere, in der Regel kleinere Kommunen einer Region dazu, im Wege einer *interkommunalen Kooperation* (Abb. 4.3) ein Regionalwerk zu gründen. Die Motive sind hierbei insbesondere im Erreichen einer gewissen Unternehmensgröße durch die Abdeckung eines hinreichend großen Versorgungsgebietes und in der Verteilung der Risiken auf mehrere Partner zu suchen. Neben der Notwendigkeit, energiewirtschaftliche Expertise zuzukaufen, sind häufig auch Fragen nach dem Sitz der Gesellschaft, den Anteilshöhen, der Gewerbesteueraufspaltung etc. geeignet, dass auch dieses Feld interkommunaler Kooperation durch „Kirchturmdenken" erschwert wird.

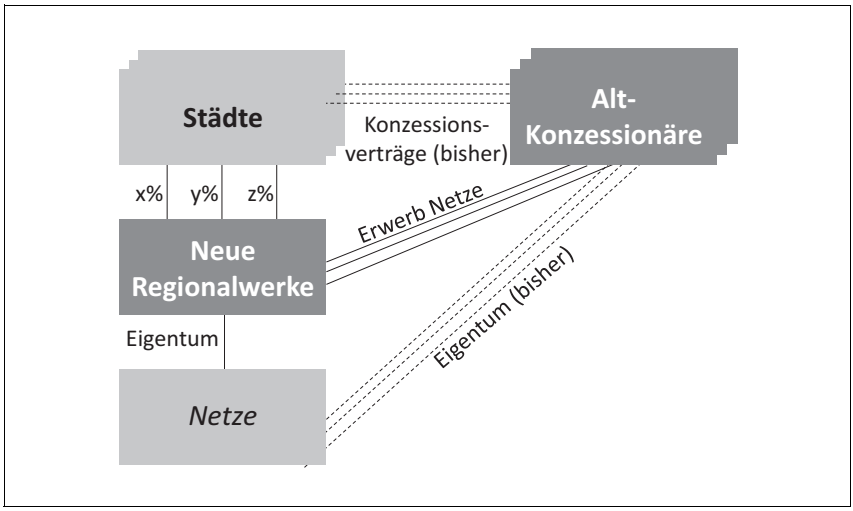


Abb 4.3: Stadtwerke-Gründung als interkommunale Kooperation

Insgesamt ist bei den Stadtwerke-Neugründungen ein gewisser Zusammenhang zwischen Größe der Gemeinde und Gründungs-Typus festzustellen: Je kleiner die Kommune, desto eher ist man bestrebt, das mit der Gründung eigener Stadtwerke verbundene Risiko im Wege von Kooperationsmodellen auf mehrere Schultern zu verteilen. Anders formuliert: Lediglich größere Städte sehen sich bislang in der Lage, eine (Re-)Kommunalisierung als „Stand alone" umzusetzen, während mittelgroße und kleinere Städte ein erfahrenes Energieversorgungsunternehmen als strategischen Partner ins Boot holen und/oder in Zusammenarbeit mit umliegenden Gemeinden kooperative Versorgungsunternehmen gründen.

4.3 Entwicklung der Geschäftsfelder

Die besondere Chance bei der Neugründung eines Unternehmens „auf der grünen Wiese" besteht darin, ein Stadtwerk „ohne Altlasten" aufbauen und von der strategischen Positionierung über die Wertschöpfungstiefe und -breite bis hin zur inneren Verfasstheit (Aufbau- und Ablauforganisation) des Unternehmens gestalten zu können.

Mit Blick auf die energiewirtschaftliche Wertschöpfungskette bzw. die Geschäftsfeldstruktur neuer Stadtwerke ist zu konstatieren, dass die Kerngeschäftsfelder aller Energieversorger in aller Regel auch den

Nukleus dieser neuen Marktteilnehmer bilden: das Netz- und das Vertriebsgeschäft. Im Zeitverlauf können weitere energiewirtschaftliche Aktivitäten (Erzeugung, Energiedienstleistungen etc.) entwickelt und/oder ausgewählte Ver- und Entsorgungsaufgaben der jeweiligen Kommunen (Wasserver- und Abwasserentsorgung, Straßenbeleuchtung etc.) – unter Berücksichtigung der vergaberechtlichen Erfordernisse – übernommen werden.

