

Eine Wende zum Besseren? Herausforderungen der Energiepolitik für die Elektrizitätsversorgung

Steffen Hentrich (Hrsg.)
Leonie Giessing und Justus Haucap
Heinz Horeis
Peter Heller

liberal Verlag

Steffen Hentrich (Hrsg.)
Leonie Giessing und Justus Haucap
Heinz Horeis
Peter Heller

Eine Wende zum Besseren?
Herausforderungen der Energiepolitik
für die Elektrizitätsversorgung

Mit einem Geleitwort von
Dr. Wolfgang Gerhardt

Argumente der Freiheit

Eine Wende zum Besseren? Herausforderungen der Energiepolitik für die Elektrizitätsversorgung

Steffen Hentrich (Hrsg.)
Leonie Giessing und Justus Haucap
Heinz Horeis
Peter Heller

Mit einem Geleitwort von
Dr. Wolfgang Gerhardt

liberal Verlag
Universum Kommunikation & Medien AG
Berlin 2011

Impressum:

1. Auflage, Dezember 2011

© 2011 liberal Verlag Universum Kommunikation & Medien AG

Umschlag

Gestaltung: altmann-druck GmbH

Satz und Druck: altmann-druck GmbH, Berlin

Printed in Germany - ISBN 978-3-942928-05-2

Titelbild: fotolia

Inhalt

Dr. Wolfgang Gerhardt
Geleitwort 7

Steffen Hentrich (Hrsg.)
Herausforderungen des Energiekonzepts
der Bundesregierung für den Strommarkt 9

Leonie Giessing und Justus Haucap
Wie bilden sich die Preise auf dem
deutschen Strommarkt? 31

Heinz Horeis
Energiezukunft – fossil oder erneuerbar? 75

Peter Heller
Eine neue Welt
Vergangenheit und Zukunft der Kernenergie 117

Geleitwort

Mit ihrem als „Energiewende“ bekannt gewordenen Energiekonzept hat sich die Bundesregierung eine gewaltige Aufgabe gestellt, deren Ausmaß und wirtschaftliche Tragweite kein historisches Vorbild kennt. Zwar sind Eingriffe des Staates in die Energiewirtschaft nichts Neues und angesichts der Besonderheiten des Marktes auch kaum vermeidbar, doch stellen der Umfang und die Dynamik des staatlich erzwungenen Umbaus des Elektrizitätsmarktes ein Novum dar. Innerhalb weniger Jahrzehnte soll ein eingespieltes, weitgehend auf fossilen Brennstoffen und Kernenergie basierendes Energiesystem durch eine Versorgungsstruktur auf Basis erneuerbarer Energieträger ersetzt werden. Ein derartiger energiepolitischer Kraftakt sieht sich nicht nur mit erheblichen technologischen Hürden konfrontiert, für dessen Überwindung viele technische Lösungen noch in ihren Kinderschuhen stecken, sondern zieht auch enorme Kosten für die deutsche Wirtschaft und die privaten Haushalte nach sich. Umso wichtiger ist es, dass bei der Umsetzung dieses Vorhabens mit Augenmaß vorgegangen wird und heute schon absehbare Fehler erkannt und vermieden werden. Das erfordert nicht nur kompetente energiepolitische Akteure, sondern auch informierte Bürger. Nur wer die Logik der Elektrizitätswirtschaft versteht, die technischen Grundlagen der Energiewirtschaft überblickt und eine Ahnung von den zukünftigen Energieoptionen unserer Gesellschaft hat, kann sich als politisch handelnder Bürger einen Überblick über

die Tragweite der Energiewende verschaffen und als Wähler energiepolitische Verantwortung informiert delegieren. Hier setzt diese Sammlung von Beiträgen zu Herausforderungen und offenen Fragen der Energiewende an. Mit ihrer liberalen politischen Bildungsarbeit trägt die Friedrich-Naumann-Stiftung für die Freiheit damit auch zur wirtschaftlichen und zukunfts-offenen Umgestaltung der Energiewirtschaft dieses Landes bei.

Dr. Wolfgang Gerhardt

Vorsitzender des Vorstands der Friedrich-Naumann-Stiftung für die Freiheit

Herausforderungen des Energiekonzepts der Bundes- regierung für den Strommarkt

Steffen Hentrich

Die Nutzung von Energie mittels technologischer Verfahren zur Herstellung von Gütern und Dienstleistungen ist eine wichtige Voraussetzung der Entwicklung unseres Wohlstands. Energetische Prozesse sind nicht nur die Grundlage des Lebens, sondern auch Antriebskraft der chemischen Reaktionen und mechanischen Bewegungen, mit Hilfe derer wir unseren Wohlstand und die Annehmlichkeiten des Alltags produzieren. Nicht ohne Grund werden Nachrichten über die Verknappung und Verteuerung von Energieträgern meist von der Furcht vor einer Beeinträchtigung der wirtschaftlichen Entwicklung begleitet. Daher rückte die Energieversorgung auch schon frühzeitig in den Fokus der Politik. Energieträger und die Prozesse ihrer Umwandlung in nutzbare Energieformen wurden nicht länger als ganz normale Produktionsfaktoren wie viele andere betrachtet, sondern als besondere Güter, deren Bereitstellung nicht allein dem Markt überlassen werden darf. Zunächst dominierten geostrategische Fragen der Versorgungssicherheit die Debatte, später kam die umweltpolitische Dimension der Energieversorgung hinzu. Seither ist der Energiemarkt von einem dichten Regulierungsgeflecht überzogen, dass die

Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Nachhaltigkeit der Energieversorgung sicherstellen soll, selbst aber nicht ohne Konsequenzen für den Wettbewerb der Märkte und die Kosten der Energieversorgung ist. Sorgen um den Schutz fossiler Brennstoffe, die Stabilisierung des Erdklimas und letztlich die unter den Bürgern weitverbreitete Angst vor den langfristigen Folgen der Kernkraftnutzung haben den politischen Boden für eine radikale energiepolitische Wende in Deutschland bereitet. Damit steht vor allem die Elektrizitätswirtschaft vor Herausforderungen mit bislang schwer abschätzbaren Folgen.

Um diese Herausforderungen für die Elektrizitätswirtschaft geht es in dem hier vorliegenden Sammelband. Nach einer kurzen Einführung in die wesentlichen Elemente des Energiekonzepts der Bundesregierung und dessen mögliche Konsequenzen für die deutsche Wirtschaft und die privaten Haushalte geben Leonore Giessing und Justus Haucap einen Überblick über die ökonomischen Grundlagen der Preisbildung auf dem Elektrizitätsmarkt. Will man die Konsequenzen der Energiewende für Wirtschaft und Bürger verstehen, ist das Verständnis der am Markt herrschenden Prozesse essenziell. Heinz Horeis diskutiert in seinem Beitrag die wesentlichen Zusammenhänge moderner Energiesysteme und zeigt auf, dass die ambitionierten Pläne der Bundesregierung nicht nur sehr hohe Kosten verursachen, sondern auch mit wichtigen Umweltzielen kollidieren. Mit seinem Überblick über die Geschichte, Gegenwart und Zukunft der friedlichen Kernenergienutzung zeigt Peter Heller, dass Deutsch-

land mit seinem übereilten Ausstieg aus der Kernenergienutzung dabei ist, sich wesentliche Optionen einer zukunftssicheren Energieversorgung zu verbauen. Angesichts der vielen ungelösten Probleme, die mit dem radikalen Wandel der Energieversorgungsstruktur verbunden sind, ist die Energiewende der Bundesregierung nicht ohne Grund mit einem dicken Fragezeichen zu versehen. Wie die Antwort letztlich ausfällt, hängt davon ab, inwieweit die Energiepolitik in der Lage sein wird, sich den technologischen und ökonomischen Realitäten eines modernen Energieversorgungssystems zu stellen.

Das Energiekonzept der Bundesregierung

Mit ihrem Energiekonzept hat die Bundesregierung ein einzigartiges energiepolitisches Experiment in Gang gesetzt. Die hier formulierten Ziele für den Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energieträger¹, die Steigerung der Energieeffizienz und die Minderung der Treibhausgasemissionen bilden die zukünftigen Leitlinien der deutschen Energiepolitik (siehe Tabelle 1). Ziel dieser „Energiewende“ ist eine möglichst rasche Deckung des Energiebedarfs des Landes durch den

1 Die Begriffe „Erneuerbare Energieträger“ oder „Erneuerbare Energien“ sind eigentlich irreführend, denn Energie ist prinzipiell nicht erneuerbar. Gemeint sind Energietechniken, die sich der Strahlungsenergie der Sonne, der kinetischen Energie von Luftströmungen oder der chemischen Energie von organischen Verbindungen der Biomasse bedienen, um daraus elektrischen Strom oder Wärme zu gewinnen. Der Konvention folgend werden die Begriffe auch in diesem Sammelband verwendet.

Einsatz erneuerbarer Energieträger, flankiert durch drastische Energieeinsparungen in Haushalten, Gewerbe und Industrie. Unter dem Einfluss der Reaktorkatastrophe im japanischen Fukushima wurde die im vergangenen Jahr von der Bundesregierung beschlossene Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke wieder gekippt und der beschleunigte Ausstieg aus der Kernenergienutzung beschlossen. Bis zum Jahr 2022 sollen alle deutschen Kernkraftwerke schrittweise, aber dann endgültig vom Netz gehen. Um diesem Umstand Rechnung zu tragen, hat die Bundesregierung jüngst mit einem umfassenden Gesetzespaket eine weitere Beschleunigung des Umbaus der Energieversorgung vorgesehen (BMWi, 2011a).

Tabelle 1: Zielvorgaben des Energiekonzepts der Bundesregierung (September 2010)

Ziele nach Bereichen	2020	2050
Treibhausgasemissionen (Referenzjahr 1990)	- 40% (Stand 2010: -23%)	-80% bis 95%
<i>Erneuerbare Energieträger (EE)</i>		
Anteil der EE am Bruttoendenergieverbrauch	18% (Stand 2010: -23%)	60%
Anteil der Stromerzeugung aus EE am Bruttostromverbrauch	35% (Stand 2010: 17%)	80%
<i>Energieeinsparung</i>		
Primärenergieverbrauch (Referenzjahr 2008)	-20%	-50%
Stromverbrauch (Referenzjahr 2008)	-10%	-25%
Endenergieverbrauch im Verkehrsbereich	rd. -10%	rd. -40%
Jährliche Sanierungsrate für Gebäude	Verdopplung von derzeit jährlich weniger als 1% auf 2% des gesamten Gebäudebestands.	

Quelle: Energiekonzept der Bundesregierung, nach KfW (2011)

Kernelement des erweiterten Energiekonzepts der Bundesregierung ist der weitere zügige Ausbau der erneuerbaren Energieträger, wobei hierbei besonderer Wert auf eine Optimierung des Zusammenspiels von konventionellem Kraftwerkspark und Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energieträger gelegt werden soll. Dieses Ziel wird mit Hilfe einer sogenannten Markt- und Systemintegration, die sowohl investive als auch organisatorische Maßnahmen enthält, verfolgt. Erneuerbare Energieträger sollen ihre Energie bedarfsgerechter zur Verfügung stellen und Systemdienstleistungen für die Netz- und Versorgungssicherheit erbringen. Speicher und ein flexiblerer Kraftwerkspark sollen die fluktuierende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern besser ausgleichen. Das Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) bleibt Rückgrat der Förderung der Markteinführung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energieträger. Steigende Vergütungssätze sollen die Anreizwirkung stärken, gleichzeitig ist beabsichtigt, Überförderung und Mitnahmeeffekte in Grenzen zu halten. Weitere Förderprogramme, eine Anpassung des Bauplanungsrechts und weitere Erleichterungen (Ausweisung von Eignungsflächen und -gebieten, Potenzialanalysen) sollen den Ausbau der Windenergienutzung voranbringen. Mit Hilfe einer optionalen Marktprämie sowie einer „Flexibilitätsprämie“ für eine bedarfsorientierte Stromerzeugung aus Biomasse will die Bundesregierung Anreize zur Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energieträger setzen.

Ohne einen massiven Ausbau der Übertragungs- und Verteilungsnetze sind diesen Ambitionen klare Grenzen gesetzt. Hierzu müssen tausende Kilometer Höchstspannungstrassen gebaut werden und viel Geld in das Verteilnetz investiert werden. „Intelligente“ Verteilnetze und neue Technik zur dezentralen Systemintegration, die unter dem Stichwort „Smart Metering“ in letzter Zeit vor allem wegen möglicher Datenschutzprobleme von sich reden gemacht hat, sollen den Strom aus erneuerbaren Energieträgern ins Netz integrieren, die Netzauslastung optimieren und gleichzeitig Energieeffizienzpotenziale beim Verbraucher induzieren. Vom Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) werden die richtigen Rahmenbedingungen für einen beschleunigten Netzausbau erwartet. Mit vereinheitlichten Genehmigungsverfahren, umfassenden Beteiligungsrechten der Bevölkerung und finanziellen Ausgleichsregelungen für vom Netzausbau betroffene Kommunen sowie verbesserten Regelungen für einen grenzüberschreitenden Leitungsbau will die Bundesregierung einen Investitionsschub in neue Netze auslösen. Auch das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) soll an die neue energiewirtschaftliche Situation angepasst werden. Netzentgeltbefreiungen für Speicher und verpflichtende Netzentwicklungspläne gelten als Mittel der Wahl, um die Energiemärkte für die Energiewende fit zu machen. Schließlich ist beabsichtigt, den Ausbau zusätzlicher Kraftwerkskapazitäten mit einem Planungsbeschleunigungsgesetz und weiteren Förderprogrammen voranzubringen.

Mögliche Konsequenzen der Energiewende

Dieser gesetzgeberische Kraftakt ist ohne wirtschaftliche Konsequenzen nicht vorstellbar. Die Bundesregierung selbst rechnet bis 2020 allein im Bereich der Elektrizitätsversorgung mit einem mittleren jährlichen Investitionsbedarf von etwa 25 Milliarden Euro (Tabelle 2).

Tabelle 2: Projektion der Investitionen zur Umsetzung der Energiewende in der Elektrizitätswirtschaft bis 2020 (BMU Leitstudie 2010)

Investitionsfelder	Bis 2020 erforderliche Investitionen
Ausbau Erneuerbarer Energien	144,6 Mrd. Euro
Ausbau von Netzen (je nach Technologiewahl)	9,7-29 Mrd. Euro
Zubau von Gaskraftwerken (Zubau zusätzlicher Kapazität von 10 GW lt. Planung der Bundesregierung)	5,5-10 Mrd. Euro
Summe (Elektrizitätswirtschaft)	159,8-183,6 Mrd. Euro
Steigerung der Energieeffizienz (Wärmeversorgung aus Erneuerbaren Energien)	17 Mrd. Euro
Investitionen im Wärmebereich	62 Mrd. Euro
Summe (Energiewirtschaft)	238,8-262,6 Mrd. Euro

Quelle: KfW (2011) auf Basis unterschiedlicher Schätzungen (BMU-Leitstudie, Dena, GWSI, KfW)

Welche Herausforderungen damit für die deutsche Wirtschaft und die privaten Haushalte verbunden sind, lässt sich durch einen Vergleich dieses Investitionsvolumens mit den gesamten Ausrüstungsinvestitionen der Unternehmen (rund 164 Milliarden Euro im Jahr 2010) bzw. die Relation zu den Bruttoanlageinvestitionen der Energieversorgung (12,12 Mil-

liarden Euro, 2008) erahnen (KfW-Research, 2011, 6). Gut 15 Prozent der Gesamtinvestitionen und das Doppelte der derzeitigen jährlichen Investitionen der Energiewirtschaft sind für die Energiewende zu schultern. Allein bezogen auf die Investitionen der Elektrizitätswirtschaft im Jahr 2009 in Höhe von rund 8,3 Milliarden Euro bedeuten die in den nächsten zehn Jahren geschätzten Investitionen von jährlich 16 bis 18 Milliarden Euro mehr als das Doppelte der gesamten Branchenausgaben für neues Anlagekapital.

Zwar gehen die Meinungen über die zu erwartenden Belastungen der Bürger weit auseinander, doch rechnen Branchenexperten mit deutlich spürbaren Zusatzkosten für die Bundesbürger. Steigende Preise werden in erster Linie aus der Förderung der Nutzung erneuerbarer Energieträger resultieren. Das Rheinisch-Westfälische Institut für Wirtschaftsforschung (RWI) dokumentierte jüngst in einer Studie, dass sich der Anteil der EEG-Förderung am Strompreis allein in der vergangenen Dekade verzehnfacht hat und inzwischen 14 Prozent ausmacht (FrondeI, 2011, 9). Zur Einspeisevergütung für „grünen Strom“ trug 2010 jeder Bundesbürger im Durchschnitt rund 150 Euro bei. Während die mit der Energiewende forcierte Förderung der erneuerbaren Energien eine weitere Fortschreibung des Kostentrends nach oben bedeutet, dreht deren Netzintegration ebenfalls an der Kostenspirale. So schätzte ein Vorstandsmitglied der Stadtwerke Hannover AG auf dem BdEW-Kongress „Kraftwerke 2030 – von der Grundlast zum Back-up?“ im Oktober 2011, dass allein aus den Kosten der kraftwerksseitigen In-

tegration des Stroms aus erneuerbaren Energieträgern für jeden Bundesbürger eine zusätzliche Kostenbelastung von mehr als 60 Euro zu erwarten ist (Noske, 2011).² Zudem gilt es in den nächsten Jahren die Kosten für den Ausbau des Netzausbaus zu decken. Hier veranschlagt die Bundesregierung zwischen rund 9,7 und 29 Milliarden Euro, eine Summe, die nahezu vollständig dem Ausbau der erneuerbaren Energieträger zuzuschreiben ist (KfW-Research, 2011, 6).

Eine gewaltige technische und ökonomische Herausforderung lässt die Rücknahme der geplanten Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke erwarten. Neben der Sorge

2 Die kraftwerksseitige Integration der erneuerbaren Energieträger in das Elektrizitätsnetz erfordert nach dieser Schätzung den Bau neuer Kraftwerke (30 GW à 500 Euro/kW), Stromspeicher (4 GW à 1.000 Euro/kW) und Steuerungssysteme. Für das Back-up-System werden bei 800 bis 1.500 Euro/kW und einer Kapitalverzinsung von 6 Prozent über zwanzig Jahre jährliche kapitalbedingte Fixkosten von 70 bis 130 Euro/kW kalkuliert. Hinzu kommen betriebsbedingte Fixkosten von 25 bis 50 Euro/kW pro Jahr. Insgesamt ist also mit einer Fixkostenbelastung von 95 bis 180 Euro/kW jährlich zu rechnen. Bei einer mittleren Auslastung der Back-up-Anlagen von 3.000 Stunden im Jahr ergeben sich damit allein für die Fixkostendeckung 32 bis 60 Euro/MWh oder 3 bis 6 Cent/kWh ins Stromnetz eingespeister elektrischer Arbeit. Hinzu kommen die variablen Mehrkosten des Back-up-Systems, die sich für 250 TWh aufgrund des von 50 auf 45 Prozent absinkenden Nettowirkungsgrades der Anlagen und des Brennstoffmeherverbrauchs von 55 TWh auf jährlich 1 bis 1,5 Milliarden Euro inklusive der notwendigen CO₂-Zertifikatskosten belaufen. Für 34 GW Back-up-Leistung ergeben sich zusätzliche fixe Kosten von 3,2 bis 6,1 Milliarden Euro/Jahr, was zusammen mit den variablen Zusatzkosten eine Extrabelastung der deutschen Stromkunden von 4,2 bis 6,6 Milliarden Euro/Jahr ausmacht (Noske, 2011).

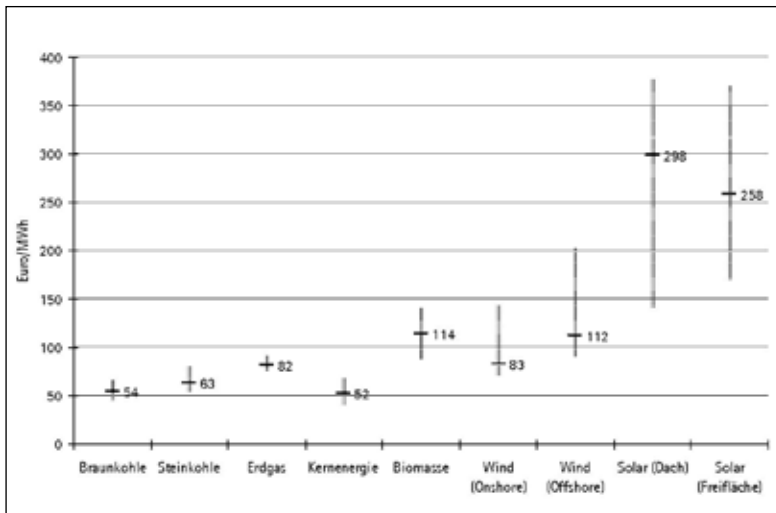
um die Netzstabilität im Zuge der Abschaltung mehrerer Kernkraftwerke im Jahr 2010 und den bis zur völligen Beendigung der Kernkraftnutzung geplanten Kapazitätsabbau beherrschen auch die wirtschaftlichen Konsequenzen des „Atomausstiegs“ die öffentliche Diskussion. Verschiedene Studien haben die gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen des „Atomausstiegs“ untersucht und prognostizieren einen spürbaren Anstieg der Strompreise mit der Folge einer Verminderung des wirtschaftlichen Wachstums. Gegenüber der ursprünglich von der Bundesregierung vorgesehenen Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke könnte der Strompreis durch den beschleunigten Kernkraftausstieg im Zeitraum zwischen 2015 und 2030 um 0,4 Cent/kWh bis 1,6 Cent/kWh höher ausfallen und das Bruttoinlandsprodukt um 0,1 bis 0,6 Prozent reduzieren. Kumuliert über den gesamten betrachteten Zeitraum werden potenzielle Wohlstandsverluste von bis zu 120 Milliarden. Euro prognostiziert (Sachverständigenrat, 2011, 227).³

Eine weitere wesentliche Ursache für den Kostenanstieg durch die Energiewende sind die hohen Stromerzeugungskosten der erneuerbaren Energien und deren Netzintegration. Ein Vergleich der Stromerzeugungskosten gegenwärtig und in naher Zukunft zur Verfügung stehender Optionen zur

³ Das aktuelle Jahresgutachten des Sachverständigenrates zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung fasst die Ergebnisse von fünf Studien zusammen: enervis energy advisors, 2011; EWI/GWS/Prognos, 2011; IER, 2011; IER/RWI/ZEW, 2010; PIK und Universität Leipzig 2011.

Elektrizitätserzeugung offenbart erhebliche Kostenunterschiede zwischen einer Elektrizitätsversorgung auf Basis fossil-nuklearer Energieträger und erneuerbarer Energieträger (Abbildung 1).

Abbildung 1: Stromerzeugungskosten unterschiedlicher Referenzkraftwerke (Inbetriebnahme 2015), Mittelwerte und Sensitivität (graue Balken); inklusive Kosten für CO₂-Zertifikate.



Quelle: Wissel, 2010, 34.

Zwar variieren die Kosten je nach Kapazitätsauslastung und Entwicklung von ökonomischen Rahmenbedingungen, wie der Preise für fossile Energieträger und der Verzinsung des Kapitals, jedoch ändert das nichts an der ungünstigen Kostenrelation der erneuerbaren Energien zu den konventionel-

len Energieträgern. Nach wie vor kann bei erneuerbaren Energieträgern von Wettbewerbsfähigkeit keine Rede sein. Offshore-Windkraftwerke, photovoltaische Anlagen und Biomassekraftwerke zeichnen sich durch eine vergleichsweise hohe Kapitalintensität aus und weisen im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken eine deutlich kürzere technische Nutzungsdauer auf. Lediglich an Land lassen sich Windkraftanlagen bezogen auf ihre Nennleistung ähnlich kostengünstig errichten wie Stein- oder Braunkohlekraftwerke. Obgleich Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energieträger mit Ausnahme der Biomasseverstromung keine Brennstoffkosten verursachen, liegen die fixen Betriebskosten aufgrund des hohen Wartungsaufwands mindestens gleichauf und teilweise sogar höher als bei konventionellen Kraftwerken (z.B. Windenergie, Biomasse). Zusammen mit den geringen Vollbenutzungsstunden ergibt das deutlich höhere Durchschnittskosten, die eine Förderung zur Marktintegration auf unbestimmte Zeit notwendig machen.

Der Löwenanteil der Förderung der Nutzung erneuerbarer Energieträger in der Elektrizitätswirtschaft wird durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geleistet. Es verpflichtet die Netzbetreiber, Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energieträger vorrangig ans Netz anzuschließen und den von ihnen produzierten Strom abzunehmen, zu übertragen und an die Stromverbraucher zu verteilen. Die Einspeisevergütung wird dem Anlagenbetreiber für zwanzig Jahre garantiert und sinkt für neu installierte Anlagen jährlich um einen festgelegten Prozentsatz. Um neue Technologien marktfä-

hig zu machen, variieren die Vergütungssätze je nach eingesetzter Stromerzeugungstechnologie. Je weniger rentabel die eingesetzte Technik ist, umso höher ist die garantierte Mindestvergütung. Mit der Hoffnung auf eine Innovationswirkung der vergleichsweise eng eingegrenzten Technologieauswahl geht ein Verzicht auf die Effizienz der Förderung einher. Die Differenz zwischen den Vergütungssätzen ist erheblich. Während derzeit für Strom aus der Photovoltaik (ohne Selbstverbrauch) ein Vergütungssatz von 21,11 Cent/kWh bis 28,74 Cent/kWh gezahlt wird, erhalten Windkraftanlagen in den ersten fünf Jahren 8,93 Cent/kWh und später noch 4,87 Cent/kWh (Sachverständigenrat, 2011, 249). Über alle erneuerbaren Energien gemittelt wird derzeit eine durchschnittliche Vergütung von rund 17 Cent/kWh gezahlt, wobei deren Subventionslast abzüglich der Vermarktungserlöse und vermiedener Netzentgelte der Netzbetreiber (sogenannte Differenzkosten) bei knapp 13 Cent/kWh liegt (BDEW, 2011). Für die gelieferte Kilowattstunde werden sehr unterschiedliche Preise gezahlt, obwohl sich der Strom aus den unterschiedlichen Anlagen hinsichtlich seines Marktwertes kaum unterscheidet. Das führte in der Vergangenheit zwar zur raschen Ausbreitung einer Vielzahl von Anlagen, zog aber eine Reihe unangenehmer Konsequenzen nach sich. So verhindert die Kombination von Einspeisevorrang und Preisgarantie jeglichen Wettbewerb auf der Ebene der Anlagenbetreiber, so dass lediglich die Anlagenhersteller um Preis und Qualität der Anlagen im Wettbewerb stehen. Damit hat der einzelne Erzeuger nahezu keinen Anreiz, sein Angebot an der Nachfrage auszurichten und für eine

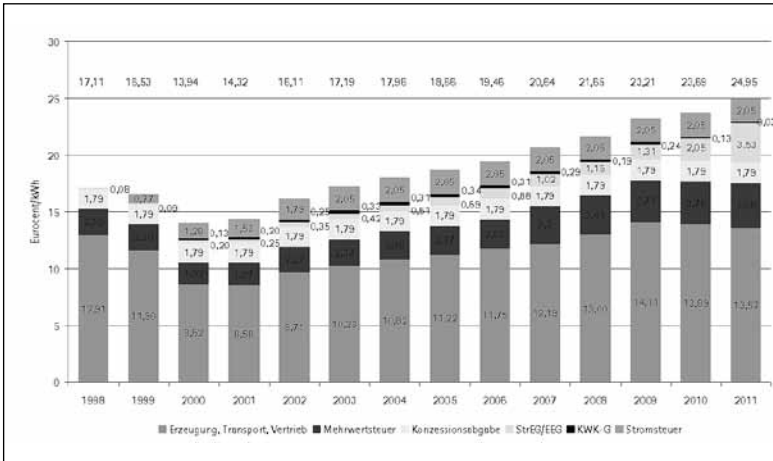
nachfrageorientierte Speicherung des Stroms zu sorgen. Diese Kosten werden über die Energieversorger und Netzbetreiber ebenfalls an die Endverbraucher überwält. Mit der neu eingeführten Marktprämie wurde ein weiteres subventionsähnliches Instrument geschaffen, um die Anreizdefizite des EEG zu kaschieren (Sachverständigenrat, 2011, 253).

Aufgrund des massiven Ausbaus der Nutzung erneuerbarer Energieträger hat sich die durchschnittliche Einspeisevergütung in den vergangenen Jahren kontinuierlich erhöht. Die EEG-Umlage stieg aus diesem Grund von 0,51 Cent/kWh im Jahr 2004 auf 2,05 Cent/kWh im Jahr 2010 und machte allein im Jahr 2011 einen Sprung auf 3,53 Cent/kWh (Sachverständigenrat, 2011, 251f). Aufgrund weitreichender Ausnahmeregelungen für Unternehmen des verarbeitenden Gewerbes und Schienenbahnen tragen vor allem die Privathaushalte die Last der Umlage. Diese ungleiche Verteilung der Subventionslast hat nicht unwesentlich zum Anstieg der Stromkosten privater Haushalte in den vergangenen Jahren beigetragen (Abbildung 2). Der Anteil gesetzlicher Förderumlagen (inklusive Umlage laut KWKG⁴) am Strompreis stieg in den vergangenen 13 Jahren von nur 0,5 Prozent auf gut 14 Prozent an, der direkt vom Staat bestimmte Preisanteil hat sich im selben Zeitraum von 24 Prozent auf knapp 46 Prozent erhöht (BDEW, 2011). Auch ohne Berück-

4 Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG 2002/2009)

sichtigung der Preiseffekte des europäischen Emissionshandels war der Staat dominierender Preistreiber des vergangenen Jahrzehnts.

Abbildung 2: Durchschnittlicher Strompreis eines Drei-Personen-Haushalts (3.500 kWh/Jahr)



Quelle: BDEW, 2011.

Der Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung geht in seinem jüngsten Jahresgutachten davon aus, dass die Umlage ohne die Ausnahmeregelungen für energieintensive Unternehmen etwa 20 Prozent niedriger ausfallen würde (Sachverständigenrat, 2011, 251). Aus dieser Ungleichbehandlung resultieren nicht nur Wettbewerbsverzerrungen zwischen den Wirtschaftssektoren und Unternehmen, sondern auch erhebliche Verteilungsprobleme. Da die Einkommenselastizität der Stromnachfrage

vergleichsweise gering ist, werden vor allem einkommensschwache Haushalte überproportional belastet. Mangels kurzfristiger Substitutionsmöglichkeiten zum Energieverbrauch schlagen die Strompreissteigerungen hier besonders zu Buche. Zahlte beispielsweise ein Drei-Personen-Haushalt mit einem Jahreseinkommen von 35.000 Euro und einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh im Jahr 2011 ganze 2,5 Prozent des Haushalteinkommens an den Stromversorger, belastete derselbe Stromverbrauch einen Haushalt mit 100.000 Euro Jahresbudget nur zu 0,9 Prozent. Weitere Strompreissteigerungen spüren einkommensärmere Haushalte zuerst.

Elektrizität und wirtschaftliche Entwicklung

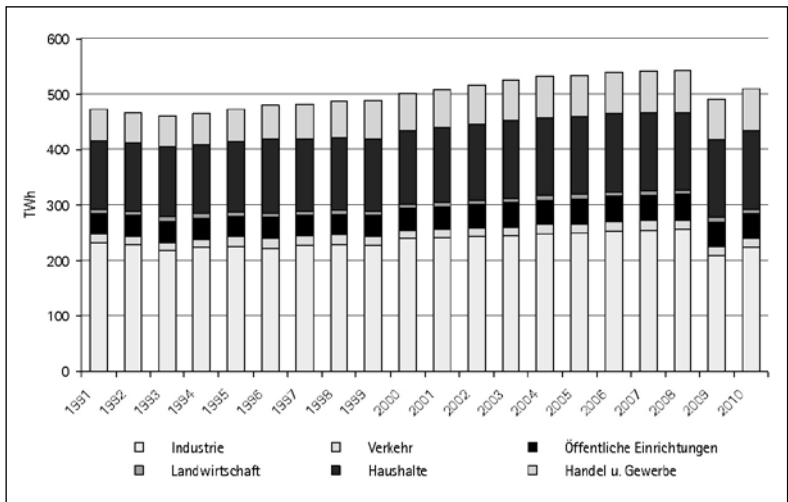
Elektrischer Strom ist für viele Verwendungen die flexibelste Endenergie. Kein Wunder, dass die Elektrizität seit langem einen Bedeutungszuwachs als Energiequelle verzeichnet. In den vergangenen zwanzig Jahren ist die Bruttostromerzeugung in Deutschland um 13 Prozent gestiegen (BMWI, 2011). Der Anteil des elektrischen Stroms an der gesamten Endenergienutzung Deutschlands erhöhte sich innerhalb der vergangenen zwanzig Jahre von 17 Prozent in 1990 auf mehr als 20 Prozent. Während die gesamte Endenergienutzung in Deutschland zwischen 1990 und 2010 um 4 Prozent reduziert wurde, stieg der Strombedarf im selben Zeitraum um 13 Prozent an. Hierbei wird der Strom nur von der Fernwärme und dem Erdgas übertroffen. Dabei hat der Anteil der Stromnutzung in allen Bereichen der deutschen Wirt-

schaft zugenommen, wobei der Zuwachs im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen mit einer Anteilserhöhung von 24 auf 36 Prozent und in der Industrie von 25 auf 31 Prozent besonders groß war. Aber auch bei den privaten Haushalten und im Verkehr wurde im Jahr 2010 anteilig mehr Strom verbraucht, als noch im Jahr 1990. Im Verkehrsbereich fristet Strom mit gut zwei Prozent noch ein Schatten-dasein, in den privaten Haushalten ist elektrischer Strom dagegen nach den beiden Heizenergieträgern Erdgas und Heizöl der wichtigste Endenergieträger. Ein Fünftel des gesamten Endenergieverbrauchs der privaten Haushalte entfiel 2010 auf die Nutzung elektrischer Energie. In der Industrie war es mit 31 Prozent knapp ein Drittel, im Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungssektor 36 Prozent (BMWl, 2011).

Elektrische Geräte sind in Industrie, Gewerbe und Haushalten auch weiter im Vormarsch. Kein Energieträger ist ähnlich flexibel einsetzbar wie elektrischer Strom. In den privaten Haushalten kommen zur Beleuchtung, Wärmeerzeugung, Kühlung und den klassischen elektrischen Geräten immer mehr Kleinverbraucher der Kommunikations- und Unterhaltungselektronik hinzu. Aber auch in der Industrie bestehen für die Elektrizitätsnutzung noch weitere Entwicklungsaussichten. Während im Bereich der Heizenergienutzung für die Bereitstellung von Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme vor allem durch den Einsatz effizienterer Heizungstechnik und aufwendige Dämmmaßnahmen ein deutlicher Rückgang des Energiebedarfs zu verzeichnen war, hat der

Strombedarf in allen Wirtschaftsbereichen seit 1991 zugenommen (Abbildung 3). Dabei ist der Bedarfsrückgang im Bereich der mechanischen Energie durch die deutlichen Zuwächse in den Bereichen der Informations- und Kommunikationstechnik, Kälteerzeugung sowie der Beleuchtung überkompensiert worden.

Abbildung 3: Verwendung von Strom nach Verbrauchsgruppen



Quelle: BMWI, 2011

Trotz einer Erhöhung der Energieeffizienz elektrischer Geräte ist mit einer steigenden Pro-Kopf-Nutzung von elektrischem Strom zu rechnen. So ist zwar der Bruttostromverbrauch pro 1.000 Euro Bruttoinlandsprodukt (BIP) von 320 kWh im Jahr 1990 auf 270 kWh im Jahr 2010 um knapp 16

Prozent gesunken, dennoch stieg der Pro-Kopf-Bruttostromverbrauch im gleichen Zeitraum um sieben Prozent an (BMWI, 2011). Die Effizienzgewinne konnten den relativen Energiehunger des Wirtschaftswachstums reduzieren, jedoch wuchs das Bruttoinlandsprodukt schneller als die Stromeffizienz, so dass sich der gesamte Pro-Kopf-Strombedarf der Bürger erhöhte. Bezogen auf den Stromverbrauch der privaten Haushalte fiel der Anstieg des Pro-Kopf-Stromverbrauchs mit knapp 17 Prozent sogar noch höher aus (BMWI, 2011). Auch wenn sich angesichts der steigenden Strompreise in den vergangenen Jahren eine gewisse Verbrauchssättigung anzudeuten scheint, spricht wenig dafür, dass die ambitionierten Einsparziele der Bundesregierung realisiert werden können. Um bis 2020 eine Verringerung der Stromnachfrage von 10 Prozent zu erreichen, wäre in den nächsten Jahren ein jährlicher Rückgang der Pro-Kopf-Stromnachfrage von 1,8 Prozent nötig.

Der Reaktion von Unternehmen und privaten Haushalten auf steigende Strompreise sind vergleichsweise enge Grenzen gesetzt. Schätzungen zur Elastizität der Stromnachfrage privater Haushalte auf Veränderungen der Preise weisen darauf hin, dass es vor allem kurzfristig nicht einfach ist, auf den Verbrauch von Strom zu verzichten. Eine einprozentige Preissteigerung zieht in kurzer Frist nur eine Nachfragereduzierung von 0,35 Prozent nach sich, langfristig reagieren private Haushalte mit einer Nachfrageminderung von 0,85 Prozent. Die Elastizitäten industrieller Nachfrager weisen mit -0,2 und -0,6 in etwa dieselbe Relation auf, fallen jedoch

absolut noch unelastischer aus (Sachverständigenrat, 2011, 231). Der Umfang und die Art des Einsatzes der jeweiligen Ausstattung an elektrischen Geräten lassen sich nur langfristig mit vertretbarem Aufwand an die gestiegenen Stromkosten anpassen und bedeuten entweder zusätzliche Investitionen in eine effizientere Maschinen- bzw. Geräteausstattung oder organisatorische Anpassungen bzw. eine mitunter kostspielige Änderung liebgewordener Lebensgewohnheiten. Derartige Anpassungen gehen vor dem Hintergrund knapper Investitions- und Haushaltsmittel stets mit dem Verlust alternativer Einsatzmöglichkeiten der verfügbaren Ressourcen einher. Neben materiellen Produktionsfaktoren sind oft ein Mehreinsatz von Arbeitskraft sowie ein höherer Zeiteinsatz für die Substitution von Elektrizität erforderlich. Eine Verknappung der Energiebereitstellung ist aus diesem Grund immer mit Wohlfahrtsverlusten verbunden. Empirische Studien zum Zusammenhang von Wirtschaftskraft und Energieeinsatz weisen darauf hin, dass Wirtschaftswachstum durch die Nutzung von Energie bedingt ist und in einzelnen Fällen eine wechselseitige Kausalität vorliegt (McKittrick, 2011, 27f). Es ist daher davon auszugehen, dass eine Verteuerung von Elektrizität auch unter Ausnutzung existierender Effizienzpotenziale das Wirtschaftswachstum beeinträchtigt. Inwieweit die Energiewende in Deutschland zu einem limitierenden Faktor der wirtschaftlichen Entwicklung des Landes wird, muss aus diesen Gründen eine offene Frage bleiben.

Literatur:

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie - BMWI (2011a): Der Weg zur Energie der Zukunft - sicher, bezahlbar und umweltfreundlich, Eckpunkte für ein energiepolitisches Konzept, 06.06.2011, Berlin, Internet: <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/Energiepolitik/energiekonzept.html>

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie - BMWI (2011b): Energiedaten 2011, Berlin, Internet: <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/Statistik-und-Prognosen/energiedaten.html>

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. – BDEW (2011): Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen Fakten, Grafiken (2011), Berlin.

Fronde, M.; Ritter, N.; Schmitt, Ch. M. (2011): Die Kosten des Klimaschutzes am Beispiel der Strompreise, RWI Position, Nr. 45, 2011.

KfW-Research (2011): Energiewende in Deutschland – Ein Einstieg in das postfossile Zeitalter?, Nr. 48, August 2011, Frankfurt (Main).

McKittrick, Ross (2011): Eine vernünftige Klimapolitik in einer Welt voller Unsicherheiten, in: Hentrich, Steffen; Kraemer, Holger: Realitätscheck für den Klimaschutz: Globale Klima-

politik zwischen Anspruch und Wirklichkeit, Potsdam, Leipzig.

Noske, H. (2011): Kraftwerke 2030 - Anforderungen an den Umbau der Erzeugungs- und Kraftwerksstruktur, Präsentation auf der BDEW-Tagung „Kraftwerke 2030 – von der Grundlast zum Back-up?“, Berlin, 18.10.2011.

Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (2011): Verantwortung für Europa wahrnehmen – Jahresgutachten 2011/12, Kap. 6, 09.11.12; Wiesbaden.

Wissel, S.; Fahl, U.; Blesl, M.; Voß, A. (2010): Erzeugungskosten zur Bereitstellung elektrischer Energie von Kraftwerksoptionen in 2015, Arbeitsbericht Nr. 8, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart.

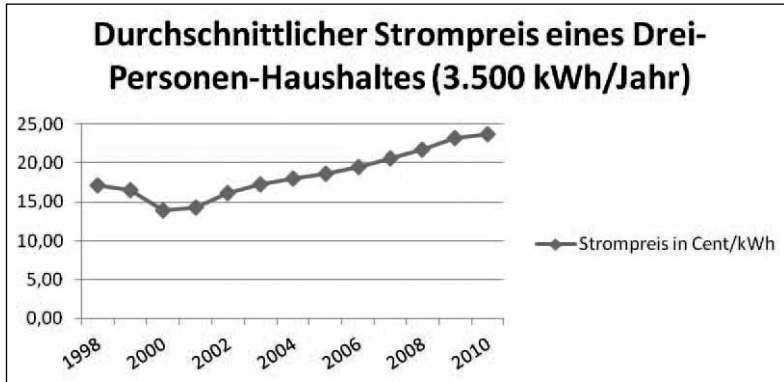
Wie bilden sich die Preise auf dem deutschen Strommarkt?

Von Leonie Giessing und Justus Haucap

Einleitung

Mit der Liberalisierung im Jahr 1998 wurde der deutsche Strommarkt prinzipiell für den Wettbewerb geöffnet. Ein Ziel war es auch, durch Wettbewerb eine preisgünstige Versorgung der Verbraucher sicherzustellen. In den ersten Jahren nach der Marktöffnung ist dies auch gelungen. So sanken die Endkundenpreise für Strom von 1998 bis zum Jahr 2000 um insgesamt 3,17 Cent/kWh. In der Folgezeit sind die Strompreise allerdings wieder stark angestiegen, und im Jahr 2003 erreichten sie wieder ihr anfängliches Niveau aus Monopolzeiten. Seitdem ist ein kontinuierlicher Anstieg der Endverbraucherpreise zu verzeichnen. 2010 lag der Strompreis für einen Drei-Personen-Haushalt mit einem Verbrauch von 3.500 kWh/Jahr im deutschlandweiten Durchschnitt bei 23,69 Cent/kWh und damit sehr deutlich über dem Niveau vor der Marktliberalisierung.

Abbildung 1:



Quelle: BDEW (2010): Erneuerbare Energien und das EEG in Zahlen

Zudem ist heute schon klar, dass durch die sogenannte Energiewende mit dem nun endgültig beschlossenen Atomausstieg und aufgrund der ambitionierten klimapolitischen Ziele zukünftig mit einem weiteren erheblichen Preisanstieg zu rechnen ist. So rechnet die Europäische Kommission einem Bericht der Frankfurter Allgemeinen Zeitung zufolge mit einem Anstieg der Strompreise um 50 Prozent bis 2030.¹ Oftmals werden die hohe Marktkonzentration auf der Erzeugerebene und die damit verbundene Marktmacht der großen vier Anbieter für die steigenden Strompreise verantwortlich gemacht. Diese monokausale Erklärung ist jedoch zu einfach, denn der Endverbraucherpreis wird durch eine Vielzahl von Faktoren beeinflusst.

¹ Kafsack, H. (2011): Klimaschutz verdoppelt Kosten für Haushalte, Frankfurter Allgemeine Zeitung, 24.10.2011.

Zusammensetzung des Strompreises

Am besten lässt sich die Zusammensetzung des Strompreises anhand der sogenannten Wertschöpfungskette erklären. Die Produktion eines Gutes und somit die Wertschöpfung lässt sich in mehrere Schritte zerlegen, wobei auf jeder dieser Ebenen oder Stufen Kosten entstehen. Die erste Stufe bildet die Stromerzeugung. Dabei wird Strom unter Einsatz verschiedener Energieträger produziert. Neben fossilen Energieträgern wie Braun- und Steinkohle oder Erdgas sind dies die Kernenergie und die Gruppe der ‚Erneuerbaren Energien‘, zu welchen unter anderem die Wind- und Wasserkraft sowie die Solarenergie zählen. Der produzierte Strom wird dann von den Erzeugern in die Transportnetze (auf der Höchst- und Hochspannungsebene) eingespeist und zu den sogenannten Stromversorgern geleitet, welche den Strom über die Verteilnetze (auf der Mittel- und Niederspannungsebene) an ihre Endkunden, vor allem private Haushalte und klein- bis mittelständische Gewerbekunden, weiterleiten. Der Stromtransport durch die Transport- und Verteilnetze bildet die zweite Ebene der Wertschöpfungskette. Bei der dritten und letzten Stufe der Wertschöpfungskette handelt es sich um den Vertrieb. Die Energieversorger schließen Verträge mit ihren Kunden, den Stromverbrauchern, und beliefern diese mit Strom, den sie zuvor von den Erzeugern erworben oder zum Teil selbst produziert haben.

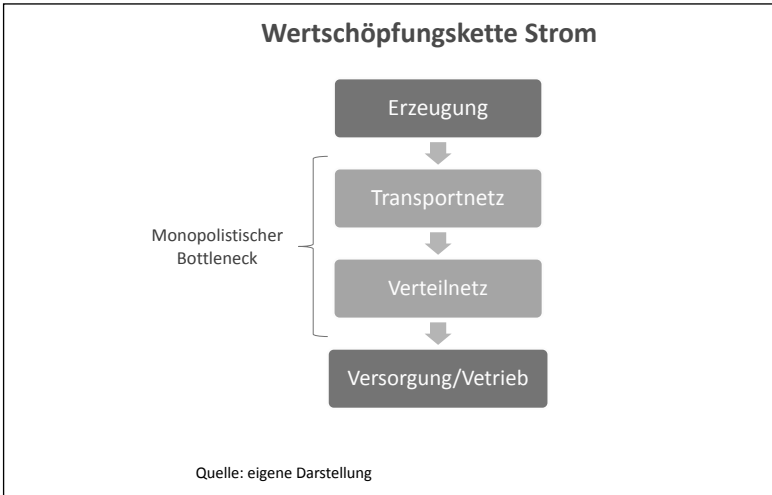
Bis zur Liberalisierung im Jahr 1998 wurde die gesamte Wertschöpfungskette als ein einziges Monopol behandelt.

Die Endkundenpreise unterlagen einer staatlichen Aufsicht durch die Wirtschafts- oder Umweltministerien der einzelnen Bundesländer im Rahmen der Bundestarifordnung Elektrizität (BTOElt), die noch bis 2005 galt. Bis 1998 hatten die deutschen Stromversorger jeweils ein abgegrenztes Versorgungsgebiet, in dem nur sie tätig sein durften. Die Unternehmen hatten also ein Gebietsmonopol mit einem festen Kundenstamm. Den Verbrauchern war es nicht möglich, einen anderen Anbieter als den lokalen Versorger zu wählen. Ende der 1990er setzte sich jedoch die Erkenntnis durch, dass nicht die Stromversorgung als Ganzes ein natürliches Monopol bildet, sondern lediglich der Netzbereich. In den anderen Bereichen hingegen ist Wettbewerb prinzipiell möglich. Anders ausgedrückt ging man zu einer disaggregierten Betrachtung der Wertschöpfungskette über. Dabei werden die einzelnen Stufen unterschieden in Teilbereiche, in denen Wettbewerb prinzipiell geschaffen werden kann, und solchen, in denen dies nicht möglich ist. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn ein natürliches Monopol vorliegt, d.h. wenn ein Anbieter allein die gesamten nachgefragten Leistungen kostengünstiger bereitstellen kann, als wenn dies durch zwei oder mehrere Anbieter parallel geschieht.

Während die Stromnetze zu dem Bereich gehören, in denen Wettbewerb nicht möglich ist, ist dies bei Stromerzeugung und -vertrieb anders. Daher wurden diese Bereiche 1998 für den Wettbewerb geöffnet. Die Gebietsmonopole wurden somit aufgehoben und Verbrauchern stattdessen die Möglichkeit gegeben, ihren Energieversorger zu wechseln.

Lediglich die Transport- und Verteilnetze wurden und werden weiterhin als ein sogenanntes natürliches Monopol behandelt. Sie unterliegen weiterhin der staatlichen Regulierung.

Abbildung 2:

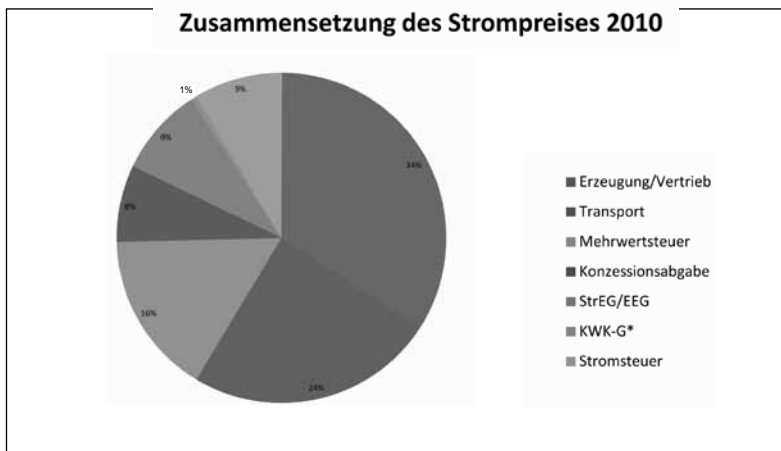


Betrachtet man nun die Zusammensetzung des Endverbraucherpreises, so entfallen 34 Prozent auf die Erzeugung und den Vertrieb und 24 Prozent des Gesamtpreises auf den Transport des Stromes vom Kraftwerk zum Verbraucher durch die Netze². Da die Entgelte für den Transport als natürlicher Monopolbereich reguliert werden und die verbleibenden 41 Prozent am Gesamtstrompreis sich aus Steuern, Ab-

2 Siehe Monitoringbericht 2010 der Bundesnetzagentur.

gaben und Umlagen zusammensetzen, die vom Staat erhoben oder zumindest festgelegt werden, unterliegen lediglich 34 Prozent der Preisbildung dem Wettbewerb. Den weitaus größten Anteil an den Steuern und Abgaben hat die Mehrwertsteuer mit etwa 16 Prozent des Brutto-Gesamtpreises (in Höhe von 19 Prozent vom Bruttopreis von 119 Prozent des Nettopreises, da der Nettopreis den Mehrwertsteueraufschlag noch nicht enthält). Gezahlt und ausgewiesen werden diese Abgaben mit der Stromrechnung an den jeweiligen Versorger, der diese an den Gesetzgeber abführt. Ebenso werden die Kosten für den Transport auf die Versorger umgewälzt, welche diese dann an ihre Kunden weitergeben.

Abbildung 3:



Quelle: BDEW (2010): Erneuerbare Energien und das EEG in Zahlen und Monitoringbericht 2010 der Bundesnetzagentur. *Die KWK-Umlage beträgt 0,13 Euro/MWh, was einem Anteil von 0,55 Prozent entspricht.

Besonderheiten des Strommarktes

Für die Strompreisbildung wichtig ist, dass Strom eine ganze Reihe von besonderen Eigenschaften hat, die Strom von anderen Gütern sehr unterscheiden, und die den Wettbewerb und die Preisbildung beeinflussen. So handelt es sich bei Strom um ein Produkt, das nur in sehr geringem Maße speicherbar ist und daher quasi sofort konsumiert werden muss. Als eine Konsequenz daraus muss das Angebot an Strom zu jedem Zeitpunkt der Nachfrage entsprechen. Es muss also immer gerade genau so viel Strom in das Netz eingespeist werden, wie an anderer Stelle auch wieder entnommen wird. Dies ist unerlässlich, um die Netzstabilität zu gewährleisten. So muss die Spannung konstant bei 50 Hertz gehalten werden, da andernfalls das Netz zusammenbrechen würde und dies wiederum einen Stromausfall zur Folge hätte. Da die Nachfrage zudem tageszeitabhängig ist und saisonal stark fluktuiert, müssen einerseits die Stromerzeuger ihren Kraftwerkspareinsatz dahingehend optimieren, andererseits aber auch die Netzbetreiber selbst genügend sogenannte Reserve- und Regelenergie vorhalten, um Spannungsunterschiede im Netz jederzeit ausgleichen zu können. Erschwert wird dies, wenn in Zeiten sehr hoher Nachfrage nicht genügend Kapazitäten zur Verfügung stehen, um die geforderte Menge an Strom produzieren zu können. Auf anderen Gütermärkten wird eine solche Knappheitssituation über den Preis geregelt, indem der Preis solange steigt und die Nachfrage gleichzeitig solange sinkt, bis die Nachfrage wieder der angebotenen Menge entspricht.

Da es sich bei Strom jedoch um ein Gut handelt, dessen Konsum sich kurzfristig nur sehr begrenzt nach der Höhe des Preises richten kann, ist die Nachfrage kurzfristig in hohem Grade preisunelastisch, d.h., bei einem steigenden Strompreis wird kurzfristig nicht signifikant weniger konsumiert. Verstärkt wird dies durch die Tatsache, dass die Versorger mit den Privatkunden Verträge schließen, in denen die Preise für eine Kilowattstunde Strom häufig für einen bestimmten Zeitraum festgeschrieben sind. Somit werden die kurzfristigen Preisschwankungen³ nicht direkt und zeitnah an die privaten Verbraucher weitergegeben, sodass diese auch nicht entsprechend darauf reagieren könnten.

Preisbildung auf der Großhandelsebene für die Stromerzeugung

Im Allgemeinen existieren zwei Möglichkeiten, erzeugten Strom zu handeln: entweder an der Börse oder außerbörslich (Over the Counter - OTC) als sogenanntes OTC-Geschäft. In diesem Fall verhandeln Stromkäufer und -verkäufer direkt über den Stromverkauf, ohne dass die Börse direkt involviert ist. Der weitaus größte Teil des Handels in Deutschland findet in langfristig ausgelegten bilateralen OTC-Geschäften außerhalb der Börse statt. Dennoch ist der Preis, der sich an der Börse bildet, maßgeblich für die Preise auf den übrigen Strommärkten (bspw. OTC-Handel

3 Strom wird in halbstündlichen Blöcken an der Börse gehandelt, sodass es für jede halbe Stunde einen Großhandelspreis gibt.

oder Terminmärkte), da immer die Möglichkeit zur Abwicklung von Arbitragegeschäften gegeben ist. Würden sich die Preise unterscheiden, wäre es profitabel, Strom von einem Markt zu kaufen und auf dem anderen wieder zu verkaufen. Der börsliche Day-Ahead-Spotmarktpreis ist zudem auch bestimmend für den Kraftwerkseinsatz.

In Deutschland findet der börsliche Handel am Börsenverband der European Power Exchange (EPEX) statt, einem Zusammenschluss mehrerer europäischer Strombörsen, dem auch die deutsche Strombörse, die European Energy Exchange (EEX), mit Sitz in Leipzig angehört. Diese ist im Jahre 2001 aus einer Fusion der beiden früheren deutschen Strombörsen in Frankfurt (EEX) und Leipzig (LPX) hervorgegangen. Relevant für den Großhandelspreis ist der Preis, der sich am Spotmarkt an der Börse bildet. Der Spotmarkt besteht aus dem Day-Ahead- sowie aus dem Intraday-Handel. Im Intraday-Markt findet ein kontinuierlicher Handel statt. Täglich ab 15 Uhr kann Strom für einzelne Stunden oder Blöcke von mehreren aufeinanderfolgenden Stunden für den nächsten Tag gehandelt werden. Dabei können Gebote innerhalb einer Preisspanne von -9.999 Euro/Mwh bis +9.999 Euro/MWh bis 75 Minuten vor dem eigentlichen Lieferbeginn abgegeben werden. Im Day-Ahead-Markt werden täglich um 12 Uhr Auktionen für Stromlieferungen in den 24 Stunden des Folgetages abgehalten. Dabei können wie im Intraday-Handel auch Gebote sowohl für Stromlieferungen zu einzelnen Stunden als auch für Stundenblöcke abgegeben werden. Den Erzeugern ist dabei erlaubt, Gebote in ei-

ner Preisspanne zwischen -3.000 Euro/MWh und +3.000 Euro/MWh abzugeben. Bis zum 01.09.2008 lag das zulässige Mindestgebot bei 0 Euro/MWh, d.h., negative Preise waren nicht erlaubt. Inzwischen sind jedoch negative Preise erlaubt. In solchen Situationen muss der Anbieter dann effektiv für die Entsorgung seines Stromes zahlen. Das Zulassen negativer Preise trägt unter anderem der Tatsache Rechnung, dass das An- und Abfahren von Kraftwerken für die Erzeuger mit hohen An- und Abfahrtskosten verbunden sein kann. So kann es kostengünstiger sein, ein Kraftwerk eine bestimmte Zeit lang weiterhin laufen zu lassen und den Strom zu einem negativen Preis anzubieten, also eine Entsorgungsgebühr zu bezahlen, als das Kraftwerk erst herunterzufahren und, wenn es dann benötigt wird, wieder anzufahren. Zudem sind die Netzbetreiber gesetzlich verpflichtet, Strom aus erneuerbaren Energien zu staatlich festgelegten Preisen abzunehmen. Wenn nun an besonders wind- und sonnenreichen Tagen durch Wind- und Solarkraftwerke mehr Strom produziert als nachgefragt wird, müssen die Netzbetreiber den Strom irgendwie loswerden und zahlen dann für die Entsorgung, d.h., es kommt zu negativen Preisen.