4.3.1 Netzerwerb und Netzgeschäft

Wie bereits ausgeführt, resultieren die Übereignungsansprüche der Kommunen an den Versorgungsnetzen neben den Endschaftsbestimmungen der Konzessionsverträge aus § 46 Abs. 2 Satz 2 EnWG[1)]: „Werden solche Verträge nach ihrem Ablauf nicht verlängert, so ist der bisher Nutzungsberechtigte verpflichtet, seine für den Betrieb der Netze der allgemeinen Versorgung im Gemeindegebiet notwendigen Verteilungsanlagen dem neuen Energieversorgungsunternehmen gegen Zahlung einer wirtschaftlich angemessenen Vergütung zu überlassen."

Dabei sind diverse Gerichtsverfahren nicht nur bzgl. der von den Alt-Konzessionären zur Verfügung zu stellenden Netzinformationen oder der Frage, ob „Überlassung" zwingend mit „Übereignung" gleichzusetzen ist, anhängig, sondern insbesondere auch bzgl. der Frage der „wirtschaftlich angemessenen Vergütung", sprich dem Kaufpreis für die Übernahme der Netze. Dieser ist für die Wirtschaftlichkeit von Stadtwerke-Neugründungen einer der entscheidenden Faktoren.

Die Alt-Konzessionäre stellen sich nach wie vor gerade zu Beginn eines entsprechenden Verfahrens auf den Standpunkt, dass das Netz – wie in aller Regel in den Endschaftsbestimmungen der Konzessionsverträge festgeschrieben – zum sog. Sachzeitwert zu übernehmen sei. Der Sachzeitwert ist dabei der auf Grundlage des Neuwertes unter Berücksichtigung des Alters und Zustandes ermittelte Restwert eines Wirtschaftsgutes, in diesem Fall eines Versorgungsnetzes.

Aus der Perspektive des Netzerwerbers hingegen bilden in einem liberalisierten und regulierten Energiemarkt einzig die künftig nachhaltig mit dem Betrieb des Netzes zu erwirtschaftenden Erträge die

1 HbE 11311

Grundlage zur Ermittlung des Kaufpreises (sog. Ertragswert). Diese Sichtweise wurde im sog. „Kaufering-Urteil" des Bundesgerichtshofs (Urteil vom 16. 11. 1999, Aktenzeichen KZR 12/97) insoweit bestätigt, als dass der Sachzeitwert als Kaufpreis dann rechtswidrig ist, wenn er signifikant über dem Ertragswert liegt (Details siehe z. B. bdew-Leitfaden Konzessionsverträge und Konzessionsabgaben in der Strom- und Gasversorgung). Insofern wird der Sachzeitwert durch den Ertragswert gedeckelt.

Ohne auf die komplexen juristischen und betriebswirtschaftlichen Details dieser Auseinandersetzung im Rahmen des vorliegenden Beitrags eingehen zu können (wie etwa auch die Frage nach einem Betriebsübergang gemäß § 613a BGB), lassen Kommunen im Rahmen der Machbarkeitsanalysen durch externe Spezialisten Netzbewertungen anhand verschiedener Bewertungsmethoden (z. B. Tagesneuwert, Sachzeitwert mit verschiedenen Anhaltewerten, kalkulatorischer Restwert, Restbuchwert, Ertragswert mit verschiedenen Erlösobergrenzenübertragungen) vornehmen, um Bandbreiten und Sensitivitäten des Netzkaufpreises einzugrenzen, sind die entsprechenden Annahmen als Eingangsgrößen für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen und Risikoabschätzungen im Rahmen von Machbarkeitsüberlegungen zur Gründung eigener Stadtwerke doch zentrale Grundlage.