Die im Day-Ahead-Handel abgegebenen Gebote für die Einzelstunden und auch die Stundenblöcke werden erst aggregiert und in Kaufs- und Verkaufskurven umgesetzt. Der Schnittpunkt dieser beiden Angebots- und Nachfragekurven bildet den Marktpreis. Daraufhin werden in einem nächsten Schritt schrittweise diejenigen Blockgebote herausgenommen, die bei dem auf der ersten Stufe bestimmten

Marktpreis die höchsten Verluste erleiden würden. Am Ende ergibt sich daraus für jede Stunde des Tages ein markträumender Preis. Dieser Preis gilt für jede gehandelte Megawattstunde. Daher spricht man bei dieser Art der Auktion auch von einer sogenannten „Einheitspreisauktion“. Jeder Anbieter erhält letzten Endes den Markträumungspreis, und jeder Nachfrager zahlt diesen Preis unabhängig von seinem ursprünglichen Gebot.⁴

Unterschiedliche Gebote entstehen durch die verschiedenen Kraftwerkstypen, die zur Stromerzeugung eingesetzt werden. Da die Nachfrage, wie eingangs bereits erwähnt, im Tagesverlauf volatil ist, besteht der deutsche Kraftwerkspark aus unterschiedlichen Erzeugungstechnologien, um diesen Anforderungen gerecht zu werden. So gibt es zum einen die sogenannten Grundkraftlastwerke, die permanent laufen, da sie relativ geringe variable Kosten haben, dafür aber hohe Fix- und An- und Abfahrtskosten aufweisen. Zu dieser Gruppe gehören bspw. Braunkohle- und Kernkraftwerke. Des Weiteren gibt es die Gruppen der Mittel- und Spitzenlastkraftwerke. Diese sind, verglichen mit den Grundkraftlastwerken, durch höhere variable Kosten, dafür aber geringere Fixkosten charakterisiert. Diese werden zudem nicht permanent abgerufen, sondern lediglich in Zeiten

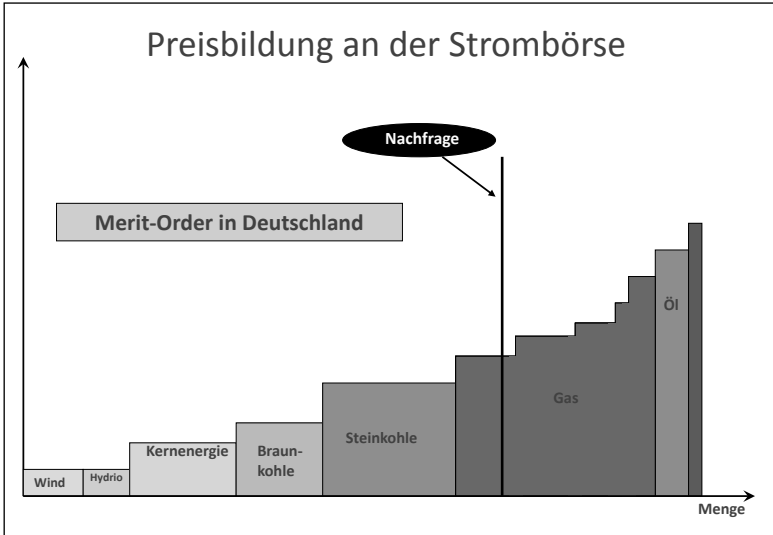
4 Für eine detaillierte Betrachtung des Auktionsmechanismus an der EEX sowie eine Diskussion weiterer möglicher Auktionsmechanismen siehe Ockenfels et al., Strommarktdesign – Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX, Gutachten im Auftrag der European Energy Exchange AG vom 11.03.2008.

erhöhter Nachfrage. Aus diesem Grund werden insbesondere Spitzenlastkraftwerke nur sehr selten genutzt. Diese weisen daher auch eine wesentlich größere Flexibilität bezüglich ihres Anfahrts- und Abfahrtsverhaltens auf als Grund- und Mittellastkraftwerke.

Für die kurzfristige Kraftwerkseinsatzentscheidung sind lediglich die variablen Kosten von Bedeutung. Investitions- und weitere Fixkosten spielen bei der Entscheidungsfindung, ob ein Betreiber produziert oder nicht, keine Rolle, da er bei einem Preis, der seine variablen Produktionskosten deckt, indifferent zwischen Produktion und Nichtproduktion ist, da er in diesem Fall keine Verluste erleidet, sondern lediglich einen ökonomischen Gewinn von null.

Auf einem Markt mit funktionierendem Wettbewerb würde ein gewinnmaximierender Marktteilnehmer daher seine Gebote in Höhe seiner Grenzkosten abgeben, wobei Grenzkosten diejenigen Kosten sind, die bei der Produktion einer zusätzlichen Einheit entstehen und somit die Kosten der letzten produzierten Einheit widerspiegeln. Staffelt man die abgegebenen Gebote ansteigend nach ihrer Höhe gemäß dem oben beschriebenen Verfahren, erhält man die sogenannte „Merit-Order“. Da es sich bei dem Preisfindungsmechanismus um eine Einheitspreisauktion handelt, bestimmt das Kraftwerk mit den höchsten Grenzkosten, das noch zur Deckung der Nachfrage benötigt wird, den Marktpreis auf dem Großhandelsmarkt. Abbildung 4 zeigt die Merit-Order exemplarisch für Deutschland.

Abbildung 4:



Quelle: eigene Darstellung

In diesem Beispiel bestimmt ein Gaskraftwerk den Marktpreis. Dieses deckt gerade seine variablen Kosten, während alle anderen Kraftwerke auch Deckungsbeiträge für ihre Fixkosten erhalten. Erzielt ein Unternehmen Preise, die oberhalb seiner Grenzkosten liegen, dient dies normalerweise als ein Hinweis für Marktmacht. Auf dem Großhandelsmarkt für Strom kann dieses Maß jedoch aufgrund der Einheitspreis-Regelung nicht verwendet werden. Vielmehr sind diese Preise sogar notwendig, um neben den variablen Kosten auch die Fixkosten decken zu können.

Mit dem schrittweisen Atomausstieg wird es auch zu einer Veränderung in der Merit-Order kommen. Bildlich gesprochen wird der Kernenergie-Block in Abbildung 4 mit der Zeit immer kleiner, bis dieser im Jahr 2022, mit der Abschaltung des letzten Kernkraftwerks, gänzlich verschwunden sein wird. Folglich kommt es zu einer Verschiebung der übrigen Kraftwerksblöcke nach links entlang der Mengenachse. Bei gegebener Nachfrage muss so zwangsläufig der Preis steigen. Zusätzlich wird es aber auch zu Neubauten anderer Erzeugungstechnologien kommen. Dazu gehören neben dem geplanten Ausbau der erneuerbaren Energien insbesondere Gas- und Steinkohlekraftwerke, sodass der Preiseffekt voraussichtlich leicht eingedämmt wird.

Des Weiteren existieren zwei Faktoren, die den Preis nicht nur maßgeblich mitbestimmen, sondern zusätzlich für ein hohes Maß an Volatilität sorgen: Dies sind zum einen Fluktuationen in der Nachfrage sowie zum anderen die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien. Zum einen hat, wie auf (nahezu) jedem anderen Markt auch, die Nachfrage einen Einfluss auf den markträumenden Preis. Steigt der Bedarf an Strom, verschiebt dies die Nachfrage nach rechts entlang der Merit-Order, sodass nun ein anderes Kraftwerk das preissetzende ist und der zu zahlende Einheitspreis steigt. Signifikante Unterschiede innerhalb der Last sind nicht nur saisonal bedingt (im Winter deutlich höher als im Sommer), sondern die Nachfrage fluktuiert auch innerhalb eines Tages. Die Zeit des Hauptstromverbrauchs fällt dabei in den Zeitraum von 8.00 Uhr morgens bis 20.00 Uhr

abends. Man spricht in diesem Zusammenhang auch von „Peakzeiten“ bzw. einer „Peaknachfrage“. Gerade Privathaushalte haben während des Tages ihren höchsten Verbrauch an Strom. In Zeiten der Peaknachfrage liegt der Börsenpreis für Strom auch deutlich über dem zu Off-Peakzeiten.

Mit der Liberalisierung wurde der Markt auf der Erzeugerebene für den Wettbewerb geöffnet, indem die vormals größtenteils staatlichen Energieunternehmen eine schrittweise Privatisierung erfuhren. Im Zuge dessen kam es zu einer Reihe von Zukäufen und Fusionen unter einzelnen, vertikal integrierten Unternehmen, die sowohl auf der Erzeugung als auch auf der Vertriebssebene tätig waren. Infolge der Fusionen kam es zu einer hohen Marktkonzentration auf der Erzeugungsseite. Obwohl die Anzahl an Kraftwerksbetreibern im Vergleich zu anderen europäischen Staaten noch immer recht hoch ist, befindet sich die überwiegende Mehrheit der Erzeugungskapazitäten im Besitz der vier größten deutschen Energieunternehmen, RWE, E.ON, EnBW und Vattenfall Europe. Gemeinsam verfügten sie im Jahr 2009 über einen Marktanteil von 80 Prozent im Bereich der Erzeugungskapazitäten bzw. 82 Prozent, wenn man die tatsächlich ins Netz eingespeiste Strommenge als Maßstab nimmt⁵. Der verbleibende Teil wird von Stadtwerken und kleineren Erzeugern gedeckt. Dabei entfielen im Jahr 2009 gerade einmal 2 Prozent (Statkraft) bzw. 1,7 Prozent (Stadtwerke München) Marktanteil auf den jeweils fünftgrößten Erzeuger,

5 Vgl. Sektoruntersuchung 2011 des Bundeskartellamts.

je nachdem, ob man nach Erzeugungskapazitäten oder nach tatsächlich erzeugter Menge die Marktanteile berechnet.⁶

Seit 2009 allerdings ist dieser hohe Grad an Konzentration rückläufig. Erstens hat E.ON bis Anfang 2010 auf Betreiben der Europäischen Kommission 5.000 MW an andere Stromerzeuger verkauft, darunter auch neue Anbieter im deutschen Markt wie die österreichische Verbund AG, das norwegische Staatsunternehmen Statkraft oder die belgische Eletrabel. Zweitens wurde die Steinkohlen-Elektrizität AG (Steag) mit einer installierten Kapazität von 7.700 MW im Dezember 2010 an ein Konsortium von sechs Stadtwerken aus dem Ruhrgebiet verkauft. Damit besteht nun ein fünfter Spieler von nennenswerter Größe im deutschen Strommarkt. Drittens gibt es mittlerweile keine Hindernisse mehr für österreichische Stromerzeuger, auf dem deutschen Großhandelsmarkt anzubieten, sodass von einem integrierten deutsch-österreichischen Markt auszugehen ist. Ähnliche Entwicklungen vollziehen sich zwischen Deutschland und Dänemark, den BeNeLux-Staaten und auch Frankreich. Die Marktkonzentration allein in Deutschland sagt dann nur noch wenig aus. Und viertens führt auch der Ausstieg aus der Kernenergie tendenziell zu einer Dekonzentration am Markt.

6 Schiffer (2011): Anteil der Großen wird kleiner – Wettbewerbssituation auf dem Stromerzeugungsmarkt, in Magazin für Energiewirtschaft, Heft 17-18: 20-22.

Zudem ist zu berücksichtigen, dass die Marktkonzentration auf dem Strommarkt allein noch wenig darüber aussagt, ob Anbieter in der Lage sind und auch Anreize haben, die Preise künstlich nach oben zu treiben. Entscheidend dafür ist nämlich neben dem Marktanteil auch die Zusammensetzung des Kraftwerkparks. So kann ein (hypothetischer) Anbieter, der nur über Grundlastkraftwerke verfügt, zwar einen großen Marktanteil haben, jedoch sind seine Möglichkeiten und Anreize, den Preis zu beeinflussen, eher begrenzt. Hingegen kann ein kleiner Anbieter, der über viele Spitzenlastkraftwerke verfügt, den Preis viel einfacher manipulieren.

Das Kraftwerksportfolio und die Marktanteile der vier großen Erzeuger in Deutschland haben es ihnen in der Vergangenheit allerdings in der Tat ermöglicht, den Börsenpreis über sogenannte Kapazitätszurückhaltungen maßgeblich zu beeinflussen. Indem sie einen Teil ihrer Kraftwerke – und zwar insbesondere die, die weit rechts in der Merit Order stehen – nicht anbieten und anfahren, wird ein teureres Kraftwerk preissetzend. Mit den Grundlastkraftwerken lässt sich dann noch mehr Geld verdienen. Der groß angelegten Sektoruntersuchung des Bundeskartellamtes zwischen 2009 und 2011 zufolge konnten für ein solches Verhalten zwar keine gerichtsfesten Beweise gefunden werden, allerdings gaben die Kraftwerksbetreiber auch an, dass im Durchschnitt über alle Stunden und alle Unternehmen etwa ein Viertel aller Kapazitäten „aufgrund technischer Restriktionen“ nicht zur Verfügung stehen. Das Bundeskartellamt sah sich nicht in der Lage zu überprüfen, inwieweit diese

Angaben plausibel sind oder nicht. Anzumerken ist in diesem Kontext jedoch, dass E.ON sich bereits 2008 unter anderem wegen genau des Verdachts einer missbräuchlichen Kapazitätszurückhaltung gegenüber der Europäischen Kommission dazu verpflichtet hatte, Stromerzeugungskapazitäten im Umfang von 5.000 MW abzugeben, wie oben bereits erwähnt. Bundeskartellamt und Monopolkommission haben daher immer auch wieder betont, dass das hohe Maß an Konzentration durchaus Anreize zu einer strategischen Kapazitätszurückhaltung biete.⁷

Anzumerken ist des Weiteren, dass die zunehmende Einspeisung von Strom aus regenerativen Energiequellen einen Effekt auf die Merit-Order und somit den Preis hat. Im Rahmen des Gesetzes für den Vorrang erneuerbarer Energien (kurz: Erneuerbare-Energie-Gesetz – EEG) genießen die Anlagenbetreiber einen sogenannten Einspeisevorrang für den von ihnen erzeugten Strom. Die Netzbetreiber sind durch das EEG zur Abnahme des EEG-Stroms zu gesetzlich für 20 Jahre festgelegten Tarifen verpflichtet. Für den Verkauf des eingespeisten EEG-Stroms sind dann in aller Regel die Netzbetreiber zuständig.⁸

7 Sektoruntersuchung 2011 des Bundeskartellamtes sowie Sondergutachten 49 (2007), 54 (2009) und 59 (2011) der Monopolkommission.

8 Seit der jüngsten EEG-Novelle sind zwar die Anreize für die Stromerzeuger gestiegen, ihren EEG-Strom selbst zu vermarkten. Allerdings ist dies vor allem dann lukrativ, wenn der Börsenpreis über den staatlich garantierten Sätzen für die Einspeisevergütung liegt.

Strom aus erneuerbaren Energien wird daher unabhängig vom Börsenpreis angeboten – zur Not sogar, wie schon erwähnt, zu negativen Preisen. Im Hinblick auf die Förderung der erneuerbaren Energien und den im Rahmen der Energiewende geplanten massiven Zubau an Erzeugungskapazitäten in diesem Bereich⁹ scheint dies auf den ersten Blick einen preissenkenden Einfluss auf die Börsenpreise zu haben, da teurere Kraftwerke als preissetzende Kraftwerke verdrängt werden. Hier wird oft vom sogenannten Merit-Order-Effekt gesprochen. Dabei wird jedoch unberücksichtigt gelassen, dass es sich insbesondere bei Wind- und Photovoltaikanlagen um Technologien handelt, die nur sehr unzuverlässig und daher extrem volatil in ihrer Erzeugung sind. Beide sind gänzlich von den äußeren Witterungsbedingungen abhängig und daher nicht steuerbar. So konnten am 05.02.2011 beispielsweise rund 36 Prozent der Tageslast allein durch Wind- und Solarenergie gedeckt werden. Am erzeugungsschwächsten Tag der ersten sieben Monate des Jahres 2011, dem 31.01.2011, trug die Erzeugung aus Wind- und Solarenergie jedoch gerade einmal mit 1,2 Prozent zur Deckung der gesamten Tageslast bei.¹⁰ Um eine permanente Deckung der Nachfrage auch in Zeiten gewährleisten zu können, in denen die fluktuierenden erneuerbaren Energien keinen oder kaum Strom erzeugen, wird es notwendig sein, einen „Schattenpark“ an konventionellen Erzeugungskapazitäten zu bauen.

9 Der Anteil an erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung soll nach Plänen der Bundesregierung bis zum Jahr 2020 auf 35 Prozent steigen.

10 Eigene Berechnung nach: <http://www.eeg-kwk.net/de/Transparenzanforderungen.htm>

zitäten vorzuhalten, der dann einspringt, wenn die Sonne nicht scheint und der Wind nicht bläst. Dabei ist es erforderlich, dass diese Kraftwerke kurzfristig verfügbar sind und daher über kurze Anfahrtszeiten verfügen. Dies werden vor allem Gaskraftwerke sein. Allerdings weisen diese verhältnismäßig hohe variable Kosten auf, sodass sich in Zeiten von geringer Sonneneinstrahlung und von Windstille die Börsenpreise an den variablen Kosten dieses „Schattenparks“ orientieren würden. Günstigere Grundkraftlastwerke würden zum einen aufgrund ihrer Inflexibilität nicht in Frage kommen und zum anderen auch nicht die erforderlichen Deckungsbeiträge erwirtschaften, um überhaupt rentabel zu sein, da sie nicht die erforderliche Anzahl an Stunden gerufen werden. Insgesamt wird so nicht nur eine höhere Volatilität entstehen, sondern auch der Merit-Order-Effekt deutlich reduziert.

Die Kosten für die staatlich garantierten Einspeisetarife werden durch die sogenannte EEG-Umlage von den Netzbetreibern, die qua EEG verpflichtet sind, den EEG-Strom abzunehmen, auf die Netznutzer umgelegt, welche die Umlage dann wiederum zusammen mit den übrigen Netznutzungsgebühren auf den Endkundenpreis aufschlagen (dazu aber weiter unten mehr).

Ein letzter hier erwähnter Einflussfaktor auf die Großhandelspreise sind die Kosten für den Ausstoß an Kohlenstoffdioxid (CO_2). Um umwelt- und klimapolitische Ziele zu erreichen, sind Unternehmen mit einem relativ hohen Ausstoß an

CO₂, insbesondere große Industrieanlagen und vor allem eben auch Stromproduzenten, dazu verpflichtet, sogenannte Emissionszertifikate vorzuhalten. Erst diese Emissionszertifikate berechtigen sie überhaupt dazu, CO₂ auszustoßen. Dabei entspricht ein Zertifikat einer Tonne CO₂ pro Jahr. Mit der Herausgabe einer festen Anzahl an Zertifikaten, die über die Jahre schrittweise gesenkt wird, wird der maximal zulässige Ausstoß an dem klimaschädlichen Gas festgelegt. Die Zertifikate wurden zwar bislang den Stromerzeugern für diese kostenlos zugeteilt, also geschenkt, jedoch besteht die Möglichkeit, die nicht genutzten Zertifikate zu verkaufen, wenn ein Unternehmen weniger CO₂ emittiert als ihm aufgrund seiner Zertifikate erlaubt ist. Auch für die Zertifikate existiert daher ein Handel an der Börse. Ist der Börsenpreis eines Zertifikates höher als die Kosten, die einem Unternehmen entstehen würden, wenn es eine Tonne CO₂ weniger ausstoßen würde, so wird dieses Unternehmen in die CO₂-reduzierenden Maßnahmen investieren und die überzähligen Zertifikate an der Börse verkaufen. Ein Unternehmen mit höheren CO₂-Vermeidungskosten hat nun die Möglichkeit, diese zu erwerben und mehr Kohlendioxid zu emittieren. Damit sollen Anreize zu einer möglichst effizienten CO₂-Einsparung gesetzt werden. Wer am kostengünstigsten CO₂ vermeiden kann, wird dies am ehesten tun und dann seine Zertifikate zu Geld machen. Der Preis der Emissionsrechte bildet somit einen Teil der Kosten der Stromproduktion. Jeder Stromproduzent muss sich überlegen, ob er lieber mit Hilfe von Kohle- und Gaskraftwerken Strom erzeugt und seine Zertifikate behält oder ob er weni-

ger Strom erzeugt und die dann frei werdenden Zertifikate verkauft. Der Wert des Zertifikats fließt damit in den Großhandelspreis für Strom ein. Diese Einpreisung geschieht auch, obwohl den Stromerzeugern die Zertifikate bisher geschenkt wurden, da in diesem Fall eben die sogenannten Opportunitätskosten der Zertifikate relevant sind. Denn die Rechte besitzen einen Wert für das Unternehmen, da sie ja theoretisch zum jeweilig aktuellen Marktwert veräußert werden könnten. Ähnlich wie Immobilienbesitzer auch dann eine marktübliche Miete verlangen, wenn sie ein Haus geerbt und nicht selbst erworben haben, überlegen auch die Stromerzeuger, ob sie die Zertifikate selbst nutzen oder eben veräußern sollen – unabhängig davon, ob sie in der Vergangenheit dafür gezahlt haben oder nicht. Die durch die Gratis-Zuteilung für die Unternehmen entstehenden sogenannten Windfall-Profite sollen in der nächsten Allokationsrunde allerdings abgeschöpft werden, indem zumindest ein Teil der Zertifikate nicht mehr gratis zugeteilt, sondern per Auktion vergeben wird.

Preisbildung für den Stromtransport

Die zweite Stufe der Wertschöpfungskette bildet der Transport. Da es sich bei Strom um ein leitungsgebundenes Gut handelt, erfolgt der Transport über die Stromnetze. Dabei wird zwischen Übertragungsnetzen und Verteilnetzen unterschieden. Bei den Übertragungsnetzen handelt es sich um überregionale Höchst- und Hochspannungsnetze, die den

Strom über große Entfernungen hinweg transportieren. Zudem sind diese Netze über Kuppelstellen an den Ländergrenzen mit dem internationalen Verbundnetz verbunden. Das Verbundnetz in Deutschland besteht aus 4 Regelzonen mit je einem Netzbetreiber, der jeweils mit der Systemführung des Netzes in seiner Regelzone betraut ist. Die vier Netzbetreiber sind die Amprion GmbH, EnBW Transportnetze AG, TenneT TSO GmbH und 50Hertz Transmission GmbH. Waren diese vormals mit den Stromerzeugern und -versorgern vertikal integriert, sind diese nun mehr oder minder stark von den Stromerzeugern und -versorgern getrennt. So haben beispielsweise E.ON und Vattenfall ihre Übertragungsnetze komplett verkauft, zum einen an den niederländischen Übertragungsnetzbetreiber TenneT (E.ON) sowie an den belgischen Übertragungsnetzbetreiber Elia und den australischen Infrastrukturfonds „Industry Funds Management“ (Vattenfall). RWE und EnBW haben ihre Netze nach gesetzlichen Vorgaben aus dem Rest des Konzerns „entflochten“ oder „entbündelt“. Ziel der Entflechtung bzw. des sogenannten Unbundlings ist es, den Netzbetrieb von den vor- und nachgelagerten Stufen der Wertschöpfungskette zu trennen, um zu verhindern, dass das Netzmonopol genutzt wird, um den Wettbewerb bei der Stromerzeugung oder beim Stromvertrieb zu verhindern. Bei den Netzen handelt es sich um eine sogenannte wesentliche Einrichtung, die unerlässlich für den Handel mit Strom ist. Bei einer vertikalen Integration aller drei Stufen der Wertschöpfungskette hätte der Netzbetreiber die Möglichkeit, seine Konkurrenten auf der Erzeugungs- bzw. Ver-

sorgungsebene von der Netznutzung ganz auszuschließen oder diese zu benachteiligen und die eigenen Konzerntöchter bevorzugt zu behandeln und so den Wettbewerb auszu-bremsen. Dies hätte gravierende Folgen für den Wettbewerb auf vor- und nachgelagerten Ebenen der Wertschöpfungskette, also bei der Stromerzeugung und beim Stromvertrieb.

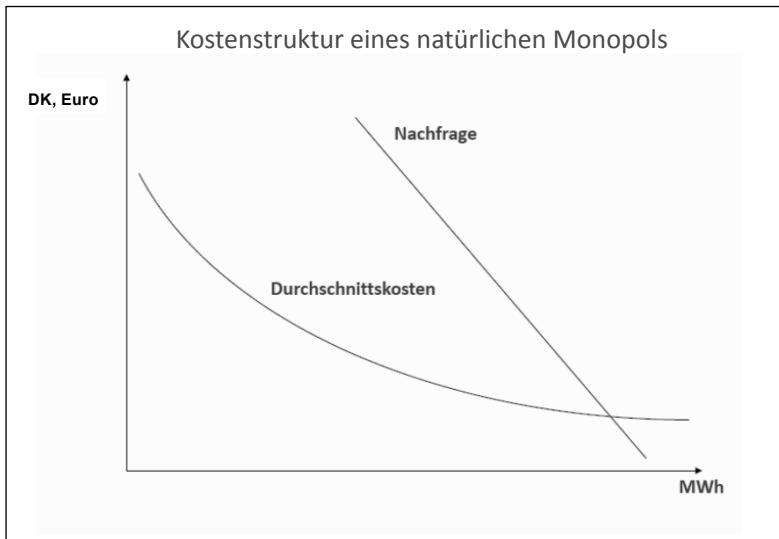
Die Verteilnetze sorgen im Unterschied zu den Übertra-gungsnetzen für die Feinverteilung des Stroms auf der Mit-tel- und Niederspannungsebene direkt zum Endverbraucher. Diese Netze werden von lokalen Netzbetreibern betrieben, dies sind in der Regel die kommunalen oder lokalen Energie-versorger wie etwa die Stadtwerke. Im Jahr 2010 waren in Deutschland insgesamt 866 Verteilnetzbetreiber tätig.¹¹ Auf dieser Netzebene wird auch der Überschuss aus privaten Kleinanlagen, wie beispielsweise Solaranlagen, eingespeist.

Die Marktstruktur mit jeweils nur einem Netz pro Region, und somit auch nur jeweils einem Netzbetreiber, ist darauf zurückzuführen, dass es sich bei Stromnetzen eben um na-türliche Monopole handelt. Ein Netzbetreiber allein kann den Transport von Energie günstiger organisieren als zwei oder mehrere konkurrierende Netzbetreiber. Der Grund dafür sind die sinkenden Durchschnittskosten der Durchleitung bei steigendem Durchleitungsvolumen. Fast immer ist der Bau und Betrieb eines einzigen Stromnetzes in jeder Region

11 Monitoringbericht 2010 der Bundesnetzagentur, S. 85.

kostengünstiger als der Bau und Betrieb konkurrierender Netze. Daher wäre ein Wettbewerb zwischen Stromnetzen nicht nur sehr schwer zu realisieren, sondern zudem auch ökonomisch ineffizient. Eine Duplikation der Netzinfrastruktur ist nicht erstrebenswert, da dies aus volkswirtschaftlicher Sicht eine Verschwendung von Ressourcen darstellen würde.

Abbildung 5:



Quelle: eigene Darstellung; DK = Durchschnittskosten

Als Monopolist wäre es dem Netzbetreiber theoretisch möglich, nicht nur höhere Preise für die Netznutzung zu verlangen, sondern auch unliebsame Stromerzeuger durch eine Diskriminierung beim Netzzugang gänzlich von der Netznut-

zung auszuschließen. Da es sich bei der Netzinfrastruktur jedoch um eine sogenannte „wesentliche Einrichtung“ handelt, die unerlässlich für den Handel mit Strom ist, sind die Netzbetreiber laut §17 Abs. 1 EnWG dazu verpflichtet, einen einfachen und diskriminierungsfreien Netzzugang zu angemessenen Entgelten zu gewährleisten. Anderenfalls würde dies zu beträchtlichen wettbewerblichen Problemen auf den vor- und nachgelagerten Märkten führen, wenn die Netzbetreiber bestimmten Kraftwerken den Anschluss an ihre Netze untersagen würden und diese somit aus dem Markt austreten müssten. Geringerer Wettbewerb auf der Erzeugerstufe würde wiederum zu höheren Großhandelspreisen führen. Um den Wettbewerb auf dem vorgelagerten Markt zu forcieren, gilt daher seit dem Jahr 2007 zusätzlich eine Kraftwerksnetzanschlussverordnung, die einen prioritären Anschluss neuer Kraftwerke an das Stromnetz gewährleisten soll.

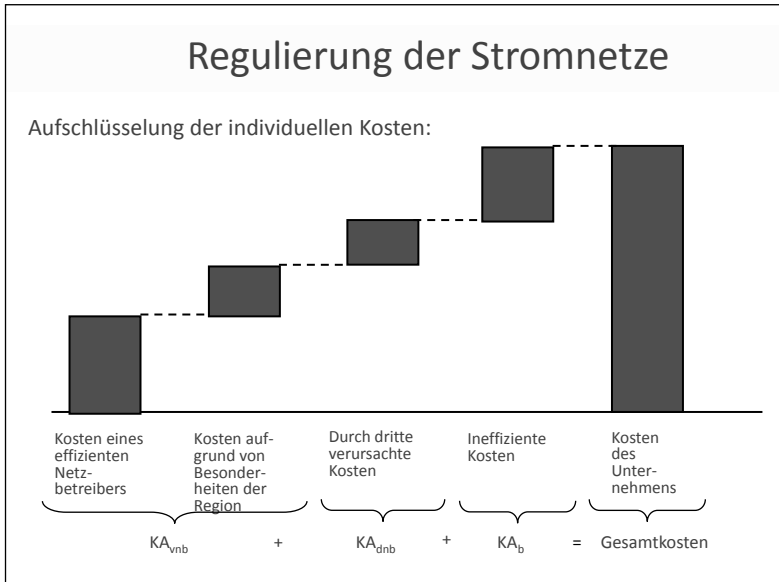
Um das Ziel der „angemessenen Netznutzungsentgelte“ zu erreichen, wurde im Jahr 2005 die ehemalige Regulierungsbehörde für Telekommunikation und Post (RegTP) auch mit der Regulierung der Strom-, Gas- und Eisenbahnnetze betraut und daher in Bundesnetzagentur (BNetzA) umbenannt. Aufgabe der BNetzA ist es seitdem, die Stromnetze zu regulieren und insbesondere die Gebühren der Netznutzung genehmigen. In Bezug auf letzteres gilt es insbesondere zwei Probleme zu berücksichtigen. Zum einen handelt es sich bei den Netzbetreibern um Monopolisten, die trotz der Anschlussverordnung ein Interesse an Monopolpreisen für

die Netznutzung haben, um ihre Gewinne zu maximieren. Zum anderen liefert der fehlende Wettbewerbsdruck nur vergleichsweise schwache Anreize zu Effizienzsteigerungen, welche die Kosten für den Netzbetreiber senken würden. Auf einem wettbewerblich organisierten Markt hingegen sind die Anreize zu Kostensenkungen viel stärker ausgeprägt, da Effizienzgewinne in der Regel zu Wettbewerbsvorteilen gegenüber den Konkurrenten führen. Kostensenkungen können in Form geringerer Preise an die Kunden weitergegeben werden, sodass der eigene Marktanteil ausgebaut und der Gewinn gesteigert werden kann. Der Mangel an Wettbewerb und das damit einhergehende Marktversagen erfordern somit eine Regulierung durch die Bundesnetzagentur. Das EnWG aus dem Jahr 2005 sieht daher seit Januar 2009 die sogenannte „Anreizregulierung“ der Netznutzungsentgelte vor, welche nach der Anreizregulierungsverordnung einer Genehmigung durch die Bundesnetzagentur bedürfen. Ein Ziel der Anreizregulierung besteht darin, für die Netzbetreiber stärkere Anreize zu Effizienzsteigerungen und Kostensenkungen zu stiften. Dies geschieht bei den Stromnetzen, indem für einen Zeitraum von fünf Jahren, die Dauer einer jeden Regulierungsperiode, eine maximal zulässige jährliche Erlösobergrenze festgeschrieben wird. Da die Erlöse der Netzbetreiber regulatorisch fixiert werden, können Netzbetreiber ihren Gewinn vor allem dann erhöhen, wenn es ihnen gelingt, die Kosten des Netzbetriebs zu senken und die aus den Monopolzeiten stammenden Ineffizienzen abzubauen. So werden einerseits Anreize zur Kostensenkung gesetzt, zugleich werden über die

ex ante festgelegte jährliche Reduktion der Erlösobergrenze – den sogenannten X-Faktor – die Verbraucher an den Effizienzgewinnen beteiligt.

Um im Rahmen der Anreizregulierung eine Kostendeckung zu gewährleisten, werden die Kosten der Netzbetreiber zunächst in drei unterschiedliche Kostenarten aufgeschlüsselt. Zum einen ist dies die Gruppe der „temporär nicht-beeinflussbaren Kosten“. Dies sind die Kosten, die bei einem effizienten Betrieb des bestehenden Stromnetzes anfallen würden. Da es zu regionalen Differenzen hinsichtlich der Kostenstruktur kommen kann, werden Kosten, die aufgrund regionaler Unterschiede bestehen, berücksichtigt. Zum anderen gibt es die „permanent nicht-beeinflussbaren Kosten“, die teilweise auch durch Dritte verursacht werden. Die dritte Gruppe schließlich betrifft die sogenannten „beeinflussbaren Kosten“, die allein aufgrund von Ineffizienzen entstehen. Ziel ist es nun, die Netzbetreiber zu einer gänzlichen Eliminierung der beeinflussbaren Kosten, also der Ineffizienzen, sowie zu einer Minimierung der temporär nicht-beeinflussbaren Kosten zu bewegen. Ein Problem dabei sind Informationsasymmetrien. So hat zwar der Netzbetreiber gute Kenntnisse über seine Kostenstruktur, nicht aber der Regulierer. Eine Regulierung, die kostenorientiert ist, setzt daher eher Anreize, Kosten zu erzeugen als diese zu senken, was wiederum zu überhöhten Netznutzungsgebühren führt.

Abbildung 6:



Quelle: eigene Darstellung

Bei der Anreizregulierung wird daher eine Erlösobergrenze (EO_t) festgelegt, die jährlich um einen Effizienzfaktor X gesenkt wird. Dabei werden den Netzbetreibern Gewinne zugestanden, wenn sie in den ersten Jahren einer Regulierungsperiode (in Deutschland nach der Anreizregulierungsverordnung fünf Jahre) ihre Effizienz in höherem Maße als erwartet steigern. Erst später müssen diese Effizienzsteigerungen in Form geringerer Netzentgelte an die Kunden weitergegeben werden. Im Detail erfolgt die Regulierung gemäß folgender Formel:

$$EO_t = KA_{dnb,t} + [KA_{vnb,o} + (1-EV_t) \cdot KA_{b,o}] \cdot \left(\frac{VPI}{VPI_o} - PF_t \right) \cdot EF_t + Q_t$$

(EO_t) ist dabei die Erlösobergrenze in Jahr t. Der erste Term, $KA_{dnb,t}$, besagt, dass alle dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten im vollen Umfang erstattet werden. Der zweite Term,

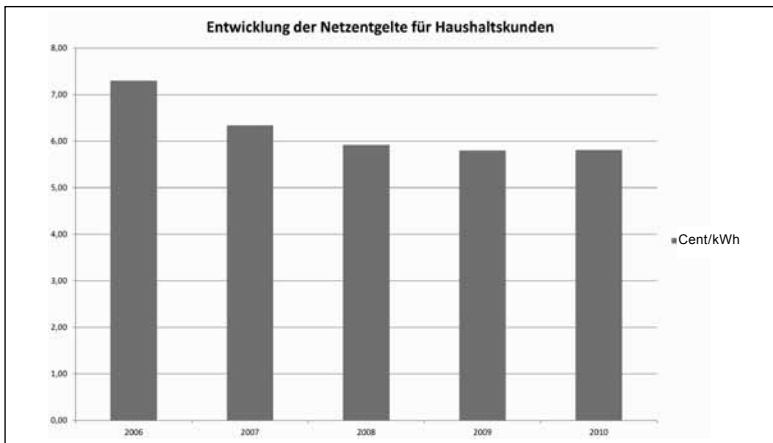
$$[KA_{vnb,o} + (1-EV_t) \cdot KA_{b,o}] \cdot \left(\frac{VPI}{VPI_o} - PF_t \right) \cdot EF$$

trifft Aussagen über die Erstattung der beeinflussbaren Kosten, KA_b , sowie der temporär nicht beeinflussbaren Kosten, KA_{vnb} . Beiden Kostengruppen ist dabei gemein, dass sie um den Produktivitätsfortschritt, PF_t , gesenkt werden müssen. Dieser Faktor wird international auch oft als X-Faktor bezeichnet. Dabei wird jedoch für die Preissteigerung um den

$\frac{VPI}{VPI_o}$, korrigiert. Da die beeinflussbaren Kosten auf Ineffizienzen im Netz bzw. Netzbetrieb zurückzuführen sind, erhalten diese noch zusätzlich einen individuellen Effizienzfaktor, EV_t , um den es zu reduzieren gilt. Des Weiteren hat der Regulator die Möglichkeit über den Erweiterungsfaktor, EF_t , Anpassungen an der Erlösobergrenze vorzunehmen, die Anpassungen am Stromnetz geschuldet sind. Der letzte Term, Q_t , erlaubt es dem Regulator, Auf- bzw. Abschläge auf die maximal zulässigen Erlöse in Abhängigkeit von der Netzqualität zu gewähren. Eine Möglichkeit zur Kosteneinsparung ist nämlich bei jeder Anreizregulierung die Reduktion der Investitionen zur Instandhaltung der Netze. Dem soll mit dem Qualitätsfaktor vorge-

beugt werden, da er eine unzureichende Versorgungsqualität über eine Verringerung der zulässigen Erlöse des Netzbetreibers bestraft. Umgekehrt kann eine besonders gute Versorgungsqualität über ein Anheben der Erlösobergrenze honoriert werden. Die einzelnen Parameter werden dabei für die fünf Jahre einer Regulierungsperiode festgelegt, sodass sie den Netzbetreibern diesbezüglich Planungssicherheit geben.

Abbildung 7:



Quelle: Monitoringbericht 2010 der Bundesnetzagentur

Ein Blick auf die Entwicklung der Netzentgelte für Haushaltskunden zeigt, dass diese im Verlauf der letzten Jahre gesunken sind. Betrugten diese im Jahr 2006 noch 7,30 Cent/kWh, lagen diese im Jahr 2010 bei 5,81 Cent/kWh, was ei-

nem Absinken um mehr als 20 Prozent entspricht¹². Trotz der positiven Entwicklung in den vergangenen Jahren wird zukünftig eher wieder mit einem Anstieg der Netznutzungsentgelte zu rechnen sein. Dies liegt in dem massiven Ausbau der erneuerbaren Energien und den damit verbundenen Änderungen im Einspeiseprofil begründet. Zum einen erfordert die zunehmende räumliche Trennung von Erzeugung und Lastzentren einen Ausbau der Netzinfrastruktur, die den Transport über weite Strecken von den On- und Offshore-Windparks und den Solarparks im verhältnismäßig lastschwachen Norden und Osten zu den Nachfragern im Süden und Westen ermöglicht.¹³

Zum anderen stellen die Volatilität und die fehlende Präzision in der Prognose der Lieferung von Strom aus Wind- und Solarenergie ein Problem für die Gewährleistung der Netzstabilität dar¹⁴. Ausgeglichen werden Ungleichgewichte im Netz über die sogenannte Regelernergie. Da es Aufgabe der Netzbetreiber ist, die Netzstabilität aufrechtzuerhalten, sind die Kosten dafür ebenfalls Teil der Netznutzungsentgelte. Durch den stetig ansteigenden Anteil an Einspeisung aus Quellen erneuerbarer Energien wird aller Voraussicht nach

12 Monitoringbericht 2010 der Bundesnetzagentur.

13 dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2010 bis 2015 mit Ausblick auf 2025 (2010).

14 Bundesnetzagentur, 2011: Bericht zur Auswertung der Netzzustands- und Netzausbauberichte der deutschen Elektrizitätsübertragungsnetzbetreiber.

auch der Bedarf an Regelenergie steigen und somit ebenfalls die Netznutzungsentgelte.

Preisbildung für den Stromvertrieb

Die letzte Stufe der Wertschöpfungskette ist der Vertrieb von Strom an Endverbraucher. Mit der Abschaffung der Gebietsmonopole im Zuge der Strommarktliberalisierung im Jahr 1998 ist diese Stufe ebenso wie die Erzeugung wettbewerbsmäßig organisiert. Gab es bis 1998 in jeder Region immer nur einen Versorger, der die Kunden innerhalb eines abgegrenzten Versorgungsgebietes beliefert hat, können die Stromverbraucher ihren Anbieter seit 1998 frei wählen. Insgesamt sind in Deutschland über 1.000 Stromversorger tätig, pro Netzgebiet allerdings durchschnittlich lediglich 56 Lieferanten. Dies zeigt, dass die Mehrheit der Stromversorger im Haushaltskundenbereich sich auf die Belieferung von nur wenigen Regionen beschränkt und nicht bundesweit tätig ist. Dennoch hat sich im Verlauf der letzten Jahre ein positiver Trend abgezeichnet, und die Anzahl der Lieferanten pro Netzgebiet ist stetig angestiegen. Trotz alledem war der Wettbewerbsdruck auf die Preise jedoch relativ gering. Dies ist insbesondere der Tatsache geschuldet, dass ehemalige Grundversorger, die mit der Liberalisierung auch in andere Netzgebiete eingetreten sind, sich an dem dort herrschenden Preisniveau orientiert haben, anstatt über das Anbieten von attraktiveren Angeboten einen größeren Kundestamm zu gewinnen. Neben dem Ausbleiben von finanziellen Anreizen für die Verbraucher bewerben die Versorger ihre

Angebote auch selten aktiv. Zu wettbewerblich bedingten Preissenkungen kam es vor allem im Bereich der alternativen Tarife aufgrund von Markteintritten von neuen Anbietern, die noch nicht zu Monopolzeiten tätig gewesen sind.

Das hohe Preisniveau und die nach wie vor dominante Stellung der Grundversorger im Netzgebiet ihres ehemaligen Gebietsmonopols sind jedoch nicht ausschließlich auf das Verhalten der Marktakteure auf der Angebotsseite des Marktes zurückzuführen. Die mangelnde Wechselbereitschaft seitens vieler Haushalte verhindert eine Entwicklung hin zu einem noch intensiveren Wettbewerb auf dem Strommarkt. So hatten 2009 erstmals mehr als 50 Prozent der Verbraucher einen Vertrag, der nicht mehr dem Grundversorgungstarif entsprach. Über die deutlich teurere Grundversorgung wurden aber dennoch immerhin knapp 45 Prozent der Haushalte beliefert. Des Weiteren sind selbst bei einem Vertragswechsel gut 41 Prozent bei ihrem ursprünglichen Grundversorger geblieben, was einen Marktanteil aller ehemaligen Grundversorger von rund 86 Prozent ergibt. Gerade einmal 14 Prozent aller Haushaltskunden haben folglich nicht nur die Vertragsart, sondern auch den Lieferanten gewechselt. Demnach nutzen die Verbraucher ihre Möglichkeit zur Ausübung von Preisdruck auf die Stromversorger nur in unzureichendem Maße und verhindern somit Strompreisreduzierungen in größerem Umfang. So zahlte ein Haushaltskunde im Grundversorgungstarif im April 2010 durchschnittlich 8,49 Cent/kWh für Energiebeschaffung und Vertrieb. Bei einem Wechsel in einen anderen Tarif zahl-

te er lediglich noch 7,84 Cent/kWh. Wechselte dieser zudem noch zu einem anderen Lieferanten sank der durchschnittliche Preis um weitere 0,16 Cent/kWh.¹⁵

Darüber hinaus bleiben Potenziale ungenutzt, über ein erhöhtes Maß an Wettbewerb aufgrund verstärkten Lieferantenwechsels Preisdruck auf die vorgelagerten Stufen des Großhandels und der Erzeugung weiterzugeben. Sinkt die Gewinnmarge der Stromversorger, wird es für diese zunehmend bedeutender, ihren Strom möglichst günstig zu beziehen. Wenn die Verbraucher ihre Wechselmöglichkeiten hin zu preisgünstigeren Tarifen jedoch nicht stärker ausnutzen, werden sich an der derzeitigen Wettbewerbssituation und dem sich bildenden Preisniveau auf der Endkundenebene kaum etwas verändern.

Einfluss des Staates auf die Strompreise

Ein letzter, wenn auch nicht unerheblicher, Einflussfaktor für den Strompreis sind die Steuern und Abgaben, die vom Bund bzw. den Kommunen erhoben werden. Mit Ausnahme der Mehrwertsteuer und der Konzessionsabgabe handelt es sich dabei um Abgaben, die vorgeblich aus klimapolitischen Gründen erhoben werden und die – so wird zumindest suggeriert – eng mit dem Erreichen der klimapolitischen

15 Für eine detaillierte Analyse bezüglich der Wettbewerbssituation und des Wechselverhaltens auf Ebene des Stromvertriebs siehe Monitoringbericht 2010 der Bundesnetzagentur. Alle Zahlen bezüglich der Vertriebssebene entstammen ebenfalls diesem Bericht.

Ziele verknüpft sind. So soll der Anteil der Stromerzeugung, der aus regenerativen Energiequellen gewonnen wird, bis zum Jahr 2020 35 Prozent der Bruttostromerzeugung betragen. Bis 2030 sollen es bereits 50 Prozent sein und im Jahr 2050 80 Prozent.¹⁶

Mit etwa 16 Prozent hat die Mehrwertsteuer (in Höhe von 19 Prozent vom Bruttopreis von 119 Prozent des Nettopreises) den größten Anteil der Abgaben am Gesamtpreis für Strom.¹⁷ Aufgrund steigender Preise für die Erzeugung, den Transport und Vertrieb von Strom ist demnach die zu entrichtende Mehrwertsteuer über die letzten Jahre beständig gestiegen und lag im Jahr 2010 bei 3,78 Cent/kWh.

Dahingegen betrug die Konzessionsabgabe über die Jahre hinweg stets 1,79 Cent/kWh.¹⁸ Die Energieversorgungsunternehmen entrichten ein Entgelt an die Kommunen, um das Recht zu erhalten, für den Bau und Betrieb von Stromleitungen öffentliche Wege zu nutzen. Dabei müssen die gebauten Leitungen dem Zweck der unmittelbaren Belieferung von Endverbrauchern im Gemeindegebiet dienen. Diese Entgelte werden in Abhängigkeit von der Einwohnerzahl der Gemeinde sowie der Spannungsebene des Netzanschlus-

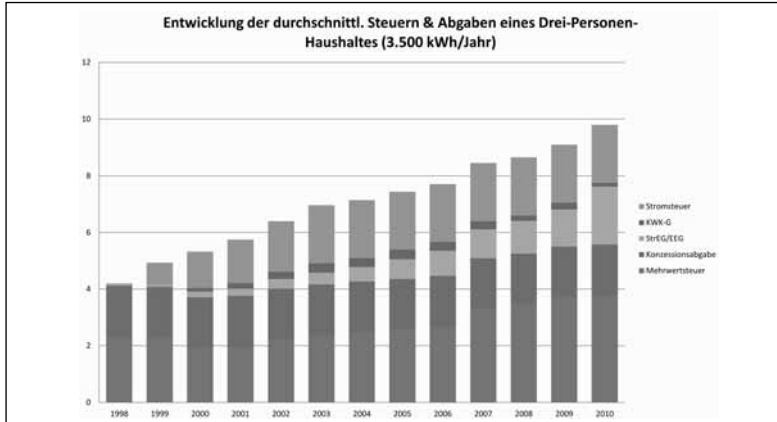
16 <http://www.bmu.de/energiekonzept/doc/46394.php>.

17 BDEW (2010): Erneuerbare Energien und das EEG in Zahlen. Alle nachfolgenden Zahlen entstammen, wenn nicht anders gekennzeichnet, ebenfalls dieser Quelle.

18 Der Wert bezieht sich auf das Szenario eines Drei-Personen-Haushalts mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh/Jahr.

ses bundeseinheitlich festgelegt und dürfen somit eine zulässige Obergrenze nicht überschreiten. Die Verteilnetzbetreiber geben diese Entgelte an ihre Kunden weiter und führen diese dann an die jeweilige Kommune ab.¹⁹

Abbildung 8:



Quelle: Erneuerbare Energien und das EEG in Zahlen (2010), BDEW.

Bei der KWK-G- sowie der EEG-Umlage handelt es sich jeweils um Zusatzgebühren, die vom Endverbraucher entrichtet werden und die Förderung des Einsatzes erneuerbarer Energien zum Zweck haben. Nach dem „Gesetz für die Erhaltung, Modernisierung und den Aufbau der Kraft-Wärme-Kopplung“ (KWK-G) werden KWK-Anlagenbetreiber für

19 Leitfaden Konzessionsverträge und Konzessionsabgaben in der Strom und Gasversorgung des BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2010).

den von ihnen in das Netz eingespeisten Strom aus KWK-Anlagen²⁰ mit einer gesetzlichen Fördersumme vergütet. Zudem sind die Netzbetreiber dazu verpflichtet, diesen Strom vorrangig abzunehmen und ins Netz einzuspeisen. Dabei ist die jährliche Gesamtfördersumme bei 750 Millionen Euro gedeckelt.²¹ Mit 0,13 Cent/kWh beträgt die KWK-Umlage gerade einmal gut 6 Prozent der EEG-Umlage, die in 2010 bei 2,05 Cent/kWh lag und im Jahr 2011 einen Anstieg um knapp 1,5 Cent/kWh auf 3,5 Cent/kWh²² erfuhr. Ähnlich dem KWK-G gewährt das EEG den Betreibern von EEG-Anlagen einen Einspeisevorrang sowie eine feste Vergütung über einen Zeitraum von 15 bis 20 Jahren für jede ins Netz eingespeiste Kilowattstunde Strom, die aus erneuerbaren Energien gewonnen wird. Von der finanziellen Förderung ausgenommen sind jene Strommengen, die bereits direkt vermarktet werden. Die Höhe der Vergütung wird dabei in Abhängigkeit von der Energieart, dem Jahr der Inbetriebnahme sowie der möglichen Leistung der Anlage bestimmt. So erhalten kleinere Anlagen mit einer geringeren Leistung eine höhere Vergütung je Kilowattstunde als größere. Den höchsten Vergütungssatz je Einheit erhalten Photovoltaikanlagen. Im Hinblick auf den Anteil, den Solarstrom an der Ein-

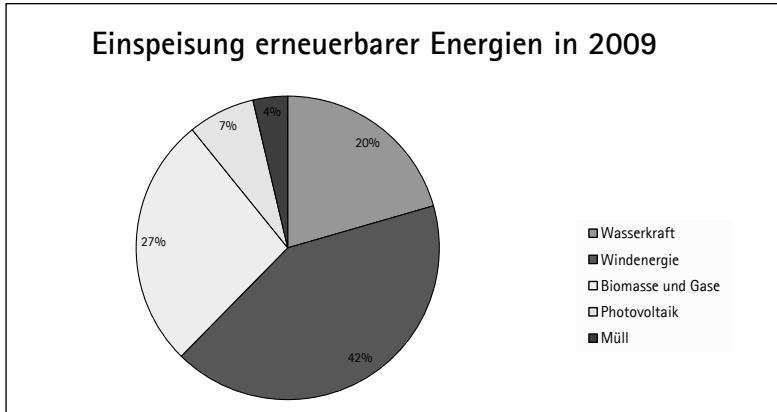
20 Bei KWK-Anlagen handelt es sich um ortsfeste technische Anlagen, die dazu in der Lage sind, die eingesetzte Energie gleichzeitig in elektrische Energie und Nutzwärme umzuwandeln. Beispiele dafür sind Brennstoffzellen oder Blockheizkraftwerke.

21 In den 750 Millionen Euro sind zudem 150 Millionen Euro enthalten, die für die Förderung von Neu- und Ausbauten des Wärmenetzes vorgesehen sind.

22 <http://www.eeg-2011.de/inf/eeg-umlage.html>.

speisung von EEG-Strom hat, weist dieser mit gerade einmal 7 Prozent den zweitgeringsten Wert auf.

Abbildung 9:



Quelle: Erneuerbare Energien und das EEG in Zahlen (2010), BDEW.

Dies ist jedoch nicht etwa auf eine geringe Anzahl an Solaranlagen zurückzuführen, sondern auf die, gemessen an der installierten Leistung, geringe Stromerzeugung. Eine Konsequenz der unterschiedlichen Vergütungssätze ist die Lenkungswirkung, die von diesen ausgeht. So werden die Investitionen hin zu den Technologien gesteuert, die die höchste Förderung erhalten. Diese müssen aber nicht zwangsläufig auch die effizientesten sein und somit diejenigen, die ohne staatliche Eingriffe gebaut werden würden. Ebenso erfolgt eine Lenkung der Investitionen für Forschung und Entwicklung hin zu jenen Technologien, die die höchste Nachfrage erfahren, worum es sich wiederum nicht auch

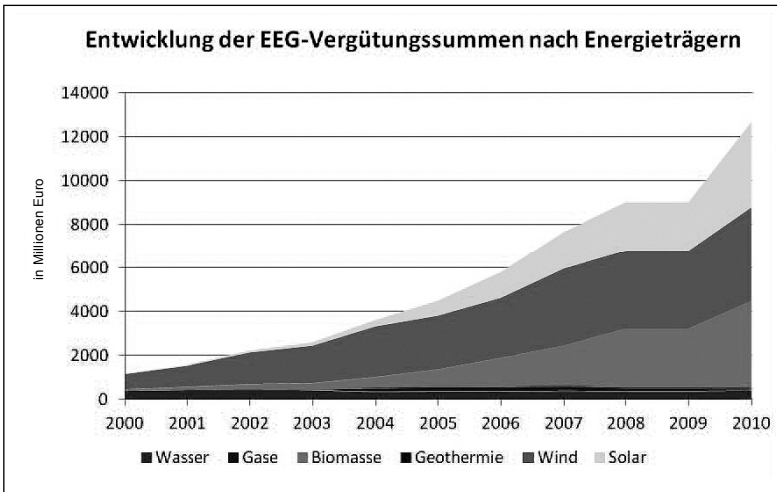
zwangsläufig um die Technologien mit dem höchsten Grad an Verbesserungspotenzial handeln muss.

Insgesamt ist das Fördervolumen in den letzten Jahren stark angestiegen und hat sich seit 2004 mehr als verdreifacht, sodass 2010 gut 12.000 Millionen Euro an EEG-Vergütungen gezahlt wurden. Der größte Teil entfiel dabei auf die Betreiber von Biomasse-, Wind- und Solaranlagen. Finanziert werden diese Vergütungen über die EEG-Umlage, die von den Endverbrauchern entrichtet wird. Seit 2010 wird die Höhe der Umlage gemäß der Ausgleichsmechanismusverordnung bestimmt. Da in den kommenden Jahren mit einem massiven Ausbau der erneuerbaren Energien zu rechnen ist, wird auch das Fördervolumen und somit die zu zahlende Umlage weiter massiv steigen.

Anzumerken ist in diesem Kontext zudem, dass ein subventionierter Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien für die Reduktion des CO₂-Ausstoßes völlig überflüssig ist. Diese Aussage mag überraschen, ist jedoch eigentlich recht einfach nachzuvollziehen. Wie bereits erwähnt, ist nämlich in Europa die Anzahl der CO₂-Emissionszertifikate bereits durch eine Obergrenze für die zulässige Höhe an Kohlendioxidemissionen gedeckelt. Eine vermehrte Stromerzeugung aus klimaschonenden Erzeugungsquellen in Deutschland verringert somit lediglich die hiesige Nachfrage nach den Zertifikaten, was sich wiederum in geringeren Börsenpreisen für die CO₂-Emissionszertifikate niederschlägt. Letztlich sind es somit die Käufer

dieser Zertifikate, u.a. Braunkohlekraftwerke, die vom EEG profitieren. Die Gesamtzahl der Zertifikate und somit auch der Ausstoß von CO₂ bleiben jedoch unverändert. Durch die EEG-Umlage subventioniert der Verbraucher letzten Endes die Braunkohle und andere umweltschädliche Technologien.

Abbildung 10:



Quelle: Erneuerbare Energien und das EEG in Zahlen (2010), BDEW.

Bei der Stromsteuer schließlich handelt es sich um einen Bestandteil der Ökosteuern, die am 01.04.1999 mit dem „Gesetz zum Einstieg in die ökologische Steuerreform“ in Kraft getreten ist. Die Steuereinnahmen aus dieser Quelle sollen neben der Förderung erneuerbarer Energien auch eine Senkung in den Sozialversicherungsbeiträgen, und hierbei insbesondere in den Rentenversicherungsbeiträgen,

finanzieren. Seit dem Jahr 2003 liegt die Pauschalsteuer bei 2,05 Cent/kWh. Im Gegensatz zu den vorherigen Abgaben handelt es sich bei der Stromsteuer um eine sogenannte „Lenkungssteuer“. Da aufgrund der Besteuerung der Preis pro konsumierte Einheit steigt, sinkt die Nachfrage. Die Abgabe lässt sich als eine Steuer auf den Energieverbrauch interpretieren, die nach dem „Verursacherprinzip“ besteuert. Ziel dieser Steuer ist es zum einen, durch Steuereinnahmen den Staatshaushalt zu entlasten, und zum anderen – als angenehmen Nebeneffekt – über den induzierten Preisanstieg den Verbrauch zu senken und die Nachfrage langfristig hin zu energiesparenden Gütern und einer ressourcenschonenden Stromgewinnung zu lenken.