Letztlich aber wird der Netzkaufpreis in aller Regel im Wege eines Verhandlungs- bzw. häufig schließlich im Wege eines Gerichtsverfahrens bestimmt, dessen Ergebnisse nur eingeschränkt vorherzusehen sind. Da hier in aller Regel große Summen aufgerufen werden und der von den Alt-Konzessionären angegebene Sachzeitwert mitunter doppelt so hoch wie ein realistischer Ertragswert veranschlagt sein kann, liegt in diesem Bereich eines der zentralen Risiken für Kommunen bei der (Re-)Kommunalisierung bzw. dem Einstieg in das Verteilnetzgeschäft.

Ist die Übernahme von Konzessionen und Versorgungsnetzen schließlich erfolgt, zeichnet das neue Stadtwerk für das Netzgeschäft verantwortlich und bewerkstelligt eigenständig oder unter Einbindung von strategischem Partner oder Betriebsführern Funktionen wie etwa Regulierungsmanagement, Netzplanung/-nutzung, Netzanschluss, Bau und Instandhaltung, Betrieb und Entstörung, Netzführung, Netzcontrolling, Dokumentation.

4.3.2 Aufbau des Vertriebsgeschäftes

Strom- und Gaskunden gehen bei der Übernahme eines Versorgungsnetzes nicht mit auf das neue EVU über (Stichwort: Unbundling). Dies bedeutet, dass unabhängig von der Übernahme des Netzgeschäftes der Energievertrieb auf- und auszubauen ist, nicht zuletzt, da er für die energiewirtschaftlichen Gestaltungsmöglichkeiten, die Präsenz des neuen Energieversorgers vor Ort und die Profitabilität eines neuen Stadtwerkes von Bedeutung ist.

Eine identifikationsstarke, kommunale Energiemarke mit auf die verschiedenen Kundengruppen zugeschnittenen Produkten ist zu entwickeln, um Bürger, Gewerbe und Industrie im Wettbewerb mit den etablierten EVU zeitnah als Kunden gewinnen zu können. Funktionen wie Haushalts- und Kleingewerbevertrieb, Key Account Management, Energiebeschaffung, Vertriebssteuerung und Marketing sind zu schaffen.

In vielen Fällen zeigt sich, dass neu gegründete Stadtwerke bereits relativ kurze Zeit nach dem Einstieg in das Vertriebsgeschäft in signifikantem Ausmaß lokale Marktanteile für sich gewinnen konnten. Nicht zuletzt diese hohe Affinität insbesondere der Bürger zu ihren lokalen Energieversorgern verdeutlicht, dass (Re-)Kommunalisierungen bzw. Stadtwerke-Neugründungen den Vorstellungen und Wünschen der Bevölkerung entsprechen und nicht zuletzt deshalb realistische Erfolgsaussichten haben.

4.3.3 Weitere Geschäftsfelder

Ist die Ingangsetzung der Kerngeschäftsfelder Netze und Vertrieb erfolgt, sind auf der Zeitachse zahlreiche weitere Geschäftsfelder für die neuen Stadtwerke von möglichem Interesse.

Von der Verlängerung der energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette (Investitionen in konventionelle und/oder regenerative Erzeugungsanlagen, Wärme, Energiedienstleistungen etc.) bis hin zu Übernahme weiterer kommunalwirtschaftlicher Funktionen (Straßenbeleuchtung, Bäder, Stadtentwässerung, ÖPNV etc.) ist – auch unter Berücksichtigung des steuerlichen Querverbunds – vieles möglich. Vergaberechtliche Implikationen sowie wirtschaftliche und/oder poli-

tische Eignung und Tragfähigkeit sind dabei in jedem Einzelfall individuell zu ermitteln und zu bewerten.