Fazit

Der Strompreis in Deutschland wird durch viele Faktoren beeinflusst. 42 Prozent des Preises sind auf staatliche Abgaben und staatlich induzierte Umlagen zurückzuführen. Dieser Anteil wird durch die Energiewende und die ausufernde Förderung der erneuerbaren Energien weiter ansteigen, sofern kein Systemwechsel vollzogen wird, wie z.B. die Monopolkommission (2011) und der Sachverständigenrat (2011) ihn vorgeschlagen haben. Bedauerlich ist, dass trotz der massiven Förderung keinerlei Klimaschutzwirkung durch das EEG entfaltet wird und somit weniger Geld für echte Klimaschutzmaßnahmen zur Verfügung steht.

Die 58 Prozent des Strompreises, welche auf die eigentliche Wertschöpfung entfallen, teilen sich in 24 Prozent für den Stromtransport und 34 Prozent für Erzeugung und Vertrieb, wobei der Großteil des letzten Postens auf die Erzeugung entfällt. Die Entgelte für den Stromtransport unterliegen der staatlichen Aufsicht durch die Bundesnetzagentur (und teilweise auch Landesregulierungsbehörden), da es sich bei den Netzen um natürliche Monopole handelt. Markt und Wettbewerb bestimmen somit lediglich 34 Prozent des Strompreises. Für die Erzeugerpreise sind die Preise der Strombörse maßgeblich, welche wiederum entscheidend durch die sogenannte Merit Order determiniert werden, d.h. also die Rangfolge der Kraftwerke nach Höhe ihrer variablen Kosten. Die variablen Kosten wiederum werden bei Kraftwerken, die fossile Energieträger einsetzen (also vor allem Kohle und Gas), durch die Kosten der Energieträger selbst sowie auch durch die Opportunitätskosten für die CO₂-Emissionszertifikate mitbestimmt. Während im Bereich der Stromerzeugung in der Vergangenheit erhebliche Wettbewerbsdefizite bestanden haben und der Wettbewerb nur eingeschränkt funktioniert hat, sind hier in der jüngsten Vergangenheit aufgrund diverser Entwicklungen erhebliche Fortschritte zu erkennen.

Durch die Energiewende und den damit verbundenen größtenteils planwirtschaftlichen Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird der Teil des Strompreises, der durch Markt und Wettbewerb beeinflusst wird, jedoch erheblich zurückgedrängt werden, sodass Markt und Wett-

bewerb in naher Zukunft nur noch eine absolut untergeordnete Rolle im deutschen Strommarkt spielen werden. Stattdessen wird der Strompreis mehr noch als heute weitgehend durch staatliche Preisvorgaben, wie sie im EEG angelegt sind, determiniert, wenn der Anteil des EEG-Stroms auf 80 Prozent ausgebaut und kein Systemwechsel vollzogen wird.

Energiezukunft – fossil oder erneuerbar?

Heinz Horeis

Sieben Jahre ist es her, da klagte Dr. Hans-Dieter Harig, damals Chef von E.ON, Europas größtem privaten Energieversorger, in einem Gespräch mit dem Wochenblatt DIE ZEIT: „Heute ist im Energiebereich überhaupt nichts eindeutig. Sämtliche Produktionstechniken sind umstritten.“ Harig ist gelernter Ingenieur und stammt aus einer Zeit, als Fachleute, nicht „Experten“, für die Energiepolitik zuständig waren: Ingenieure, Techniker, Physiker, Chemiker, Energiewirtschaftler. Heute geben Ethikkommissionen, Feuilletonisten und Sozialwissenschaftler den Ton an.

Vor fünfzig Jahren sprach in Deutschland kaum jemand über Energiepolitik. Man war froh über ausreichend Energie, so dass die Menschen Licht und Wärme hatten und in der Industrie die Maschinen liefen. Versorgungssicherheit und Zuverlässigkeit in der Stromversorgung waren wichtig, ebenso Wirtschaftlichkeit. Strom sollte „bezahlbar“ sein. Zur Kohle kam in den 1960ern die Kernenergie, eine billige, sehr effiziente und sehr sichere Energiequelle, die innerhalb weniger Jahre wirtschaftlich auf eigenen Füßen stand. Das Land hat mit beiden gut gelebt.

All das soll jetzt hinfällig sein. Die Gründe dafür haben wenig mit Energie, aber viel mit Psychologie zu tun, mit der „German angst“ vor zu viel Wandel, vor „Atomstrahlen“, vor dem „tückischen geruchlosen“ Kohlendioxid¹ und vor globaler Erwärmung. Der Klimaschutz ist zu dem vorrangigen Ziel geworden, dem sich alles unterzuordnen hat, an vorderster Stelle die Energie.

Spielt Klima eine Rolle?

„Die Erdgeschichte zeigt, dass Klima eine grundlegend größere Sache als Energie ist“, schreibt der amerikanische Physiker und Nobelpreisträger Robert Laughlin. „Bei der Energieversorgung geht es um Technik und darum, die Lichter auch unter widrigen Umständen nicht ausgehen zu lassen. Beim Klimawandel haben wir es hingegen mit etwas zu tun, das die Erde regelmäßig macht, in geologischen Zeiträumen, ohne irgendjemanden um Erlaubnis zu fragen oder große Erklärungen abzugeben.“²

Gibt es aus dieser Sicht überhaupt ein Klimaproblem, das wir lösen müssten? Und wenn ja, das wir auch lösen könnten? Eine Energiewende im Weltmaßstab, wie sie die Klima-

1 Hans-Joachim Schellnhuber, der Direktor des Potsdamer Instituts für Klimafolgenforschung und persönlicher Klimaberater von Angela Merkel, hat das Kohlendioxid in einem Interview mit der FAZ als „tückisch“ beschrieben.

2 Robert B. Laughlin, What the Earth Knows. In: The American Scholar, Summer 2010. <http://theamericanscholar.org/what-the-earth-knows/>

beschützer anstreben, würde Trillionen von Euro kosten. Allein die Europäische Kommission veranschlagt in ihrem „Infrastrukturpaket“ von 2010 Ausgaben von 1.000 Milliarden bis 2020, um die Klimaschutzziele zu erfüllen. Solche riesigen Investitionen lassen sich guten Gewissens nur verantworten, wenn beide Fragen eindeutig mit „Ja“ zu beantworten sind. Wenn nicht, wäre das Geld hinausgeworfen.

Die Antwort der Protagonisten weitreichender klimapolitischer Maßnahmen ist stets gleich: „The science is settled“. Die überwältigende Mehrheit der Wissenschaftler sei sich einig, dass der Klimawandel gefährlich und vom Menschen verursacht sei. Nun beruht Wissenschaft aber nicht auf Mehrheitsentscheidungen; wissenschaftliche Durchbrüche müssen oft sogar gegen eine beharrende Mehrheit erkämpft werden.

Wirklich gute Wissenschaftler brauchen keine Mehrheit. Sie haben eine Vorstellung davon, wann wissenschaftlich etwas faul ist. Freeman Dyson ist so einer. Britischer Physiker, seit Jahrzehnten am Institute for Advanced Studies in Princeton, nach Aussagen von Kollegen „unendlich klug“, immer auf die „Integrität von Wissenschaft“ erpicht. Bei der Klimawissenschaft sorgt er sich um die „enormen Lücken in unserem Wissen, die Spärlichkeit der Beobachtungen und die Oberflächlichkeit unserer Theorien“. All das Gewese um die globale Erwärmung, so seine Kritik, sei gröblich übertrieben. Al Gore und seinem wissenschaftlichen Berater James Hansen, dem Leiter des Goddard Institute for Space Stu-

dies der NASA, wirft er „lausige Wissenschaft“ vor, mit der beide die Öffentlichkeit von ernsteren und dringenderen Gefahren für den Planeten ablenken würden.³

Gore und Hansen sehen im Treibhauseffekt und im Kohlendioxid die großen Gefahren für die Menschheit. Ohne Kohlendioxid gäbe es allerdings kein biologisches Leben, wie wir es kennen. Pflanzen benötigen Kohlendioxid zum Wachstum ebenso wie Menschen Sauerstoff. CO₂ lässt Wälder wachsen und steigert Ernteerträge. Mehr Kohlendioxid ist segensreich für Natur und Mensch. „Die Evolution des Lebens“, so betont auch Dyson, „vollzog sich größtenteils auf einem Planeten, der erheblich wärmer und kohlendioxidreicher als heute war.“

Nach Aussagen des IPCC lasse sich die globale Erwärmung auf ungefährliche zwei Grad begrenzen, wenn man die CO₂-Emissionen drastisch senke. Deshalb brauche man sofort erneuerbare Energien. Warum aber gerade zwei Grad? Wie kommt man überhaupt auf die Idee, der Mensch könne das

3 Freeman Dyson, HERETICAL THOUGHTS ABOUT SCIENCE AND SOCIETY, In: A Many-Colored Glass: Reflections on the Place of Life in the Universe, 2007. <http://www.edge.org/documents/archive/edge219.html#dysonf>, The Civil Heretic, By NICHOLAS DAWIDOFF, NYT, March 29, 2009., <http://www.nytimes.com/2009/03/29/magazine/29Dyson-t.html?scp=1&sq=freeman%20dyson&st=cse>. Lesenswert auch: William Happer, CLIMATE SCIENCE IN THE POLITICAL ARENA, Statement of before the Select Committee on Energy Independence and Global Warming, U.S. House of Representatives, May 20, 2010. <http://globalwarming.house.gov/files/HRG/052010SciencePolicy/happer.pdf>

Weltklima regeln und Klimaänderungen kurzfristig (nach geologischen Maßstäben) aufhalten? Und das auch noch, indem er an einer einzigen Stellschraube – dem atmosphärischen CO₂-Gehalt – dreht?

In der Komplexitätswissenschaft gibt es eine gesicherte Aussage: Komplexe dynamische Systeme sind nicht vorhersehbar. Klima ist zweifellos ein solches System – mit zahlreichen Stellschrauben. Es hat komplexe Untersysteme, etwa die Ozeane oder die Atmosphäre, und ist selbst Teil größerer komplexer Systeme, etwa der Erde und des Sonnensystems. Menschliche Aktivität beeinflusst das Klima ebenso wie der Stoffwechsel von Tieren und Pflanzen oder die Aktivitäten des unruhigen Erdinneren.

Im dritten Bericht des Weltklimarats, veröffentlicht im Jahr 2001, ist Folgendes zu lesen: „In der Klimaforschung haben wir es mit einem gekoppelten, nicht-linearen, chaotischen System zu tun. Deshalb ist eine langfristige Vorhersage zukünftiger Klimazustände nicht möglich.“⁴ Fast ein Jahrzehnt später warnen Autoren der Amerikanischen Geophysikalischen Vereinigung⁵, dass die gängigen Klimamodelle die

4 Intergovernmental Panel on Climate Change, Climate Change 2001: The Scientific Basis. Contribution of Working Group I to the Third Assessment Report of the IPCC. Cambridge University Press, 2001, Chapter 14, Section 2.2.2.

5 De-Zheng Sun and Frank Bryan, Climate Dynamics: Why Does Climate Vary? Geophysical Monograph Series Volume 189, 2010. Die Autoren schreiben weiter: „Aber die natürliche Variabilität, die der komplexen,

„Komplexität der Dynamik“ und die „natürliche Variabilität des Klimas“ nahezu auf jeder Ebene unterschätzen.

Das klingt nicht nach „The science is settled“. Im Gegenteil: Die Klimaforschung ist noch weit davon entfernt, das Klima mit allen Einflüssen (auch dem menschlichen) wirklich verstehen zu können. Eine Energiewende mit Mutmaßungen zum Klimawandel zu begründen, ist deshalb unzulässig.

Und warum müssen höhere Temperaturen nur Negatives bringen, wie der Weltklimarat behauptet? Er sieht eine düstere Zukunft voller Katastrophen voraus: Mehr Überschwemmungen, mehr Stürme, mehr Hitzetote, Dürre, Versteppung, Regenfluten, Ausbreitung von Krankheiten, steigende Meeresspiegel, Klimakriege, was immer es gibt. Das mag im Computer geschehen; die Wirklichkeit sieht anders aus: In der Vergangenheit gab es häufig ausgeprägte Warmzeiten; die letzte, die Warmzeit des Hochmittelalters, hat Jahrhunderte gedauert und wurde schließlich von der kleinen Eiszeit abgelöst.

Der Münchner Ökologe Josef Reichholf hat zur Klimageschichte Mitteleuropas ein sehr lesenswertes Buch geschrieben und findet: „Katastrophen wie Pest, verheerende

inneren Dynamik des Klimasystems entspringt, war schon immer und wird auch weiterhin eine vorherrschende Triebkraft von Klimaänderungen sein.“ Sie halten es deshalb für möglich, „dass die globale Temperatur nicht weiter so ansteigt wie in den vergangenen drei Jahrzehnten oder dass sie sogar in den kommenden Jahrzehnten zeitweise sinkt.“

Hochwasser, riesige Heuschreckenschwärme passen mit den kalten und feuchten Zeiten in Mitteleuropa zusammen. Das warme Mittelalter wurde von ihnen verschont.“ Einen ähnlichen Schluss zieht auch der Historiker Wolfgang Behringer in seiner Kulturgeschichte des Klimas. Diese Geschichte „ist voll von Beispielen, in denen sich Kälte und Dürre als die größeren Feinde der Zivilisation erwiesen haben.“⁶ Chinesische Klimatologen von der Universität Hongkong haben die Zeit von 800 bis 1900 untersucht und schließen: „Historisch gesehen waren Warmzeiten und Zeiten der Erwärmung in den allermeisten Fällen gut für die Menschheit, ... Kaltzeiten und Zeiten der Abkühlung das genaue Gegenteil.“⁷

Die offizielle Klimapolitik und Klimawissenschaft ignorieren diese Einsichten oder verfälschen sie sogar, wie die Hockeyschlägeraffäre zeigt. Sie schüren stattdessen Ängste vor der globalen Erwärmung. Mit Angst vor der Hölle hat die Kirche einstmals ihre großen Gewinne aus dem Ablasshandel gezogen; von der Angst vor der Klimakatastrophe profitiert heute die Ökoindustrie mit ihren Windrädern und Solarzellen. Das ist der einzige Zusammenhang von Klima und Energie.

6 Rudolf H. Reichholf, Eine kurze Naturgeschichte des letzten Jahrtausends, Frankfurt 2007. Wolfgang Behringer, Kulturgeschichte des Klimas. Von der Eiszeit bis zur globalen Erwärmung, München 2007.

7 Zhang, D.D., Lee, H.F., Wang, C., Li, B., Zhang, J., Pei, Q. and Chen, J. 2011. Climate change and large-scale human population collapses in the pre-industrial era. *Global Ecology and Biogeography* 20: 520-531.

„Die Erdgeschichte lehrt uns“, so schlussfolgert Robert Laughlin in dem oben genannten Artikel, „dass uns das Klima eigentlich ziemlich egal sein kann, wenn wir in die Zukunft der Energie schauen, nicht, weil es unwichtig wäre, sondern weil wir nicht die Macht haben, es zu kontrollieren.“ Viel Aufgeregtheit wäre aus der Welt, wenn die Öffentlichkeit sich diese Einsicht zu eigen machte. Es bringt nichts, sich um Dinge sorgen, auf die man ohnehin keinen Einfluss hat. In jedem Ratgeber für ein besseres Leben ist dieser Grundsatz nachzulesen.

Wo kommt die Energie her?

Für Umweltschützer ist die Energiefrage einfach zu beantworten. Es gibt „gute“ und „böse“ Energien. Gut sind die „Naturenergien“ – Sonne, Wind und Biomasse, Erdwärme, Wasserkraft und Gezeitenenergie. Böse sind Kernenergie, Kohle, Erdöl und Erdgas. Sind diese nicht auch Teil der Natur?

Die irdische Biosphäre wird von zwei Energiequellen angetrieben: der Sonnenstrahlung und der Erdwärme. Der Energiefluss von der Sonne ist um drei Größenordnungen stärker als der Wärmefluss aus der Erde: Im Durchschnitt erhält die Erdoberfläche von der Sonne 170 Watt pro Quadratmeter (W/m^2); das Erdinnere gibt im Durchschnitt nur 85 Milliwatt pro Quadratmeter (mW/m^2) Wärme an die Oberfläche ab.

Abbildung 1:



Quelle: H. Horeis

Sonnenstrahlung und Erdwärme beruhen auf Kernprozessen. In der Sonne verschmelzen Wasserstoffkerne zu Helium und setzen dabei Energie frei (Kernfusion); der Erdkern wird zu rund 70 Prozent durch den radioaktiven Zerfall von Atomkernen geheizt. Die Strahlung aus dem Fusionsreaktor Sonne treibt die Photosynthese an, die wichtigste Energieumwandlung in der Biosphäre, wie auch die globale atmosphärische Zirkulation und den Wasserkreislauf. Diese wiederum bestimmen Klima und formen die Erdoberfläche.

Das heiße radioaktive Erdinnere ist verantwortlich für wichtige geologische und geochemische Prozesse, vor allem die Plattentektonik. Diese Prozesse spielen bei der Entwicklung

und Ausgestaltung der Biosphäre eine große Rolle. Die radioaktive Fußbodenheizung entstammt einer Sternexplosion (Supernova). Dabei werden schwere Elemente wie Uran oder Thorium mit einem immensen Energieaufwand aus leichteren Atomkernen zusammengebacken. Sie zerfallen im Laufe der Zeit und setzen dabei Energie frei. Als die Erde aus den Trümmern der Sternexplosion entstand, erhielt sie als Mitgift diese enorm leistungsstarken Energiespeicher.

Wie groß sind diese Energieflüsse? Sehr groß, wie Abbildung 1 zeigt: Die Erde erhält von der Sonne sekundlich 8600 Terawatt (TW). Diese Strahlungsmenge kann um 100 TW nach oben oder unten schwanken. Im Erdinneren liefert der radioaktive Zerfall etwa 100 TW. Zum Vergleich: Die Menschheit nutzt derzeit rund zehn TW. Von der Sonne kommt also, grob gesagt, das Tausendfache der Energiemenge, die der Mensch heute braucht. Wow, sagt da der Vertreter der Energiewende. So viel Energie. Energieproblem gelöst!

Das ist allerdings zu kurz gedacht. Denn das, was die Sonne zur Erde schickt, ist mit durchschnittlich 170 W/m^2 nicht so viel. Zum Glück! Denn bei zu starker Sonnenstrahlung würde Leben verbrennen. In der Natur wurde immer schon kräftig um diese Energie gerangelt. Den Schlüssel haben die Pflanzen: die Photosynthese. Mit diesem Verfahren wandeln sie Sonnenlicht in Biomasse um. Dazu brauchen sie das segensreiche Kohlendioxid. Je mehr davon in der Atmosphäre vorhanden ist, desto mehr Sonnenenergie können

sie zu Biomasse verarbeiten. Pflanzenfressende Tiere ernähren sich von dieser Biomasse und sind wiederum Nahrung für Fleischfresser.

Die gesamte Biosphäre funktioniert auf dieser Grundlage. Billionen von Lebewesen konkurrieren dabei um diese begrenzte Energie. Der geringe Wirkungsgrad der Photosynthese macht diese Grenzen besonders eng. Denn weniger als ein Prozent des einfallenden Sonnenlichts wird photosynthetisch in Biomasse umgewandelt. Diese Umwandlung erbringt damit nur ein, zwei Watt pro Quadratmeter.

Der Tagesbedarf des Menschen an Nahrung liegt bei rund 2.800 kcal. Umgerechnet entspricht das einer durchschnittlichen Leistungsaufnahme von 135 Watt. Theoretisch wäre jeder Mensch, bei ausschließlicher Versorgung durch „erneuerbare“ Sonnenenergie, damit auf eine Fläche von etwa hundert Quadratmetern angewiesen, praktisch auf ein Vielfaches davon, denn er muss mit anderen Lebewesen konkurrieren und Energieverluste in der Nahrungskette hinnehmen. In der Frühzeit des Menschen benötigte eine kleine Horde von Jägern und Sammlern deshalb um die fünfzig Quadratkilometer, um überleben zu können. Die Erde bot damit Lebensraum für ein paar Millionen Menschen. Heute leben hier Milliarden.

Technosphäre und Biosphäre

Die Urmenschen hatten, ebenso wie die Tiere, kein Energieproblem. Sie mussten es nehmen, wie es kam. Deshalb starben sie selten an Altersschwäche. Sie wurden gefressen, sie verhungerten, sie erfroren. Sie lebten „nachhaltig“. Sie waren ausschließlich Teil der Biosphäre, des Naturkreislaufs, den die Sonne antreibt. Die Emanzipation des Menschen von der Biosphäre begann mit der Nutzung des Feuers, mit Ackerbau und Viehzucht. Aber erst die Nutzung der Kohle bewirkte die Energierevolution, die den Menschen mehr und mehr von biosphärischer Willkür befreit.

Inzwischen lebt er, je nach Weltregion in unterschiedlichem Maß, vor allem in und durch die Technosphäre. Diese technische Lebensumwelt umfasst Wohnung, Heizung und Kühlung, Bildungs- und Gesundheitssysteme, Nahrungsmittelherzeugung, Güterproduktion, Kommunikations-, Transport- und Energieinfrastruktur und so fort. Diese Technosphäre sorgt heute dafür, dass wir lange und in großer Zahl auf der Erde leben können. Ihr ist es zu verdanken, dass in vielen Teilen der Welt der Kampf ums bloße Überleben ausgefochten ist.

Umsonst gibt es dieses angenehme Leben nicht. Die Gesamtleistung, die jeder Bundesbürger benötigt, um die Technosphäre aufrechtzuerhalten, beträgt durchschnittlich 5.500 Watt. Sie ist damit rund fünfzigmal höher als der rein biologische Leistungsbedarf. Diesen Bedarf, wie im Vorkohle-

zeitalter, mit dünnen biosphärischen Energiequellen wie Sonne, Wind oder Biomasse decken zu wollen, ist eine Illusion.

Technosphären sind unterschiedlich ausgeprägt, abhängig davon, in welchem Teil der Welt Menschen leben. Entsprechend unterscheidet sich auch der Energiebedarf pro Kopf. Am unteren Ende findet sich etwa Indien. Dort liegt dieser Betrag bei 400 Watt pro Einwohner. Dort spielt auf dem Land Technik eine geringe Rolle. Körperliche menschliche und tierische Arbeit herrschen immer noch vor; Energiequellen sind Holz und landwirtschaftliche Abfälle. Man überlebt nicht gut, dafür aber nachhaltig.

Der Weltdurchschnitt liegt bei 2.100 Watt pro Kopf. Das ist fünfmal höher als der Wert für Indien und fünfmal niedriger als der höchste Wert in den Industrienationen. Bei diesen großen Unterschieden kann man eines mit Sicherheit feststellen: Der weltweite Energieverbrauch wird in den kommenden Jahrzehnten nicht abnehmen. Im Gegenteil, er wird kräftig wachsen. Die deutsche Energiewende wird darauf keinen Einfluss haben.

Die sogenannten „Erneuerbaren Energien“

Die Natur kennt keine Erneuerbarkeit. Sie kennt nur den ständigen Wandel. Während Sie diese Zeile lesen, hat die Sonne mal eben zehn Millionen Tonnen an Masse „verbrannt“. Die sind weg und erneuern sich nicht. Begriffe wie

erneuerbar und nachhaltig suggerieren das Bild einer Welt, die es nicht gibt: statisch, risikoarm, immer gleichbleibend, immer schön temperiert, gemütlich für die Ewigkeit.

Die Trennung in „gute“ erneuerbare und „böse“ fossile Energiequellen ist willkürlich. Biosprit, Solar- und Windstrom sind ebenso Abkömmlinge des auf die Erde einfallenden Sonnenlichts wie die Kohle oder das Erdöl. Die Unterschiede liegen in ihrer Ergiebigkeit. Kohle, Gas und Öl sind die effizienteste Art, Sonnenenergie zu nutzen.

Die Mär von der guten Ökoenergie beruht auf zwei Mythen. Mythos Eins beschreibt der Theologe Franz Alt mit dem Satz „Die Sonne schickt keine Rechnung“. Klingt gut, ist aber, wie jede Werbebotschaft, nichtssagend. Wenn Sonnenlicht umsonst ist, warum muss dann eine Kilowattstunde Solarstrom mit bis zu 50 Cent subventioniert werden? Die Sonne verlangt auch nichts für die Kohle, die ohne ihr Licht nicht entstanden wäre. Auch die Supernova, die den Kernbrennstoff Uran geschmiedet hat, stellt keine Rechnung.

Der Mensch zahlt dann, wenn er die diversen „Energierohstoffe“ einsammelt und in eine nützliche Form überführt. Dazu braucht er Windmühlen und Solarzellen, Bergwerke und Fördertürme, Kraftwerke und Staudämme, Aufbereitungsanlagen und Stromnetze. Dieses Sammeln und Umwandeln kostet Geld. Hier, bei der technischen Umsetzung, werden die Rechnungen gestellt, und diese fallen bei den Ökoenergien besonders hoch aus.

Der zweite Mythos steckt in Aussagen wie „Die jährliche Sonneneinstrahlung in Deutschland übersteigt den Primärenergieverbrauch des Landes um fast das Hundertfache“. Diese zweifellos richtige Aussage ist energiewirtschaftlich belanglos. Entscheidend ist nicht, wie viel vorhanden, sondern ob das Vorhandene mit annehmbarem Aufwand nutzbar ist. Das ist nicht der Fall. Sonst müsste Strom aus Sonne, Wind oder Biomasse nicht per Einspeisevergütung dauerhaft subventioniert werden.

Abgesehen davon gibt es noch ein weiteres, größeres Problem. Selbst wenn wir gewillt sind, für Ökostrom mehr als für Strom aus Kohle oder Kernenergie zu bezahlen und erheblich mehr Stahl, Kupfer, Zement etc. zu verbauen (siehe nächster Abschnitt), so stößt der Ausbau erneuerbarer Energien an seine Grenzen: Windräder entziehen der bewegten Luft Energie und lassen sich nicht beliebig dicht stellen.⁸

8 Drei Wissenschaftler der Max-Planck-Gesellschaft haben jüngst die Vorstellung untersucht, dass Windenergie praktisch unbegrenzt zur Verfügung steht. „Windenergie“, so heißt es in ihrem Papier, „ist eine erneuerbare aber endliche Ressource. Ihrer Extrahierbarkeit sind damit grundsätzliche Grenzen gesetzt.“ Die weltweit extrahierbare Windleistung liegt in der Größenordnung des gegenwärtigen Weltenergieverbrauchs. Kosten wurden dabei nicht berücksichtigt. Die Autoren haben zudem festgestellt, dass die Nutzung der Windenergie unvermeidliche Auswirkungen auf das Klima hat. Siehe: L. M. Miller, F. Gans, and A. Kleidon. Estimating maximum global land surface wind power extractability and associated climatic consequences., Earth System Dynamics, 2, 1–12, 2011.

Mais und Raps für Biosprit und Biostrom benötigen Ackerflächen, die auch nur begrenzt vorhanden sind.⁹

George Monbiot, der bekannteste britische Umweltaktivist, hat bereits vor sechs Jahren abzuschätzen versucht, mit wie viel Strom aus erneuerbaren Quellen man für Großbritannien rechnen könnte. Trotz optimistischer Annahmen fehlt ihm unter dem Strich eine Stromkapazität, die der derzeit in Deutschland installierten Windenergieleistung entspricht.¹⁰ Diese Begrenztheit ist der Grund, warum alle grünen Energieszenarien einen erheblich verringerten Energieverbrauch – zwischen 20 und 50 Prozent weniger – voraussetzen. Sonst würden sie nicht funktionieren. Erstaunlich, wo doch Sonne und Wind im Überfluss vorhanden sein sollen.

Keines der beiden angeblichen Alleinstellungsmerkmale grüner Energie, nämlich „massig Energie und auch noch kostenlos“, hat tatsächlich Bestand. Der Kaiser Ökonergie

9 In Deutschland wächst Raps inzwischen auf 1,5 Millionen Hektar (der Fläche von Schleswig-Holstein). Etwa die Hälfte davon wird als „Bio“-Diesel verbrannt. Damit deckt man lediglich sechs Prozent des hiesigen Dieserverbrauchs; alle Äcker und Wiesen Deutschlands (immerhin 17 Millionen Hektar) würden nicht ausreichen, um die gesamte Nachfrage nach Rapsdiesel zu decken.

10 George Monbiot, How Much Energy Do We Have? The Guardian 29th November 2005. Im Gegensatz zu vielen deutschen Grünen ist Monbiot Realist und rechnet Dinge nach. Er ist deshalb auch ein vehementer Gegner der Förderung von Photovoltaik und inzwischen Befürworter von Kernenergie. Siehe: <http://www.monbiot.com/>

steht schlicht nackt da, seine neuen Kleider existierten nur in der Phantasie.

Neue ineffiziente Energiequellen

Die Energieversorgung soll dem Menschen nützliche Energie in ausreichender Menge, verlässlich und vor allem wirtschaftlich bereitstellen. Wirtschaftlichkeit ist in der deutschen Energiewelt inzwischen zu der Frage verkommen, ob die Subventionen für Solar- und Windstrom hoch genug sind. Effizient wirtschaften aber heißt, einen Nutzen mit geringstem Aufwand zu erzielen, also eine kWh Strom möglichst kostengünstig herzustellen. Lichtjahre davon entfernt ist der Solarstrom. Er erhält rund drei Viertel der EEG-Subventionen, liefert aber weniger als drei Prozent der gesamten Stromerzeugung. Windstrom aus der Nordsee wird bislang für 15 Cent/kWh ins Netz gespeist. Das liegt weit über den Erzeugungskosten von Kohle- und Nuklearstrom.

Kosten sind bei der Ökoenergie aufgrund der hohen Subventionierung nur Nebensache. Dabei sind sie ein Maß für Arbeitsaufwand und Rohstoffeinsatz. Je höher die Kosten, desto mehr Arbeitskraft, Material und Energie und desto größere Flächen sind notwendig, um eine bestimmte Menge an Energie zu erzeugen.

Abbildung 2:

	Eisen [kg/GWh _e]	Kupfer [kg/GWh _e]	Bauxit [kg/GWh _e]
Steinkohle-Kraftwerk	1.700	8	30
Erdgas	1.239	1	2
Kernkraftwerk	457	6	27
Photovoltaik 5kW	4.969	281	2.189
Wind 1500 kW	4.471	75	51

(Prof. A. Voss, IER Stuttgart)

Quelle: A. Voß: Wege der Energiewirtschaft zu einer nachhaltigen Energieversorgung, VDI-Frühlingstreffen, Neckarwestheim (Mai 2011)

Für eine Einheit Windstrom benötigt man rund zehnmal so viel Eisen und Kupfer wie zur Produktion einer Einheit Atomstrom. Eine Einheit Solarstrom (Photovoltaik) kostet sogar das 10- bis 100fache an Material. Auch Kohlestrom ist, was den spezifischen Rohstoffverbrauch angeht, deutlich effizienter als Wind- und Solarstrom.¹¹ Die Ursache dafür liegt in

11 Der Rohstoffverbrauch verschiedener Energiequellen wurde bereits in den 1970er Jahren untersucht. Neuere Untersuchungen stammen u.a. vom Energiewirtschaftlichen Institut der Universität Stuttgart Siehe: A. Voß: Wege der Energiewirtschaft zu einer nachhaltigen Energieversorgung, VDI-Frühlingstreffen, Neckarwestheim (Mai 2011). Die Zahlen ergeben sich aus dem gesamten Lebenszyklus einer stromerzeugenden Anlage und beinhalten auch, im Fall von Kohle und Uran, den Aufwand für Entsorgung und Förderung.

der Natur selbst: Sonne, Wind oder Biomasse sind dünne Energiequellen. Ihre Energie- bzw. Leistungsdichte liegt um ein Vielfaches unter der von Uran, Kohle oder Erdöl. Während man sich bei Wind, Sonne und Biomasse mit Leistungsdichten von einigen zehn W/m² begnügen muss, liegt der entsprechende Wert für einen Kernreaktor im Megawattbereich. Die geringe Leistungsdichte der Ökoenergien hat nicht nur einen hohen Rohstoffverbrauch, sondern auch einen hohen Flächenbedarf zur Folge. Beides ist das Gegenteil von „umweltfreundlich“.

Grüne Minister protzen gerne mit „hocheffizienten“ erneuerbaren Energiequellen. Viel Grund gibt es dafür nicht. Eine Technologie ist dann effizient(er), wenn sie einen Nutzen (etwa eine kWh Strom) mit geringerem Aufwand und zu geringeren Kosten als andere Technologien liefert. Daran gemessen sind Sonne und Wind, verglichen mit Kohle oder Kernenergie, nicht effizient, ganz im Gegenteil. Man sollte sie deshalb als das bezeichnen, was sie tatsächlich sind: Neue ineffiziente Energiequellen (NIEs).¹²

12 Auch der Dalai Lama ist dieser Auffassung. Energiequellen wie Sonne und Wind seien „zu ineffizient“, um den Bedarf in den sich schnell entwickelnden Ländern praktisch decken zu können, sagte er am 7.11.2011 auf einer Pressekonferenz in Tokio nach seinem Besuch der vom Tsunami betroffenen Gebiete im Norden Japans. Stattdessen plädierte er für die friedliche Nutzung der Kernenergie. Sie sei ein Mittel, um die großen gesellschaftlichen und wirtschaftlichen Unterschiede in den sich entwickelnden Ländern zu überbrücken. <http://blogs.wsj.com/japanrealtime/2011/11/07/dalai-lama-a-role-for-nuclear-power-in-development-process/tab/print/>

Sind diese NIEs überhaupt in der Lage, eine entwickelte Technosphäre zu betreiben, wie wir sie in Deutschland und in anderen Ländern haben? Der biologische Energiedurchsatz des Menschen liegt bei rund hundert W/m^2 (ihn einmal als flächig gedacht). Sonne, Wind, Biomasse haben eine annähernd vergleichbare Leistungsdichte und sind deshalb prima für die Deckung eines biosphärischen Maßstäben entsprechenden Energiebedarfs geeignet. Sie sind Energiequellen aus und für die Biosphäre. Allerdings nicht für die Technosphäre: Die Energie, die für das Leben in einer technischen Umwelt benötigt wird, übersteigt den biologischen Bedarf um das fünfzehnfache (Weltdurchschnitt) bzw. dreißig- bis siebzigfache (Industrieländer). Das macht eine Größenordnung aus. Prinzipiell sind deshalb die „biosphärischen“ Energien aufgrund ihrer geringen, biologischen Maßstäben entsprechenden Leistungsdichte nicht geeignet, um unsere technische Lebensumwelt zu erhalten. Es gehört viel Naivität dazu zu meinen, man könne diese angenehme technische Umwelt für das Gros der Menschen aufrechterhalten, wenn man in den Schoß biosphärischer Energien zurückkehrt.

Warum dann scheint die deutsche „Erfolgsstory erneuerbare Energie“ zu klappen? Weil andere bezahlen. Die Bevölkerung zahlt für die hohen Einspeisevergütungen, Natur und Landschaft für den hohen Flächenbedarf. Biosprit und Biodiesel gehen auf Kosten der Nahrungsmittelproduktion. Kern-, Kohle- und Gaskraftwerke springen ein, wenn Wind

und Sonne schwächeln. Und vor allem liefern diese Kraftwerke die billige Energie, mit denen Windräder und Solarzellen produziert werden. Etwa die Hälfte der Produktionskosten von Solarzellen entfallen auf Energiekosten. Photovoltaik wäre kaum bezahlbar, würde man sie mit Solarstrom herstellen.

Alle Räder stehen still ...

... wenn der Wind nicht wehen will. Arubis in Hamburg, Europas größte Kupferhütte, fürchtet einen längeren Stromausfall mehr als höhere Energiepreise. Dann würde das geschmolzene Kupfer in den Schmelzöfen erstarren, und die Anlage wäre nur noch Schrott.

Der größte naturgegebene Nachteil von Wind- und Sonnenenergie ist ihre stark schwankende Leistung. Die Sonnenleistung ändert sich immerhin mit gewisser Regelmäßigkeit. Tagsüber scheint die Sonne, nachts nicht. Dieser Tag-Nacht-Zyklus wird noch moduliert durch die sich im jahreszeitlichen Verlauf ändernde Sonneneinstrahlung und im Tagesverlauf durch die Wolken am Himmel. Noch unzuverlässiger ist der Wind. Mal weht er gar nicht; mal gibt es Sturm, und in beiden Fällen keinen Strom. Dazwischen gibt es alle nur möglichen Grade von unvorhersehbaren Fluktuationen.

Sonne und Wind sind also tatsächlich Naturenergie – genauso unzuverlässig, unberechenbar und kapriziös wie das Wetter. Das hat Folgen für die derzeit in Deutschland instal-

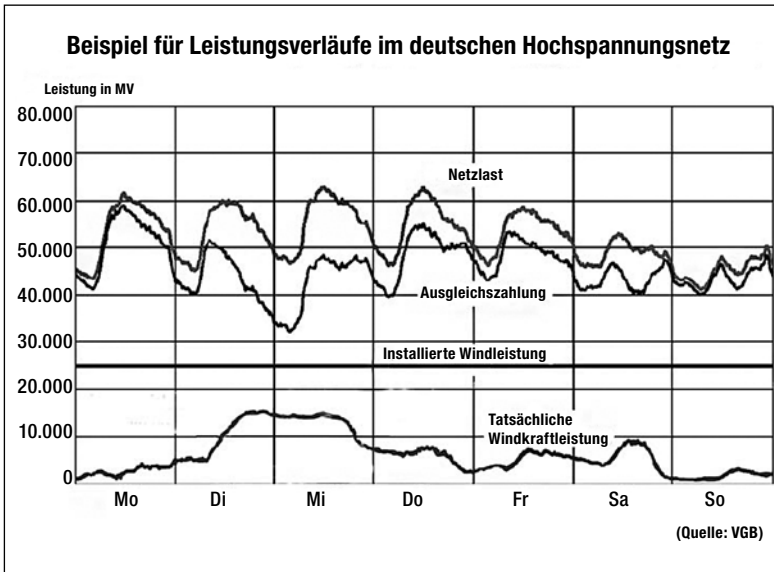
lierte Windstromkapazität von 27.000 GW. Übers Jahr gemittelt, erreichen sie nur rund zwanzig Prozent dieser Kapazität. Eine Windmühle, auf deren Typenschild zwei Megawatt steht, leistet in der Realität also nur 400 kW.

Betrachten wir einmal einen wöchentlichen Leistungsverlauf im deutschen Hochspannungsnetz (siehe Abbildung 3). Der pendelt zwischen etwa 40 und 60 Gigawatt. Wir hätten also eine Grundlast von 40 GW und eine darauf aufgesattelte Spitzenlast, die zwischen Null und 20 GW variiert. Eine zuverlässige Stromversorgung setzt voraus:

- Kraftwerke, die zuverlässig und stetig Grundlaststrom erzeugen.
- Kraftwerke, die sofort verfügbar Strom für Leistungsspitzen erzeugen.

Diese Leistungen müssen garantiert zu jedem Zeitpunkt bereitstehen. Windräder und Solarzellen können weder das eine noch das andere.

Abbildung 3



Die Grafik zeigt, dass die tatsächliche Windkraftleistung erheblich unter der installierten Leistung liegt. Sie beträgt nur ein Fünftel. Damit die Windleistung (zumindest zeitweise) das niedrigste Netzlastniveau (bei 40.000 MW) erreichen kann, müsste die installierte Kapazität mehr als verdoppelt werden.

Fossile oder Kernkraftwerke gleichen die fehlende Leistung aus. Bei Windstille, hier zu Beginn und Ende der Woche, übernehmen diese Kraftwerke fast die gesamte Last. Für jedes Megawatt an Windstromkapazität muss nahezu die gleiche Menge an Reservekapazität bereitstellen. Windräder sind also von Natur aus nicht zu einer gesicherten Stromversorgung imstande. Sie können nur Brennstoff sparen, allerdings zu höheren Kosten als der Brennstoff selbst kostet.

Quelle: VGB Powertech, Zahlen und Fakten zur Stromerzeugung 2010/2011

Ziel der neuen rot-grünen Landesregierung von Rheinland-Pfalz ist die hundertprozentige Stromversorgung des Bundeslandes aus Wind und Sonne bis 2030. Drei Viertel soll der Wind, ein Viertel die Sonne liefern. „Avanti Dilettanti“ würde Joschka Fischer dazu sagen, denn dieses Konzept kann nie funktionieren. Wenn die Pfälzer nicht von einem Black-out zum nächsten hangeln wollen, brauchen sie Reservekraftwerke, und zwar so viele, dass diese auch windstille Nächte auffangen können. Pro Megawatt Windkapazität sind 0,8 bis 0,9 MW an Reservekapazität erforderlich.¹³

Ein Beispiel: Der rechnerische Neubaubedarf in Europa liegt bei rund 300 GW bis 2020. Deckt man ihn mit Windrädern, wären über 130.000 Anlagen à 5 MW erforderlich, plus einer Reservekapazität von etwa 270 Gas- oder Kohlekraftwerken à 800 MW. Wozu braucht man da noch die Windräder?

Der hemmungslose Zubau von Windrädern, wie er derzeit erfolgt, löst das Problem nicht. Die Leistung von 50.000 Windrädern kann genauso gut gegen Null gehen wie die von 10.000. Also müssen auch mehr Backup-Kraftwerke her. Für die Stromerzeugung hat man also praktisch zwei Systeme – privilegierte Windräder und Solarzellen, die, bildlich gesprochen, kommen und gehen können, wann und wie sie wollen, und konventionelle Kraftwerke, die immer bereit ste-

13 VGB Powertech, Zahlen und Fakten zur Stromerzeugung 2009/2010. http://www.vgb.org/daten_stromerzeugung.html

hen, und, unterbezahlt und ungeliebt, die eigentliche Arbeit machen müssen.

Die launenhaften NIEs stecken offensichtlich in einem Dilemma, das die Befürworter der Wende gerne kleinreden. Wenn man tatsächlich ein System haben will, das ausschließlich erneuerbare Energien verwendet, braucht man Energiespeicherkapazität, und zwar sehr, sehr viel: Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicher, Batterien oder mit Wasserstoff oder Gas betriebene Brennstoffzellen. Sie haben alle eins gemeinsam. Sie werden den teuren Wind- und Sonnenstrom noch teurer machen.

Die Speicher müssen Leistungen im Gigawattbereich liefern. Das können derzeit nur Pumpspeicherkraftwerke. Mit etwa 75 Prozent haben sie auch einen annehmbaren Wirkungsgrad. Ein erheblich höherer Wirkungsgrad (90 Prozent und mehr) ließe sich mit Batteriespeicherung erreichen; sie ist aber viel zu teuer. Die Wasserstoffspeicherung ist ebenfalls teuer und hat dazu noch einen sehr niedrigen Wirkungsgrad. Bis zu 80 Prozent gehen im gesamten Prozess verloren.

Wenn der Anteil der Erneuerbaren wie geplant bis 2050 auf 80 Prozent steigt, erhöht sich der theoretische Bedarf an Stromspeichern, je nach Annahmen, auf bis zu 160 TWh.¹⁴

14 Martin Wietschel, Leiter des Geschäftsfelds Energiewirtschaft, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Vortrag bei der Stiftung Energie & Klimaschutz Baden-Württemberg, 19. Okt. 2010.

Die Füllung von Deutschlands größtem Pumpspeicherkraftwerk Goldisthal reicht für maximal 8 GWh; alle derzeit in Deutschland vorhandenen Anlagen liefern zusammen 37 GWh. Bis zu 20.000 Goldisthal-Speicher wären notwendig, um die Schwankungen von Wind- und Solarstrom auszugleichen. Das ist unmöglich. Nicht einmal hundert lassen sich in diesem Land unterbringen.

Abhilfe verspricht man sich vom „intelligenten Stromnetz“ (Smart Grid), das Energieerzeuger und -verbraucher auf „neuartige Weise“ miteinander verknüpfen soll und das auch noch weit über Europa hinaus. Auf der einen Seite Hunderttausende von weiträumig zwischen Kasachstan, Schottlands und Westafrikas Küste verteilten Windrädern, Tausende von Quadratkilometern Solarzellen in den heißen Regionen rund ums Mittelmeer, Zehntausende Biogas- und Biostromanlagen in Mitteleuropa, Wasserkraftwerke in Norwegen und den Alpen. Auf der Verbraucherseite ein paar hundert Millionen Menschen mit Millionen von Wasch- und Spülmaschinen, ebenso vielen Fahrzeugen, unzählige Fabriken, Krankenhäuser und, und, und ... – ein immens komplexes System.

Heute richtet sich die Versorgung mit Strom am Bedarf aus. Strom ist vorhanden, wenn er gebraucht wird. Anders in der erneuerbaren Energiewelt. Da läuft die Waschmaschine nur, wenn genügend Strom da ist. Das Angebot bestimmt die Stromversorgung. Das ist nicht besonders „neuartig“; man kennt das Prinzip aus der sozialistischen Planwirtschaft. Per

Computer wird man Angebot mit Bedarf zusammenbringen und den Strom zuteilen wollen. Skepsis ist angesagt: Hochkomplexe Systeme wie das obige sind kaum zentral zu steuern. Auch in der Planwirtschaft klappte das nicht.

Fazit: Die natürlichen Schwankungen in der Stromerzeugung werden das Hauptproblem der NIEs bleiben und die Funktionsfähigkeit einer modernen Industriegesellschaft nachhaltig beeinträchtigen. Stromspeicher und Smart Grid könnten es nur lösen, wenn ein paar Wunder geschähen. Man wird also auch in Jahrzehnten noch sehr große Reservekcapazitäten benötigen. Dafür werden auch in Zukunft Kohle und Erdgas nötig sein.

Kohle – heute, morgen, übermorgen

Es gibt eine Energiezukunft jenseits von Wind, Sonne und Biomasse, die wenig mit der deutschen Energiewende gemein hat. Zwei Entwicklungen ragen heraus: eine Renaissance der Kohle, vor allem in den Schwellenländern, und die Schiefergasrevolution. Nicht die Ökoenergien, sondern Kohle und Erdgas sind derzeit die Gewinner auf dem weltweiten Energiemarkt.

Die Weltwirtschaft basiert zu fast 90 Prozent auf der Grundlage von Öl, Kohle und Erdgas. Das macht rund 18 Milliarden tSKE (Tonnen Steinkohleneinheiten) jährlich aus. Der Renner ist die verpönte Kohle – hierzulande das Aschenputtel der Energiewelt. Im vergangenen Jahrzehnt hat, laut neu-

ester Weltenergiestatistik von BP, der weltweite Kohleverbrauch um 47 Prozent zugenommen. Dieser Anstieg ist stärker als der von Erdgas (30 Prozent) und Erdöl (13 Prozent) zusammen. Kohle deckt derzeit etwa 30 Prozent des gesamten Energieverbrauchs und über 40 Prozent der weltweiten Stromerzeugung – Tendenz steigend. Die Welt lebt immer noch im Kohlezeitalter und wird dort auch noch einige Jahrzehnte bleiben.

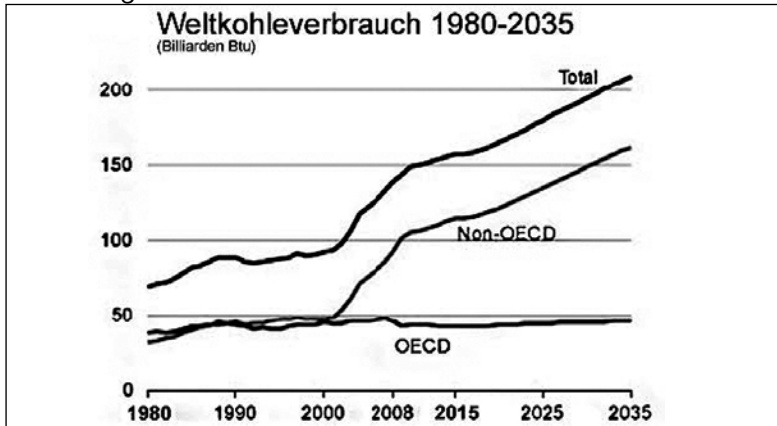
Kohle mit Zukunft, das passt vielen in den reichen Ländern nicht. Für James Hansen, Berater Al Gores, ist „Kohle die größte Bedrohung für die Zivilisation und für alles Leben auf unserem Planeten“. In feinsinniger Anspielung auf den Holocaust bezeichnete er Kohletransportzüge als „Todeszüge“.¹⁵ Für die Milliarden Menschen, die auf der Erde immer noch in Energiearmut leben, müssen solche Aussprüche von wohllebenden Professoren wie Hohn klingen. „Es steckt viel Wahrheit in der Aussage, dass die Grünen Leute sind, die sich nie um ihre Lebensmittelrechnungen sorgen mussten“, meint Freeman Dyson¹⁶. Der große Physiker hat ein Herz für Menschen. Deshalb sieht er die Tatsache, dass China und Indien reich werden, als „wichtigste Entwicklung in der heutigen Welt.“ Kohle sei dort die „Brücke zum Fortschritt“.

15 James Hansen, Coal-fired power stations are death factories. Close them., The Guardian, 15.02.2009. <http://www.guardian.co.uk/commentis-free/2009/feb/15/james-hansen-power-plants-coal>

16 The Civil Heretic, By NICHOLAS DAWIDOFF, NYT, March 29, 2009.

Alle globalen Energieszenarios, die nicht auf Wunschenken basieren, gehen davon aus, dass der Weltenergieverbrauch auch weiterhin wachsen wird. In den kommenden zwei Jahrzehnten rechnen die Analysten mit einem Zuwachs um die 50 Prozent weltweit¹⁷ auf etwa 27 Milliarden tSKE. Die Kohle wird zu dem Gesamtenergieverbrauch etwa ein Viertel beitragen. Der Löwenanteil des Zuwachses entfällt auf die asiatischen Schwellenländer, vor allem China und Indien.

Abbildung 4



Um die Jahrtausendwende, als in Deutschland die Koalition aus SPD und Grünen den Ausstieg aus der Kernenergie beschließt, beginnt der Kohleboom in den Nicht-OECD Ländern (vor allem in China).

Quelle: OECD, World Energy Outlook 2011

17 Siehe z.B.: US Energy Information Administration, International Energy Outlook 2011. <http://www.eia.gov/forecasts/ieo/>; BP Statistical Review of World Energy June 2011.

Strom spielt die wichtigste Rolle. Auf ihn entfällt etwa die Hälfte des Zuwachses bei der weltweiten Energienachfrage. Den größten Teil davon wird Kohle decken. Drei Gründe machen diesen Brennstoff vor allem für die Schwellenländer unverzichtbar:

- Kohlestrom ist pro Kilowattstunde derzeit billiger als Strom aus Erdöl und Erdgas, ganz zu schweigen von Wind- und Solarstrom.
- Die Kohlevorkommen auf der Erde sind „menschenfreundlich“ verteilt. Die Länder mit der größten Bevölkerung und dem größten Bedarf – China und Indien – haben neben den USA auch die größten Vorkommen.
- Auch bei wachsendem Verbrauch reichen die Kohlevorräte der Welt noch für viele Jahrhunderte, vielleicht sogar ein Jahrtausend.

Indien wird seine Stromerzeugung bis 2030 verdreifachen; der Kapazitätswachstum soll bei über 400 GW liegen – das meiste davon Kohlekraftwerke.¹⁸ China hat in den letzten Jahren hunderte von alten Kohlekraftwerken abgerissen, aber für jedes zwei neue moderne gebaut. In den fünf Jahren bis 2008 wuchs nach Angaben der amerikanischen EIA die Kapazität jährlich um 55 GW; alle paar Tage ging ein neues Kohlekraftwerk in Betrieb. Heute dürfte das Land über

18 Carl Christian von Weizsäcker, Internationale Energiepolitik. In: Die Zukunft der Energie. Ein Report der Max-Planck-Gesellschaft, 2008. Der Autor gibt einen guten Überblick über die „fossile“ Zukunft und die Mängel der Klimapolitik.

700 GW an kohlegefeuerter Kapazität haben. Bis 2035 wird der Kohleeinsatz in der Stromerzeugung – heute rund eine Milliarde tSKE – um das Zweieinhalbfache steigen.

Über Asiens Giganten sollte man die kleinen Länder nicht vergessen. So verzeichnet laut BP-Statistik das vietnamesische 90-Millionen-Volk den stärksten Zuwachs bei Kohle und Strom. Im letzten Jahrzehnt ist dort die Stromerzeugung um sagenhafte 227 Prozent gestiegen (der größte Zuwachs weltweit) und der Kohleverbrauch um 175 Prozent – stärker als in China.

Heute holen die Schwellenländer mit der Kohle die Industrialisierung nach, die den Industrieländern bereits im 19. Jahrhundert gelang – allerdings mit weniger Umweltverschmutzung als früher. Schadstoffe wie Ruß, Schwefel- oder Stickoxide lassen sich mittels Abscheidetechnik mit vertretbarem Aufwand fast vollständig zurückhalten. In China sind alle neuen Kraftwerke damit ausgerüstet.

Für die Grünen ist die Kohleverstromung „Technik von gestern“; in der Realität ist die technologische Entwicklung noch lange nicht am Ende. Nach Angaben des VGB¹⁹ liegt der Wirkungsgrad von Kohlekraftwerken weltweit durchschnittlich bei 30 Prozent. Neue Kraftwerke mit bester derzeit verfügbarer Technologie erreichen 45 Prozent. Sie benötigen, verglichen mit dem Weltdurchschnitt, ein Drittel weniger an

19 VGB Powertech, Zahlen und Fakten zur Stromerzeugung 2010/2011.

Kohle, um die gleiche Menge an Strom zu erzeugen. Eine weitere Steigerung des Wirkungsgrades auf 50 Prozent ist in Zukunft möglich.

Angesichts der gegenwärtig herrschenden Kohlendioxidphobie arbeitet die Forschung an Verfahren, um das CO₂ aus dem Rauchgas abzuscheiden und unterirdisch „endzulagern“. Gegen derartige Deponien regt sich in Deutschland bereits jetzt mächtiger Widerstand. Außerdem frisst die CO₂-Abscheidung viel Energie (nach bisherigen Schätzungen liegt die Einbuße bei bis zu 15 Prozentpunkten); das würde die bislang erreichten Wirkungsgradverbesserungen größtenteils zunichtemachen. Auch unter dem Gesichtspunkt der CO₂-Einsparung macht es deshalb mehr Sinn, die alten Kohlekraftwerke durch moderne zu ersetzen.

In Deutschland betrifft dies etwa vierzig Kohlemeiler. Zwanzig moderne Kraftwerke mit 23 GW befinden sich im Bau; sechzehn weitere geplante Anlagen wurden allerdings schon verhindert.²⁰ Ältere Kraftwerke müssen also länger am Netz bleiben, auch dank der überstürzten Energiewende.

20 Aktuelle (Abschuss-) Listen findet man bei BUND und Greenpeace. (http://www.bund.net/fileadmin/bundnet/pdfs/klima_und_energie/20110707_klima_liste_kokw_verfahrensstand.pdf)

Die Erdgasrevolution

Derzeit verbraucht die Welt nach Angabe der EIA etwa 3 Billionen m³ Erdgas pro Jahr – Tendenz weiter steigend. Erdgas besteht im Wesentlichen aus Methan. Es ist derzeit der am schnellsten wachsende fossile Brennstoff und liefert inzwischen etwa ein Fünftel des weltweit erzeugten Stroms. Besonders kräftig legt die Ausbeutung unkonventioneller Erdgasvorkommen zu: das Schiefergas (shale gas).

Schiefergas entsteht in Tonsteinen. Da diese festen Sände kaum durchlässig sind, bleibt das Gas im Gestein gebunden. Erst mit neuen Technologien sind diese Vorkommen zugänglich geworden. Man bohrt zunächst horizontale Löcher in die Tonschicht und sprengt Risse in das Gestein. Mit einem unter hohem Druck in die Bohrung eingepressten Gemisch aus Wasser, Sand und Chemikalien (Anteil 0,5 bis 2 Prozent) werden die Risse aufgeweitet und stabilisiert („hydraulic fracturing“). Durch diese entweicht das Gas in die Bohrlöcher und wird an die Oberfläche gepumpt.

Die Vorräte an Schiefergas dürften enorm sein. Anfang 2011 schätzte die Internationale Energieagentur (IEA) die globalen Vorkommen auf 900 Billionen m³ und verdoppelte damit ihre Schätzung von vor zwei Jahren. Diese Menge würde reichen, um den heutigen Weltverbrauch an Gas für dreihundert Jahre zu decken.²¹ Die amerikanische Energy Informati-

21 IEA, World Energy Report 2011, The Golden Age of Gas.

on Agency (EIA) bilanziert (etwas vorsichtiger) für 33 Länder die technisch gewinnbaren Schiefergasvorkommen auf 190 Billionen m³. Reiche Schiefergasvorkommen gibt es laut Studie in China, den USA, Mexiko, Argentinien, Südafrika, Kanada und Brasilien. In Europa sind vor allem Polen und Frankreich (beide mit rund 5 Billionen m³) sowie Norwegen mit Schiefergas gesegnet. Polen hat im vergangenen Jahr die erste Schiefergasquelle erschlossen. In Deutschland gibt es immerhin noch 220 Milliarden m³.²²

In den USA wird bereits kräftig gefördert. Ein Viertel des amerikanischen Erdgases stammt heute aus Tonstein. Damit hat die Gasförderung in den USA wieder die Höchstwerte von 1973 erreicht, mit der Folge, dass der Gaspreis kräftig gesunken ist. Dem amerikanischen Verbraucher, der ansonsten durch Arbeitslosigkeit und steigende Preise kräftig gebeutelt wird, erspart dies Ausgaben von 65 Milliarden Dollar pro Jahr.