5 Fazit und Ausblick

Mit Blick auf die Stadtwerke-Neugründungen der vergangenen Jahre sind im Bereich der Energieversorgung in Kommunen ab einer gewissen Größenordnung (Re-)Kommunalisierungstendenzen zu konstatieren. Da ein Großteil der auslaufenden Konzessionsverträge allerdings wieder an die bisherigen Konzessionsnehmer – Verbundunternehmen, Regionalversorger, Stadtwerke – vergeben werden, sind diese Tendenzen weniger quantitativer als vielmehr qualitativer Natur.

Das Zusammenwirken von auslaufenden Konzessionsverträgen, wirtschaftlichen Chancen, kommunalem Gestaltungswillen im Bereich der Energieversorgung, gelockerten Schranken zur energiewirtschaftlichen Betätigung von Kommunen sowie den Debatten und Erfordernissen der Energiewende hin zu einer dezentralen, nachhaltigen Energieversorgung können für die „Stadtwerke-Neugründungswelle" als wesentliche Begründungszusammenhänge angeführt werden.

Bei der Realisierung dieser (Re-)Kommunalisierungen sind grundsätzlich drei Typen von Stadtwerke-Neugründungen auszumachen: Gründung als Stand alone, mit Beteiligung eines strategischen Partner-EVU oder als interkommunale Kooperation. Die Tatsache, dass ein Großteil der (Re-)Kommunalisierungen aus Gründen der Expertise und Finanzierbarkeit unter Einbindung eines energiewirtschaftlich erfahrenen und finanzstarken strategischen Partner-EVU umgesetzt werden, verweist dabei auf das gestiegene Selbstbewusstsein und die Emanzipation der Kommunen im Umgang mit und bei der gezielten Einbindung von privatwirtschaftlichen Partnern, die im Übrigen häufig ebenfalls Stadtwerke und damit Mitglieder der „kommunalen Familie" sind. (Re-)Kommunalisierungen und (Teil-)Privatisierungen gehen in diesem Zusammenhang häufig „Hand in Hand".

Da mittlerweile vielfältige Erfahrungen bzgl. der Übernahme der Verteilnetze und der Neugründung von Stadtwerken vorliegen und der Scheitelpunkt der Welle auslaufender Konzessionsverträge noch nicht erreicht ist, kann aus heutiger Sicht für die nächsten Jahre

durchaus eine Fortsetzung des (Re-)Kommunalisierungstrends erwartet werden.

Dabei sind die Kommunen überzeugt, dass sie die Ziele des energiewirtschaftlichen Wertedreiecks mit ihren eigenen Stadtwerken ebenso gut erreichen können wie die etablierten Unternehmen im Energieversorgungsmarkt und durch die Schaffung kommunalen „Tafelsilbers" bei gleichzeitiger Verpflichtung auf den „citizen value" nachhaltigen lokalen Mehrwert schaffen.

6 Literatur

[1] Peters, Rolf Herbert (2011): Unter Hochspannung. In: stern, Ausgabe 31/2011, S. 70–72.

[2] Röber, Manfred (2009): Privatisierung adé? Rekommunalisierung öffentlicher Dienstleistungen im Lichte des Public Managements. In: Verwaltung und Management, Ausgabe 5/2009, S. 227–240.

[3] Schneider, Roman und Lormes, Ivo (2011): Neugründung von Stadtwerken. Auf die Perspektive kommt es an. Düsseldorf: Eigenverlag der smm managementberatung GmbH. Der vorliegende Beitrag ist in Auszügen dieser smm-Veröffentlichung entnommen.

[4] VKU Verband kommunaler Unternehmen e. V. (2009): Stadtwerke der Zukunft IV. Konzessionsverträge. Handlungsoptionen für Kommunen und Stadtwerke. Berlin: Eigenverlag des VKU.

[5] Institut für den öffentlichen Sektor e. V. (2011): Rekommunalisierung in der Energieversorgung. In: PublicGovernance. Zeitschrift für öffentliches Management. Ausgabe Frühjahr 2011, S. 6–11.