Auch bei konventionellem Erdgas findet man vor allem Offshore zahlreiche neue Vorkommen. Selbst das kleine Israel ist heute ein „Erdgasmulti“, seit man vor wenigen Jahren zwei mächtige Erdgasfelder im Mittelmeer westlich von Haifa entdeckte. Für Erdgas – konventionell oder unkonventio-

http://www.iea.org/weo/docs/weo2011/WEO2011_GoldenAgeofGasReport.pdf

²² EIA, World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States, April 2011. <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>

nell – gilt offenbar das gleiche Paradox wie für Erdöl: Je mehr die Welt verbraucht, desto mehr findet sie. Jesse Ausubel, ein Industrieökologe an der New Yorker Rockefeller Universität, hat dem Erdgas bereits vor zwanzig Jahren eine große Zukunft vorausgesagt.²³ „Nichts kann seinen Siegeszug aufhalten“, sagt er heute. Erdgas werde bis zum nächsten Jahrhundert zum beherrschenden Brennstoff. Auch die IEA erwartet ein „Goldenes Erdgaszeitalter“.

Dafür spricht eine Reihe von Vorzügen. Im Gegensatz zur Kohle entstehen bei der Verstromung von Erdgas weder Staub noch Verbrennungssasche. Auch die SO_x- und NO_x-Emissionen sind geringer und an Kohlendioxid wird nur knapp die Hälfte freigesetzt. Erdgas kann Benzin im Verkehrswesen ersetzen. In vielen Ländern existieren Erdgasleitungsnetze, die bis in die Haushalte reichen. Diese könnten genutzt werden, um lokal mit Hilfe von Brennstoffzellen Strom zu erzeugen. Fortgeschrittene Gaskraftwerke erzeugen Strom mit einem Wirkungsgrad von mehr als 60 Prozent. Und der vielleicht wichtigste Vorzug: Erdgas ist billig (zumindest in den USA) und wird es nach Einschätzung der EIA auch bleiben.

Mit Erdgas steht der Kohle damit ein ernsthafter Konkurrent ins Haus. In den USA werden nach Schätzungen der Deut-

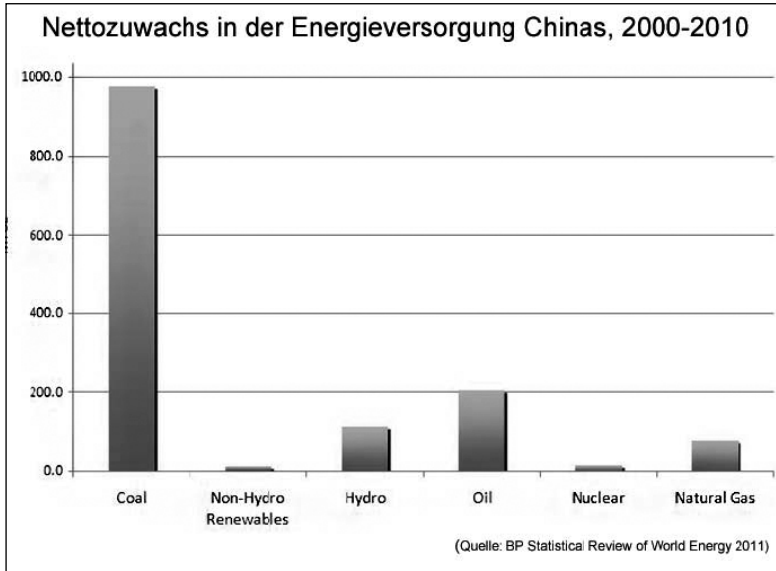
23 Jesse H. Ausubel, Energy and Environment: The Light Path. Energy Systems and Policy, Volume 15, 1991. http://phe.rockefeller.edu/light_path/

schen Bank in den kommenden zwei Jahrzehnten über 150 GW an alten Kohlekraftwerken vom Netz gehen. Ein großer Teil davon wird durch Erdgaskraftwerke ersetzt. Auch die „grüne“ Energie gerät unter Druck. Denn mit dem günstigen Strom aus Erdgas schwindet die Hoffnung, dass Wind- und Solarstrom irgendwann einmal konkurrenzfähig sein könnte. Und welchen Sinn macht es dann, dass Strom aus Erdgas als Backup für unsteten Windstrom erhalten muss. Warum nicht gleich das Erdgaskraftwerk benutzen?

Energiewende hin oder her – die Welt steckt immer noch im totgesagten fossilen Zeitalter und wird noch lange bleiben. Kohle- und Erdgaskraftwerke werden in den kommenden Jahrzehnten die immensen Mengen an Strom sauber und billig liefern, die die Menschen in den Schwellenländern benötigen. Das Ergebnis wird eine reichere Welt sein, in der viel mehr Menschen besser als heute leben können. Das entscheiden weder Angela Merkel noch der Weltklimarat. Das entscheiden die bevölkerungsreichsten Länder der Erde – China und Indien. Man wird ihnen schwerlich dreinreden können. In einem jüngst in Foreign Affairs erschienenen Artikel²⁴ kann man nachlesen, warum das Reich der Mitte schon in zwei Jahrzehnten die alleinherrschende Supermacht sein könnte.

24 Arvind Subramanian, The Inevitable Superpower. Why China's Dominance Is a Sure Thing, Foreign Affairs, September/October 2011. <http://www.foreignaffairs.com/articles/68205/arvind-subramanian/the-inevitable-superpower>

Abbildung 5



Wenn China beim Ausbau der Energieversorgung auf eines nicht setzt, dann sind es Wind und Sonne (die Non-Hydro Renewables). Selbst die noch in ihren Anfängen steckende Kernenergie spielt schon jetzt eine größere Rolle.

Vor diesem Hintergrund sind die deutschen Klimaschutzvorstellungen belanglos. Denn China folgt beim Klimawandel nicht der Sicht des IPCC. Ding Zhongli, Geophysiker und Vizepräsident der chinesischen Akademie der Wissenschaften, schrieb vor dem für den Westen desolaten Kopenhagener Klimagipfel: „Für die Idee, dass es einen signifikanten Zusammenhang zwischen steigenden Temperaturen und dem atmosphärischen CO₂-Gehalt gibt, fehlt es an verläss-

lichen wissenschaftlichen Belegen.“²⁵ Und auch Indien scheint sich um steigende Temperaturen wenig zu sorgen, wie ein indischer Wirtschaftsjournalist schreibt: „Strom aus fossilen Brennstoffen ... bewirkt vielleicht globale Erwärmung. Andererseits haben 500 Millionen Menschen keinen verlässlichen Zugang zu Elektrizität. Bezahlbarer Strom lässt sich für diese Menschen nur mit fossilen Brennstoffen bereitstellen.“²⁶

Wohin soll ich mich wenden ...

... in dieser schweren Zeit? Soll man sich von den Verheißungen locken lassen, die der Wissenschaftliche Beirat für globale Umweltveränderungen (WBGU) unter ihrem Vorsitzenden Schellnhuber in die Welt setzt, von den „praktisch unerschöpflichen Gratisangeboten der Natur“, von einem „klimaneutralen Energiemix, der unsere Zivilisation durch viele Jahrtausende tragen würde“, von der „Großen Trans-

25 John J. Tkacik Jr., China's imprints all over Copenhagen talks fiasco. Washington Times, Thursday, January 14, 2010. <http://www.heritage.org/About/Staff/JohnTkacik.cfm>. Tkacik war unter Clinton Chinaexperte im amerikanischen Außenministerium. Er ist der Meinung, dass das Scheitern (aus westlicher Sicht) des Kopenhagener Klimagipfels vorhersehbar war und von China gezielt herbeigeführt wurde. China denke nicht daran, seine CO₂-Emissionen zu senken, halte es aber für wünschenswert, wenn der Westen sich die Kosten dafür aufbürde. Bleibe der Westen weiter bei seiner Klimapolitik, könne er nur verlieren.

26 Sutanu Guru, Renewable Energy Sources in India. IS IT VIABLE? Oct. 2002.

formation“ durch einen „gestaltenden Staat“?²⁷ Solche großen Sprüche braucht es wohl, wenn man die Leute dazu bringen will, ein gutes Produkt durch ein schlechtes zu ersetzen.

Bis zur Jahrtausendwende war die Energieversorgung in Deutschland ein gutes Produkt. Im letzten Viertel des 20. Jahrhunderts erhielt der deutsche Bürger pro Energieeinheit stetig mehr Nutzen: größere Wohnung, einfache Heizung, mehr und bessere Geräte für Haushalt, Kommunikation und Unterhaltung, höhere Mobilität, und, und ... – alles bei sogar leicht sinkendem Energieverbrauch.

Strom war immer da, wenn man ihn brauchte – zuverlässig und preisgünstig. Bis 2000 sanken die Haushaltsstrompreise von 17 auf 14 Cent/kWh. Kohle-, Gas- und Kernkraftwerke lieferten die großen Mengen an Elektrizität, die eine Industriegesellschaft benötigt. Der größte Teil davon wurde an weniger als hundert Standorten erzeugt. Diese Standorte waren in der Regel nahe an den Verbrauchszentren, so dass der Strom nicht über weite Entfernungen transportiert werden muss. Neue Kraftwerke wurden meist auf den alten Standorten gebaut. Das reduzierte den Flächenverbrauch und vermied, dass andernorts Anwohner um Lebensqualität und Abwertung ihrer Immobilien fürchten mussten.

27 Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (WBGU), Gesellschaftsvertrag für eine Große Transformation, Hauptgutachten 2011.

Die Stromversorgung war wirtschaftlich und sicher. Deutsche Kernkraftwerke zählten zu den produktivsten der Welt. Netzzusammenbrüche und länger andauernde Stromausfälle waren extrem selten. In den letzten drei Jahrzehnten gab es in Deutschland keinen großflächigen Blackout.

Vieles davon gilt immer noch, aber immer weniger. Seit 2000 haben sich die Preise für Haushaltsstrom auf 23 Cent/kWh fast verdoppelt; die Industriestrompreise sind die zweithöchsten in der EU (Voss, 2011) – Tendenz steigend. Wind und Sonne lieferten 2010 nicht einmal ein Zehntel des Stroms, doch bereits jetzt bereiten die starken Schwankungen vor allem bei der Einspeisung von Windstrom große Probleme.

Nicht selten wird Windstrom praktisch verschenkt; die Betreiber erhalten dennoch die übliche Vergütung. Sie haben ein sorgenfreies Leben: Anlagen aufbauen, Strom einspeisen (wenn er da ist) und die garantierten Vergütungen kassieren. Die Weiterleitung und der Verkauf des Stroms, die Einbindung ihrer Anlagen ins Netz, die Bereitstellung von Reservekapazität, das Kassieren beim Verbraucher – all das machen und bezahlen andere. Kein Wunder, dass der Auriacher Aloys Wobben, Gründer und Eigner des Windanlagenherstellers ENERCON, inzwischen bei Forbes in der Liste der Milliardäre steht.

Seit der Energiewende, seit es ernst wird mit Wind- und Sonnenenergie, zeichnet sich ab, welche Probleme Deutsch-

land auf sich geladen hat. „Die Erneuerbaren sind Boutique-Energien“, meint Jesse Ausubel 2007 in der Zeitschrift *New Scientist*. „Wenn sie klein sind, sind sie attraktiv. Erzeugt man jedoch erneuerbare Energie im großen Maßstab, wird der Fall-out schrecklich sein.“

Der „Fall-out“ sind Tausende von Kilometern an neuen Hochspannungsleitungen, ein mit Windrädern zugestelltes Land, große Teile der deutschen Bucht sähen aus, so schreibt der SPIEGEL, „wie ein Nagelbrett“. Die Anzahl künftiger Windindustrieanlagen ist enorm, wie ein einfacher Dreisatz zeigt: Wenn 2010 mehr als 25.000 Windräder nur 7 Prozent der deutschen Stromerzeugung bestritten, wie viele braucht man dann, um 75 Prozent abzudecken? Rund 200.000. Wohin damit? Im Hunsrück werden für Windräder derzeit viele Hektar an Wald abgeholzt. Im Naturpark Soonwald werden sich demnächst die Rotoren riesiger 5-MW-Windräder drehen. Vor ein paar Jahren warnte das Wuppertal-Institut davor, dass die Natur in zunehmendem Maße zu „Mülldeponie, Bergwerk und Standort“ verkomme. Mit der Energiewende werden in den kommenden Jahren immer größere Teile von Natur- und Kulturlandschaft zum bloßen Standort für die Windindustrieanlagen. Das Land wird umfassend und weiträumig industrialisiert – in einem Maße, wie es zuvor noch nie geschehen ist.

„Nichts ist gut an den Erneuerbaren“, möchte man mit Frau Käßmann sagen. Die Energiewende bedeutet den überstürzten Einstieg in Energietechnologien, die immer noch

subventioniert sind. Sie mögen technisch ausgereift sein, wirtschaftlich sind sie nicht und werden es auch in Zukunft nicht sein. Dafür sorgen schon die Gesetze der Physik. Windräder und Solarzellen sind gut für lokale Anwendungen, dort, wo kein Zugang zum Netz besteht. Sie taugen nicht, um eine moderne Industriegesellschaft am Laufen zu halten.²⁸ Denn sie sind teuer, unzuverlässig, ineffizient und hängen von Wetter und Klima ab. Sie brauchen immer ein Back-up; alleine sind sie nicht lebensfähig. Sie sind Ressourcenfresser und führen zur nachhaltigen Verhässlichung des Landes.

Erstaunlich nur, wie bereitwillig ein hochentwickeltes Industrieland wie Deutschland seine Zukunft solch unsicheren Energiequellen anvertraut, deren einziger Vorzug etwas sein soll, was es nicht gibt: „Erneuerbarkeit“.

28 Dieser Meinung ist auch David Bergeron, Präsident von SunDanzer Development, eine Sonnenenergiefirma in Tucson, Arizona: „Wirtschaftlich ist ans Stromnetz angeschlossene Photovoltaik ein recht hoffnungsloser Fall... Photovoltaik ist phantastisch für Menschen, die dort leben, wo es kein Stromnetz gibt. Doch ist es Wunschdenken zu glauben, PV könnte konventionelle Stromerzeugungstechnologien ersetzen oder gar kostengünstig Strom ins Netz einspeisen.“ Und das in Tucson, einer Wüstenregion, wo PV doppelt so ertragreich ist wie in Deutschland. <http://www.masterresource.org/2011/10/solar-power-cost-intermittency-too/#more-17002>

Eine neue Welt

Vergangenheit und Zukunft der Kernenergie

Peter Heller

Der italienische Steuermann ist in die neue Welt eingefahren – mit dieser Reminiszenz an Christoph Columbus wurde der amerikanischen Regierung die erfolgreiche Initialisierung der ersten geregelten nuklearen Kettenreaktion durch Enrico Fermi in Chicago am 2. Dezember 1942 mitgeteilt. Es begann die Geschichte der zivilen Nutzung der Kernenergie, die in vielerlei Hinsicht bemerkenswert ist. Denn sie zeigt auf, wie gering die Zeitspanne mitunter sein kann, die zwischen der Entdeckung eines Effektes in den Laboratorien der Grundlagenforschung (Otto Hahn und Fritz Straßmann, 1938), seiner physikalischen Beschreibung (Lise Meitner und Robert Frisch, ebenfalls 1938), seiner ingenieurtechnischen Umsetzung (Enrico Fermi, 1942) und seiner ersten kommerziellen Nutzung verstreicht (1954 in Obninsk, Sowjetunion, und 1956 in Calder Hall, Großbritannien). Sie ist aber auch ein Beleg für die Nutzlosigkeit und die letztendlich sogar kontraproduktiven Resultate einer Politik, die die Entwicklung einer Technologie in bestimmte Bahnen zu lenken versucht.

Viele Kommentatoren betrachten die Kernenergie mittlerweile als eine (zumindest in Deutschland) an den ökonomi-

schen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen gescheiterte Methode der Stromerzeugung, was durch den beschlossenen Ausstieg der gegenwärtigen Bundesregierung auch belegbar scheint. Vergessen werden dabei allerdings die tieferen Ursachen dieses Ausstiegs, die nicht etwa in der Charakteristik der Kernenergie selbst, sondern im politischen Umgang mit dieser liegen. Denn die Geschichte der Kernkraft ist geprägt von Entscheidungen fachfremder Administrationen, deren Ergebnis eine Technik ist, die ohne starken politischen Rückhalt in einer feindlichen Umwelt nicht überleben kann. Um zu verstehen, wie dies hätte vermieden werden können, ist es erforderlich, das Wesen dieser Technologie und damit ihre Nützlichkeit und ihre Entwicklungsmöglichkeiten zumindest im Ansatz zu erfassen. Die mangelnde Bereitschaft hierzu, ob in Politik und Verwaltung, ob in den Medien oder in der breiten Öffentlichkeit, ist verbunden mit einer eingeschränkten Sicht auf den Begriff „Innovation“. Die Entwicklung technischer Systeme wird gerade in Deutschland meist nur unter dem Aspekt der Problemlösungsrelevanz betrachtet. Hier ist die friedliche Nutzung der Kernenergie im Wettbewerb der Ängste („Klimawandel“ versus „Strahlung“) zerrieben worden. Erfolgreiche Innovationen aber sind keine Antworten auf reale oder erdachte Gefahren. Sie schaffen in erster Linie neue Möglichkeiten. Sie eröffnen neue Welten.

Das Wesen der Kernkraft

Nützlich ist das Bild der Zusammensetzung eines Atomkerns aus elektrisch positiv geladenen Protonen und neutralen Neutronen. Die Anzahl der Protonen bestimmt die Struktur und den Aufbau der Atomhülle und damit die chemischen und physikalischen Eigenschaften des Materials. Daher ordnet man die chemischen Elemente nach dieser Zahl, der Ordnungszahl. Uran hat immer 92 Protonen im Kern, hätte es 91, wäre es kein Uran mehr, sondern Protactinium. Die dem Elementnamen nachgestellte Massenzahl vermittelt die gesamte Menge an Kernbausteinen. Uran 238 weist also 92 Protonen und 146 Neutronen auf. Jedes chemische Element liegt in unterschiedlichen Isotopen vor, die sich in der Anzahl der Neutronen im Kern unterscheiden. Uran 235 besteht ebenfalls aus 92 Protonen, hat aber nur 143 Neutronen im Kern. Die meisten Isotope eines jeden Elements sind instabil (radioaktiv), sie zerfallen nach unterschiedlichen Zeiträumen von selbst.

Die auf diese Weise entstehenden Teilchen- oder energetische Strahlung - wird umgangssprachlich Radioaktivität, physikalisch korrekt aber ionisierende Strahlung genannt. Zwei Zerfallsprozesse beziehungsweise Strahlungsformen sind von besonderer Bedeutung: Beim Alpha-Zerfall sendet ein radioaktiver Kern Alpha-Teilchen, bestehend aus zwei Protonen und zwei Neutronen aus. Diese Bruchstücke sind nichts anderes als Heliumkerne. Die Ordnungszahl des zurückbleibenden Kerns verringert sich um zwei, die Massen-

zahl um vier. Beim Beta-Zerfall (korrekt: Beta-Minus-Zerfall) verwandelt sich in einem Kern ein Neutron in ein Proton. Dabei werden ein Elektron und ein Anti-Neutrino freigesetzt. Die Ordnungszahl des Materials steigt durch diesen Prozess um eins, die Massenzahl bleibt unverändert.

Die Masse eines Atomkerns ist geringer als die Summe der Massen der Kernbausteine. Aus dieser Differenz, dem Massendefekt, speist sich nach dem Prinzip der Äquivalenz von Masse und Energie die Bindungskraft des Kerns. Diese Kernkraft verhindert das Auseinanderfliegen all der sich gegenseitig abstoßenden Protonen. Als würde ein Gummiband reißen, das den Kern zusammenhält, werden Teile dieser Bindungsenergie bei seiner Spaltung oder seinem Zerfall frei und den Bruchstücken - beispielsweise den Alpha- oder Beta-Teilchen - als Bewegungsenergie mitgegeben. Deswegen ist „Kernenergie“ der korrekte Ausdruck. „Atomenergie“ hingegen ist die Bindungsenergie der Elektronen, die den Kern in einer Hülle umgeben, und diese ist elektromagnetischer Natur.

Alle Elemente ab Polonium (Ordnungszahl 84) sind instabil. Die jeweiligen Isotope zerfallen aber mit unterschiedlichen Geschwindigkeiten, als deren Maß die sogenannte Halbwertszeit (Zeitraum, innerhalb dessen die Hälfte einer vorhandenen Materialmenge zerfallen ist) verwendet werden kann. In nennenswerten Mengen findet man in der Erdkruste über 4 Milliarden Jahre nach ihrer Entstehung immer noch Thorium 232 (mit einer Halbwertszeit von etwa 14 Milliarden

Jahren), Uran 235 (Halbwertszeit etwa 700 Millionen Jahre) und Uran 238 (Halbwertszeit etwa 4 Milliarden Jahre). Der Zerfall dieser Stoffe erzeugt weitere, weit kurzlebigereradioaktive Zwischenprodukte. Endpunkte der so etablierten natürlichen Zerfallsreihen sind stabile Isotope des Elements Blei.

Instabile, radioaktive Materialien sind in unserer Umwelt also in breiter Vielfalt vorhanden. Ihre Strahlung ist ein natürlicher Bestandteil unserer Umgebung, die verschiedene Wirkungen auslösen kann. Durch Abbremsung der Zerfallsprodukte in einem geeigneten Medium entsteht beispielsweise Wärme, ein Vorgang, der nicht unerheblich zur Aufheizung des Erdinneren beiträgt. Im Gegensatz zu vielen anderen Quellen, ganz gleich ob fossil, ob Wind- oder Wasserkraft oder ob photovoltaisch oder solarthermisch, stehen uns hier von der Sonne, von Wetter und Geographie völlig unabhängige Energieträger zur Verfügung. Zusätzlich ist die direkte Umwandlung von Masse in Energie die effizienteste vorstellbare Form der Energiegewinnung. Kein anderer Ansatz verspricht mehr Gewinn bei weniger Ressourceneinsatz.

Energiequelle Radioaktivität

Die technische Nutzung der Wärme des natürlichen radioaktiven Zerfalls ist mittels Radionuklidbatterien (international RTG für *Radioisotope Thermoelectric Generator*) möglich. Entsprechende Systeme wurden in den 1950er Jahren

entwickelt und werden seit 1961 eingesetzt. Sie bestehen im Prinzip aus einem Behälter mit einigen Kilogramm radioaktiven Materials, dessen Zerfallswärme durch thermoelektrische Wandler direkt in Strom umgewandelt wird. Dabei ist die freiwerdende ionisierende Strahlung abzuschirmen. Ein solches System stellt im Prinzip nichts anderes als eine äußerst langlebige und wartungsfreie (da ohne bewegliche Teile auskommende) Batterie dar.

Die idealen Energieträger für Radionuklidbatterien sind solche mit einer hohen Strahlungsleistung und hoher Lebensdauer (hohe Halbwertszeiten). Die Strahlung sollte außerdem einfach gegen die Außenwelt abgeschirmt werden können. Die Wärmeleistung im Inneren darf weiterhin nicht ein Ausmaß erreichen, bei dem Material respektive Behälter schmelzen könnten. Von den etwa zwei Dutzend bekannten Isotopen, die für eine solche Anwendung grundsätzlich in Frage kommen, hat sich Plutonium 238 als der bislang beste Kompromiss hinsichtlich dieser sich widersprechenden Anforderungen erwiesen. Plutonium 238 ist ein Alpha-Strahler mit einer Halbwertszeit von 88 Jahren, die Strahlung lässt sich durch eine dünne Hülle vollständig abschirmen und die Lebensdauer einer entsprechenden Radionuklidbatterie ist lang genug für die gewünschten Einsatzprofile.

Es sind entlegene technische Einrichtungen auf der Erde, die von dieser Technologie mit Energie versorgt werden. Militärbasen (Radarstationen), Forschungsstationen und Leuchttürme können als Beispiele genannt werden. Bis in die

1970er Jahre hinein wurden sogar Herzschrittmacher auf diese Weise versorgt. Das Haupteinsatzgebiet für Radionuklidbatterien war und ist die interplanetare Raumfahrt. Jede Sonde, die das äußere Sonnensystem jenseits der Marsbahn erkunden will, ist zwingend auf RTG's angewiesen.

In herkömmlichen Leichtwasserreaktoren entstehen nur äußerst geringe Mengen Plutonium 238, das außerdem von den anderen dort erbrüteten Isotopen wie Plutonium 239, 240 und 241 kaum getrennt werden kann. Man war daher auf spezielle Anlagen angewiesen, in denen beispielsweise ein Neutronenstrom aus einem Teilchenbeschleuniger auf das aus abgebrannten Brennelementen gewonnene Neptunium 237 gelenkt wurde, um Plutonium 238 zu erzeugen, das anschließend noch in einem aufwendigen chemischen Prozess zu separieren war.

Über diese Technologie verfügten nur die USA und Russland. Entsprechend haben nur diese Länder bislang Radionuklidbatterien in der Raumfahrt oder auf der Erde eingesetzt (insbesondere Russland hat dabei auch andere radioaktive Isotope erprobt). Und beide Länder verfügen heute nicht mehr über die Einrichtungen, mit denen neues Plutonium 238 hergestellt werden könnte. In den USA wurden Abschaltung und Rückbau solcher Anlagen in den 1980er Jahren beschlossen, in Russland konnte der Staat nach dem Zerfall der Sowjetunion die Mittel zur Erhaltung nicht mehr bereitstellen. Die vorhandenen Vorräte wurden in die USA, an die Raumfahrtbehörde NASA, verkauft. Etwa

25 Kilogramm Plutonium 238 sind dort noch vorhanden, diese reichen nach der gegenwärtigen Missionsplanung bis 2016. Ab diesem Zeitpunkt wird es dann keine interplanetaren Flüge über die Marsbahn hinaus mehr geben können, wenn die Produktion von Plutonium 238 nicht wieder aufgenommen wird. Einige Millionen Dollar je Kilogramm wären hierfür zu investieren (der Bedarf bis 2030 beträgt etwa 100 kg nur für die NASA, für eine Anlage mit entsprechender Produktionskapazität können Kosten von etwa 500 Millionen Dollar angesetzt werden). Man vergleiche dies mit einem typischen Goldpreis von 30.000 bis 40.000 Dollar pro Kilogramm.

Nuklearmedizin

Die energiereichen Alpha- oder Betateilchen, die durch den natürlichen radioaktiven Zerfall entstehen, sind auch geeignet, die Struktur anderer Materialien zu beeinflussen. Von großem Interesse ist dabei lebendes Gewebe. Eine gezielt auf eine Tumorzelle (bzw. auf deren DNA im Zellkern) ausgeübte Wirkung kann deren weitere Vermehrung unterbinden oder sie sogar abtöten. Im Jahre 1946 wurde auf diese Weise erstmals ein Patient von Schilddrüsenkrebs geheilt. Seitdem erlebte die Nuklearmedizin eine rasante Entwicklung und einen unaufhaltsamen Bedeutungszuwachs, der bis heute anhält.

Verwendet werden dabei vor allem Beta-Strahler, deren Reichweite in lebendem Gewebe nur wenige Millimeter be-

trägt. Sie können daher zielgenau das kranke Gewebe treffen, ohne die gesunde Umgebung ebenfalls zu schädigen. Über bestimmte Trägermoleküle ist die Anreicherung entsprechender Isotope durch natürliche Stoffwechselvorgänge an Ort und Stelle möglich.

Schilddrüsenerkrankungen aller Art (nicht nur Krebs) behandelt man heute mit Jod 131 (Halbwertszeit 8 Tage) besonders effektiv, da sich Jod im Körper ohnehin in der Schilddrüse ansammelt. Für Knochenkrebs eignen sich Strontium 89 (50 Tage) oder Samarium 153 (2 Tage). Arthritis wird mittlerweile schon ambulant mit Erbium 169 (9 Tage) oder Rhenium 186 (4 Tage) bekämpft. In jüngster Zeit wurden in den USA vielversprechende Studien zur Krebsheilung mittels des Alpha-Strahlers Wismut 213 (50 Minuten) durchgeführt.

Alle diese Radioisotope müssen künstlich hergestellt werden. Dies geschieht in nur wenigen Forschungseinrichtungen weltweit, in denen entsprechende Neutronenquellen (Teilchenbeschleuniger oder Forschungsreaktoren) zur Verfügung stehen. Leitet man einen Neutronenstrahl beispielsweise auf ein Ziel aus Tellur, entsteht Jod 131. Der gesamte Bedarf an Isotopen für die Nuklearmedizin in Nordamerika wird durch das Forschungszentrum Chalk River in Kanada gedeckt. Europa wird durch den Forschungsreaktor in Petten in den Niederlanden versorgt. Die Produktionskapazitäten sind also ähnlich dünn gesät, wie im Fall des Plutonium 238 für Radionuklidbatterien. Und ähnlich stellt sich das da-

mit verbundene Risiko dar. Bei einer Abschaltung Chalk Rivers zwecks einer Routineüberprüfung im Jahr 2007 zeigte sich, dass die Pumpen des Kühlkreislaufes nicht mehr den neuesten behördlichen Anforderungen genügten. Die Verlängerung des Stillstandes der Anlage führte zu einer weltweiten Verknappung an medizinischen Radioisotopen. Durch das Einschreiten von Regierung und Parlament Kanadas konnte der Forschungsreaktor gegen den Willen der nuklearen Aufsichtsbehörde wieder in Betrieb genommen werden. Die Angst vor der Freisetzung radioaktiver Materialien aus kerntechnischen Anlagen prallte hier auf die Notwendigkeit der Versorgung von Krebspatienten mit Heilmitteln.

Dabei gäbe es eine ausreichende Anzahl weiterer Einrichtungen, in denen ebenfalls medizinisch nutzbare Radionuklide entstehen. Es sind die Kernkraftwerke, die der allgemeinen Stromversorgung dienen. Der dritte wichtige Bereich, in dem die Kernkraft heute kommerziell genutzt wird.

Die Grundlagen der Kernspaltung

Das Wesen der Ingenieurskunst, mithin die Grundlage aller Technologie, ist es, natürliche Prozesse künstlich auszulösen, um sie manipulieren, steuern und beliebig verstärken zu können. Der radioaktive Zerfall, dessen Nutzungsmöglichkeiten in den vorhergehenden Abschnitten beschrieben wurden, ist ein Paradebeispiel für einen solchen Effekt. Um Kerne aktiv zu spalten, bieten sich Neutronen als ideale Geschosse an. Sie weisen genug Masse auf und werden gleichzeitig nicht durch das elektromagnetische Feld des Atomkerns beeinflusst. Die Möglichkeit, auf diese Weise schwere Kerne in leichtere zu zerlegen und dabei Kernbindungsenergie freizusetzen, wurde von Otto Hahn und Fritz Straßmann am 17.12.1938 experimentell bewiesen. Nun ist es ungemein aufwendig, eine ausreichende Anzahl freier Neutronen zur Durchführung der Spaltung einer größeren Menge schwerer Kerne zu produzieren. Denn letztendlich müssen diese wiederum aus anderen Atomkernen herausgelöst werden, beispielsweise in Teilchenbeschleunigern, und die dafür erforderlichen Energiemengen und der zu betreibende technische Aufwand sind enorm. Idealerweise spaltet man daher solche Materialien, bei deren Zerfall neben leichteren Kernen wieder neue Neutronen frei werden, die weitere Kernspaltungen induzieren können. In Stoffen, bei deren Spaltung zwei oder mehr weitere Neutronen entstehen, kann auf diese Weise eine Kettenreaktion ausgelöst werden. Nachdem der Zerfall einmal initiiert, setzt er sich so lange fort, bis das Material, der „Brennstoff“ vollständig in

Energie und Spaltprodukte umgewandelt wurde bzw. bis die freien Neutronen auf keinen weiteren Kern mehr treffen, den sie spalten können (womit dann auch der Nachschub an Neutronen versiegt). Es ist diese Kettenreaktion, die die großtechnische Nutzung der induzierten Kernspaltung zur Energiegewinnung ökonomisch erst vertretbar, das heißt wettbewerbsfähig zu thermischen Kraftwerken werden lässt, weil sie den zu treibenden Aufwand minimiert und den Energiegewinn maximiert.

Die Entwicklung einer geeigneten technischen Lösung zur Energiegewinnung aus der induzierten Kernspaltung unterliegt den folgenden wesentlichen Herausforderungen: Bereitstellung eines für eine Kettenreaktion geeigneten spaltbaren Materials (Brennstoff) in geeigneter Form und ausreichender Menge Gestaltung eines Reaktors, in dem die Kettenreaktion geregelt ablaufen und aus dem die entstehende Wärme abgeführt werden kann, bestehend beispielsweise aus folgenden Komponenten: dem Brennstoff in einer für die effiziente Ausnutzung der freiwerdenden Neutronen idealen geometrischen Anordnung, einem Moderator zur Kontrolle der Geschwindigkeit der freiwerdenden Neutronen, einem System zur Steuerung der Menge der freien Neutronen, um das Ausmaß der Kettenreaktion steuern bzw. diese sogar ganz unterbinden zu können, einem Kühlmittel, das die bei der Kernspaltung freigesetzte Energie aufnehmen und nach außen abführen kann, um diese beispielsweise für die Stromerzeugung in einer Dampfturbine nutzen zu können eine Möglichkeit, verbrauchten

Brennstoff (bzw. die entstehenden Spaltprodukte) aus dem Reaktor zu entfernen und neuen Brennstoff einzufüllen Konzepte für den Transport, die Nachbearbeitung und die sichere Lagerung dieser Abfälle

Die an alle diese technischen Systeme zu stellende Grundbedingung ist die Gewährleistung eines hohen Sicherheitsstandards, der die Freisetzung radioaktiven Materials in die Umwelt nicht nur im Regelbetrieb, sondern auch während Wartungsphasen und im Falle von Störungen verhindert.

Diese allgemeine Beschreibung verdeutlicht die prinzipielle Existenz einer Vielzahl von Realisierungsmöglichkeiten für einen Kernreaktor. Die chemische Zusammensetzung und die Aggregatzustände von Brennstoff, Moderator und Kühlmittel sind ebenso variabel, wie die Geometrie des Reaktorkerns, die Systeme zur Kühlung und Wärmeabfuhr und Parameter wie Druck und Temperatur im Reaktor im Normalbetrieb. Von den zum Stichtag 31.12.2010 weltweit in Betrieb befindlichen 443 Kernkraftwerken sind aber 95 Prozent den Typen Druck- oder Siedewasserreaktor zuzuordnen, die mit angereichertem Uran betrieben werden, das in fester Form (als Urandioxid) in Brennstäben verwendet wird.

Eine kurze Geschichte der Kernenergie

Lediglich drei Isotope sind spaltbar und ermöglichen gleichzeitig die zur Aufrechterhaltung einer Kettenreaktion ausreichende Vermehrung freier Neutronen: Uran 233, Uran 235 und Plutonium 239. Nur eines davon, Uran 235, kommt in der Natur in nutzbaren Mengen vor. Dieses Isotop macht 0,7 Prozent der natürlichen Uranvorkommen aus, die ansonsten fast ausschließlich aus Uran 238 bestehen. Es ist daher ein folgerichtiger Ansatz, Natururan als Kernbrennstoff zu verwenden. Dies geschah in der eingangs erwähnten historischen Versuchsanlage Enrico Fermis aus dem Jahr 1942 (mit Graphit als Moderator und Stäben aus Cadmium für den Einfang der Neutronen und damit der Steuerung des Verlaufes der Kettenreaktion). Auch die noch während des zweiten Weltkriegs in Deutschland stattfindenden Versuche basierten auf Natururan (mit schwerem Wasser, Deuterium, als Moderator). Auf diese Basis baute auch das spätere Eltviller Entwicklungsprogramm für die zivile Kerntechnik des Jahres 1957 auf. Als Folge war der erste in der Bundesrepublik unabhängig realisierte Reaktor, der Forschungsreaktor FR2 in Karlsruhe (1962) eine schwerwassermoderierte Natururananlage. Parallel wurden in Kanada (schwerwassermoderiert) und in Großbritannien (graphitmoderiert) Natururankraftwerke entwickelt und gebaut, die zum Teil noch heute Strom produzieren.

Viele andere Reaktorkonzepte, basierend auf unterschiedlichen Moderatoren wie Deuterium, Graphit, Beryllium und

normalem, „leichtem“ Wasser, basierend auf unterschiedlichen Konfigurationen, geometrischen Anordnungen und Aggregatzuständen des Kernbrennstoffes, basierend auf unterschiedlichen Kühlmitteln (Wasser, flüssige Metalle, flüssige Salze, Gase) wurden in den 1950er und 1960er Jahren erdacht, konzipiert und teilweise im Labormaßstab konstruiert und getestet. Obwohl einige dieser Ideen tatsächlich realisiert und für Jahrzehnte als Leistungsreaktoren betrieben wurden, konnten sie den Siegeszug und die Dominanz der heutigen Siede- und Druckwasserreaktoren nicht aufhalten. Dies ist ohne die Berücksichtigung der militärischen Nutzung der Kernkraft nicht erklärbar.

Das Prinzip einer Kernwaffe ist im Gegensatz zu einem Kernreaktor nicht die Aufrechterhaltung einer geregelten Kettenreaktion in einer großen Menge Materials über einen längeren Zeitraum zur kontinuierlichen Gewinnung von Energie. Vielmehr soll die Kettenreaktion nach Zündung schnell und explosiv ablaufen, um aus einer geringen Menge an Materie sehr viel Energie in einem kurzen Zeitraum freizusetzen. Spaltbare Materialien wie Uran 235 oder Plutonium 239, die zur Neutronenvermehrung beitragen, müssen daher in möglichst reiner Form eingesetzt werden. Wesentliche Bestandteile des dem Bau einer solchen Waffe gewidmeten Manhattan-Projektes der USA (ab 1942) waren daher Technologien zur Anreicherung und zur Erbrütung von Spaltstoffen. Während es sich bei der Anreicherung um einen komplexen chemisch-physikalischen Prozess handelt, der der Abtrennung von Uran 235 aus Natururan (bzw. der sig-

nifikanten Erhöhung seines Anteils) dient, ist das Brüten der zur Spaltung entgegen gesetzte kerntechnische Vorgang. Statt in Bruchstücke zu zerfallen, kann ein Kern ein auftreffendes Neutron auch absorbieren und damit seine Massenzahl um eine Einheit erhöhen. Solche Kerne sind in der Regel instabil und verwandeln sich durch einen Beta-Zerfall in ein anderes chemisches Element. Man kann sich diesen Vorgang bildhaft durch die Vorstellung eines Neutrons verdeutlichen, das sich durch Abgabe eines Elektrons in ein Proton umwandelt. Hierbei ändert sich die Massenzahl des Kerns nicht, aber seine Ordnungszahl steigt. Absorbiert ${}_{92}\text{U}^{238}$ ein Neutron, entsteht ${}_{92}\text{U}^{239}$, das sich umgehend durch einen Betazerfall zu ${}_{93}\text{Np}^{239}$ und durch einen weiteren Betazerfall zu ${}_{94}\text{Pu}^{239}$, also zu dem gewünschten spaltbaren Material entwickelt. Solche Vorgänge sind vor allem von der Existenz besonders schneller, energiereicher Neutronen abhängig und tragen nicht zur Energiegewinnung bei (vielmehr entziehen sie dem Kernbrennstoff die zur Aufrechterhaltung der Kettenreaktion erforderlichen freien Neutronen), man suchte sie daher in Kernreaktoren wie den oben beschriebenen Natururananlagen nach Möglichkeit mittels Moderatoren wie Deuterium oder Graphit zu verhindern.

Durch das Manhattan-Projekt wurden also nicht nur Kernwaffen, sondern auch die Technologien zur Produktion angereicherten Brennstoffes verfügbar, in dem der Anteil von Uran 235 mit 3 bis 5 Prozent den im Natururan deutlich übersteigt. Dadurch wurden Reaktoren kleiner und kompak-

ter Bauart möglich, die sich beispielsweise als Antrieb für Schiffe eigneten. Und man konnte herkömmliches, „leichtes“ Wasser trotz seiner gegenüber Deuterium und Graphit weniger effektiven Moderatorwirkung verwenden, das gleichzeitig die Funktion des Kühlmittels und des Arbeitsmediums erfüllte.

In seiner einfachsten Bauweise als Siedewasserreaktor enthält ein Leichtwasserreaktor den Brennstoff aus angereichertem Uran (Mischungsverhältnis bspw. 95 bis 97 Prozent Uran 238 und 3 bis 5 Prozent Uran 235) als Feststoff in Form eines Oxids, das in einer Reihe von Brennstäben im Reaktorkern angeordnet ist, die von Wasser umflossen werden. Die Brennstäbe selbst sind gegen das Wasser durch eine metallische Hülle (in der Regel eine Zirkoniumlegierung) abgeschirmt. Das Wasser nimmt gleichzeitig die Rolle des Moderators und die des Kühlmittels wahr. Unter dem im Reaktor herrschenden Überdruck (ca. siebzüglicher Atmosphärendruck) siedet das Wasser bei Temperaturen um 250°C. Der entstehende Dampf wird nach außen geführt und in einer Turbine zur Stromerzeugung verwendet. In einem Druckwasserreaktor wird der Betriebsdruck im Reaktorkern so hoch gewählt (ca. einhundertsechzigfacher Atmosphärendruck), dass das Wasser selbst bei Betriebstemperaturen von 300 bis 400°C nicht siedet. Die Wärme wird auf weitere, nachgeschaltete Wasser-Dampf-Kreisläufe übertragen. Gegenüber einem Siedewasserreaktor gleicher Leistung und gleichen Wirkungsgrades bietet ein Druckwasserreaktor ein erhöhtes Sicherheitsniveau, da

der radioaktive Dampf im abgeschlossenen Primärkreislauf verbleibt und nicht direkt auf die Turbinen geleitet wird.

Noch bevor ein solcher Reaktor als Leistungskraftwerk zur Stromerzeugung eingesetzt wurde (1957 in Shippingport, USA), stellte er seine Funktionsfähigkeit eindrucksvoll im Atom-U-Boot Nautilus unter Beweis, das 1954 vom Stapel lief. Aus Sicht der US-Militärs galt die intensive Weiterentwicklung dieser Technologie zum Zwecke der Elektrizitätsgewinnung an Land in den 1950er und 1960er Jahren weit mehr der begleitenden Unterstützung des Baus von Schiffsaggregaten (vor allem für U-Boote und Flugzeugträger), als der Sicherung der Versorgung der Zivilbevölkerung mit Strom.

Mitte der 1950er Jahre sahen sich die USA daher in der Situation, über die weltweit mit Abstand größte, in Teilen sogar einzige Kompetenz für den Bau von Leichtwasserreaktoren und gleichzeitig über das Monopol hinsichtlich des für deren Betrieb erforderlichen angereicherten Brennstoffes zu verfügen. Mit dem 1954 gestarteten „*Atoms for Peace*“-Programm, aus dem später die Internationale Atomenergiebehörde IAEA hervorging, trachtete man diese Führungsrolle politisch und wirtschaftlich zu nutzen und amerikanische Kerntechnik weltweit zu verbreiten. Was mit großem Erfolg gelang. Während Großbritannien und Frankreich (als erklärte Atommächte) sowohl hinsichtlich der zivilen als auch militärischen Kerntechnik weiterhin auf eigene, autarke Entwicklungen setzten, wurden in Japan und Westdeutschland

die Innovationspfade auch durch starke politische Einflussnahme auf den amerikanischen Weg abgestimmt.

In der Bundesrepublik erfolgte der Technologietransfer durch die Verbindung der Firmen AEG und General Electric (Siedewasserreaktoren) einer- und Siemens und Westinghouse (Druckwasserreaktoren) andererseits. Als Reaktion auf die Versuche der Energieversorgungsunternehmen, die beiden Anbieter in Vergabeverfahren gegeneinander auszuspielen, gründeten AEG und Siemens die Kraftwerk Union KWU als gemeinsame Tochter im Jahr 1973 und führten ihre kerntechnischen Kompetenzen auf diese Weise zusammen. Neben einem marktgetriebenem Preisdruck ergaben sich weitere wirtschaftliche Zwänge durch zunehmende behördliche Regulierungen. Es galt daher, möglichst leistungsstarke Einheiten an den zur Verfügung stehenden Standorten zu konzentrieren. Hatten die ersten zur Stromproduktion dienenden Reaktoren, beginnend mit der Anlage in Kahl (1961), noch Leistungen unter 100 MW, wurde 1967 (Grundremmingen) ein Sprung auf 250 MW durchgeführt. Bis 1970 begann der Bau weiterer Kernkraftwerke im Bereich zwischen 400 und 1.000 MW und ab diesem Zeitpunkt entstanden nur noch Blöcke der Klasse 1.300 bis 1.500 MW. Die Nutzung der Kernenergie in Deutschland wurde damit in weniger als 10 Jahren durch das politische und wirtschaftliche Umfeld ausschließlich auf den Bau großer Anlagen mit hohen Investitions- und geringen Betriebskosten gelenkt, die in ein europäisches Verbundnetz integriert werden konnten und über eine Laufzeit von mehreren Jahrzehnten eine preis-

werte Stromversorgung für die Abnehmer und hohe Gewinne für die Betreiber versprochen. Versuche, die einseitige technische Ausrichtung auf Siede- und Druckwasserreaktoren zu beenden und – ähnlich wie zu Beginn der kerntechnischen Forschung in Deutschland – einen neuen Innovationsprozess zu starten („Schneller Brüter“ in Kalkar, Thorium-Hochtemperaturreaktor in Hamm) scheiterten an mangelndem politischen Willen.

Atommüll ist Rohstoff

Mit den dominierenden Leichtwasserreaktoren ist ein spezifischer Brennstoffkreislauf zwingend verknüpft. Er beginnt bei der bergbautechnischen Erschließung des Natururans, in dem das spaltbare Uran 235 einen Anteil von 0,7 Prozent aufweist. In entsprechenden Anlagen (seit 1985 auch in der Bundesrepublik in Gronau) wird Uran 235 angereichert. Ein typisches Brennelement für einen Leichtwasserreaktor besteht aus 97 Prozent Uran 238 und 3 Prozent Uran 235. Nach etwa drei Jahren wird ein solcher Brennstab einem Reaktor entnommen und durch einen neuen ersetzt. Hintergrund ist dabei nicht die Erschöpfung des Brennstoffes, sondern die Stabilität der Zirkonium-Hülle, die das Material gegen das die Brennstäbe umfließende Wasser abschirmt. Durch die ionisierende Strahlung der Kernspaltung und des Zerfalls der Spaltprodukte wird diese Hülle beeinträchtigt. Der Austausch der Brennelemente ist daher zu einem Zeitpunkt fällig, zu dem immer noch nahezu ein Drittel des ursprünglichen Uran 235 zur weiteren Energieproduktion zur

Verfügung stände. Weiterhin enthält ein auszutauschendes Brennelement etwa 1 Prozent erbrütete Plutonium-Isotope (239, 240, 241) und weitere Transurane, die zu einem großen Teil ebenfalls spaltbar sind. Etwa 4 Prozent des Materials machen die instabilen Spaltprodukte des Uran und der Transurane aus, die auf natürliche Weise zerfallen und dabei wie in einer Radionuklidbatterie ebenfalls noch Energie abgeben. Die restlichen 94 Prozent eines „verbrauchten“ Brennelementes bestehen nach wie vor aus Uran 238, aus dem weiterer Kernbrennstoff erbrütet werden könnte. In der Theorie ist ein solcher Brennstab äußerst wertvoll. Er könnte in seine Bestandteile zerlegt werden. Der noch vorhandene Kernbrennstoff würde in einem neuen Brennelement wieder zur Energiegewinnung genutzt. Die Spaltprodukte sind zwar hochradioaktiv aber sehr kurzlebig. Etwa 80 Prozent des anfallenden Materials wäre für 10 Jahre sicher zu lagern, die restlichen Bestandteile für etwa 300 Jahre, dann ist die Radioaktivität auf ein ungefährliches Maß gefallen. Einige Spaltprodukte könnten direkt in der Nuklearmedizin verwendet werden. Und letztendlich verwandeln sich die Spaltprodukte im Laufe der Zeit in stabile Isotope nützlicher Metalle, beispielsweise aus der Gruppe der seltenen Erden. „Atommüll“ ist also nicht wirklich Müll, sondern vielmehr eine Quelle wichtiger Ressourcen.

Obwohl die entsprechenden Technologien entwickelt und vorhanden sind, wurde dieser nukleare Brennstoffkreislauf nicht mehr vollständig geschlossen. Die in den 1970er Jahren aufkommende Skepsis gegenüber der Kerntechnik

konnte ausreichend Einfluss auf politisches Handeln gewinnen, um damit beispielsweise das Problem der Endlagerung erst hervorzurufen. Denn wenn man die erbrüteten Transurane wie Plutonium 239 nicht mehr zur Energiegewinnung einsetzt, stellt sich das Problem der sicheren Lagerung dieser radioaktiven, langlebigen und teils sehr toxischen Stoffe für Zeiträume von zehn- bis hunderttausenden von Jahren.

Betriebssicherheit von Kernkraftwerken

Die Ablehnung der friedlichen Nutzung der Kernenergie, die von allen westlichen Industrienationen in Deutschland die größte politische Wirkung entfachen konnte, wurde durch die drei Störfälle in Harrisburg (1979), in Tschernobyl (1986) und in Fukushima (2011) entscheidend begünstigt. Während in Tschernobyl ein weltweit wenig verbreiteter Reaktortyp havarierte und dieser Unfall vor allem die Risiken einer Freisetzung von Plutonium bei einer nicht ausreichenden Abschirmung des Reaktorkerns verdeutlichte, wiesen Harrisburg und Fukushima unmittelbar auf die Betriebsrisiken von großen Leichtwasserkraftwerken hin. Sollte nämlich der Kühlkreislauf unterbrochen und so die Wärme aus dem Reaktorkern nicht mehr abgeführt werden können, kann dieser trotz unterbundener Kettenreaktion überhitzen. Hierfür ist vor allem der radioaktive Zerfall der oben angeführten Spaltprodukte verantwortlich („Nachzerfallswärme“). Befinden sich vergleichsweise große Mengen an Material im Reaktorkern, wie dies bei Leistungsreaktoren der 1.000 MW-Klasse und darüber der Fall ist, ist eine Kernschmelze möglich. Bei

dieser entsteht eine Wärmemenge, die ausreicht, zunächst die Hüllen der Brennstäbe zu durchschmelzen. Der flüssige Kernbrennstoff sammelt sich dann am Boden des Reaktor-druckbehälters an. Sowohl in Harrisburg, als auch in Fukushima konnte durch entsprechende Maßnahmen der Notkühlung die Stabilität des Reaktordruckbehälters gesichert und damit eine wirkliche Katastrophe verhindert werden. In Harrisburg hat weiterhin das sogenannte „Containment“, eine den Druckbehälter umgebende weitere Stahlhülle, den Austritt radioaktiven Materials über den Kühlkreislauf verhindert. In Fukushima kam erschwerend hinzu, dass es sich um einen Siedewasserreaktor älterer Bauart handelte, der eine direkte Verbindung zwischen dem Reaktorkern und dem Turbinengebäude, also der Außenwelt, aufwies. Hier wurden radioaktive Spaltprodukte wie Iod 131 mit einer Halbwertszeit von 8 Tagen und Cäsium 137 (30 Jahre) freigesetzt. Nun haben sowohl die Störfälle in Harrisburg als auch in Fukushima, die technische Beherrschbarkeit des größten anzunehmenden Unfalls (GAU) bei Leichtwasserreaktoren – den Verlust der Kühlsysteme für den Reaktorkern – aufgezeigt. Zur Freisetzung von Spaltprodukten kam es in Japan vor allem wegen der Naturkatastrophen (Erdbeben und Tsunami), die den Störfall ausgelöst haben. Und das Zerstörungspotenzial dieser überstieg die Gefahren der Schäden an den Reaktoren um ein Vielfaches. Es bleibt festzuhalten: Alle drei Störfälle sind technisch gesehen mit der Bauart der jeweiligen Kraftwerke verknüpft. Kernschmelze respektive das Risiko der Freisetzung radioaktiven Materials in großer Menge sind nicht Risiken, die im

Wesen der Kernkraft an sich liegen. Es sind Risiken, die mit einer spezifischen technischen Realisierung der Nutzung der Kernenergie einhergehen. Dieser Umstand ist im Rahmen der Debatten über die zivile Nutzung der Kernkraft bisher nicht ausreichend thematisiert worden.

Die Krise der Kernenergie in Deutschland

Waren Konzepte und Ideen für die friedliche Nutzung der Kernkraft in den 1950er Jahren noch die Spielwiese der Physiker und daher geprägt von einer Atmosphäre der Kreativität und Lösungsvielfalt, so haben Militär, Politik und Wirtschaft diese Technologie in den folgenden Jahrzehnten auf einen bestimmten Pfad verengt und ihre Weiterentwicklung damit verhindert. Diese Vorgehensweise hat sich als nicht robust gegenüber Störungen erwiesen. Sobald die öffentliche Meinung von der Euphorie der 1950er und 1960er Jahre in die Skepsis und Ablehnung der 1970er und 1980er Jahre umschlug, war es nur eine Frage der Zeit, bis der anfängliche Rückhalt durch die Politik in Ignoranz und später offene Gegnerschaft umschlagen würde. Denn die wohl unabsichtliche Unterdrückung alternativer Entwicklungswege bedeutete eine Verwandlung von Vorteilen in Nachteile in einem sich ändernden Umfeld:

So ist es heute für viele Staaten, vor allem für Deutschland, völlig ohne Belang, dass im Uran-Plutonium-Brennstoffkreislauf auch waffenfähiges Material produziert werden kann. Vielmehr sind es genau diese Stoffe, vor allem Pluto-

nium, die aufgrund ihrer Langlebigkeit und Toxizität die bislang ungelöste Frage der Endlagerung aufwerfen.

Der gewählte Brennstoffkreislauf versprach einmal den Vorteil (aus Sicht der USA), eine weltweite Hegemonie in einem zentralen Hochtechnologiebereich mit der Kontrolle über die Verwendung spaltbarer und waffenfähiger Stoffe verbinden zu können. Heute bedeutet das Brennstoffkonzept die Verlagerung vieler kerntechnischer Bearbeitungsschritte, bspw. Anreicherung und Wiederaufbereitung, auf Anlagen außerhalb der eigentlichen Kraftwerke. Er erfordert daher ständige Transporte und (Zwischen-)Lagerungen radioaktiver Stoffe, was insbesondere in dicht besiedelten Gegenden wie Deutschland von der Bevölkerung nicht mehr akzeptiert wird.

Die Verwendung angereicherter Brennstoffe in Reaktoren einfacher Bauweise bedeutete die Möglichkeit, kleine und kompakte Anlagen zu schaffen und eröffnete damit nicht nur Wege in eine dezentrale Stromerzeugung, sondern auch in mobile Anwendungen in Schiffen (etabliert), Flugzeugen (erprobt) und sogar Kraftfahrzeugen (konzipiert aber nie umgesetzt). Tatsächlich aber erzwang das ökonomische und politische Umfeld eine schnelle Evolution hin zu immer größeren und leistungsstärkeren Anlagen, in denen am Ende eine Kernschmelze durch die Höhe der freigesetzten thermischen Energie erst möglich wird.

In Deutschland haben sich Kraftwerksbauer wie Siemens oder AEG frühzeitig und nahezu ausschließlich auf Leichtwasserreaktoren festgelegt, über alternative Technologien wurde die Bevölkerung daher kaum aufgeklärt und unterrichtet. Vielmehr hat man im Verbund mit den vorwiegend an Gewinnmaximierung interessierten Energieversorgungsunternehmen den Leichtwasserreaktor bis zuletzt verteidigt. Die von weiten Teilen der Bevölkerung in die Politik getragene ablehnende Stimmung konnte so zu einer Gegnerschaft gegen die Kerntechnik insgesamt werden. Der Leichtwasserreaktor mit all seinen Vor- und Nachteilen wurde mit der friedlichen Nutzung der Kernspaltung gleichgesetzt. Für ein parteiübergreifend verabschiedetes Verbot bedurfte es schließlich nur noch einer zeitlichen Koinzidenz eines schweren Störfalles mit wichtigen Wahlen. In einem von hartem Wettbewerb um Aufmerksamkeit geprägtem medialem Umfeld mit dem daraus folgenden Drang zu Übertreibungen und Dramatisierungen konnte der Atomausstieg nicht mehr verhindert werden. Ein Ausstieg, der dann nicht nur die vorhandene Technologie, sondern gleich die gesamte Kerntechnik mit allen ihren Möglichkeiten traf. Ein Land aber, in dem einer Technologie nicht mehr die Möglichkeit eingeräumt wird, sich zu entwickeln, darf nicht hoffen, in Hoch- und Spitzentechnologien global konkurrenzfähig zu bleiben. Der deutsche Alleingang nach Fukushima wird sich letztendlich als Irrweg herausstellen, denn am Ende bleibt: Masse und Energie sind einander äquivalent. Und daraus kann man nicht aussteigen.

Thorium und der Flüssigsalzreaktor

Thorium (Th) ist ein Schwermetall mit der Ordnungszahl 90. Alle natürlichen Thoriumvorkommen (es findet sich in Gesteinen etwa dreimal häufiger als Uran) bestehen aus dem Isotop mit der Massenzahl 232. Dieses ist fast stabil (Halbwertszeit 14 Milliarden Jahre) und nur schwach radioaktiv. Spaltbar ist Thorium nicht. Aber es hat wie Uran 238 die Eigenschaft, ein auftreffendes Neutron absorbieren zu können. Aus Thorium würde dann aber kein Plutonium entstehen, sondern Uran 233. Dieser Stoff ist spaltbar und kann Grundlage einer gesteuerten Kettenreaktion und der Energiegewinnung in Kernreaktoren sein. Die Spaltprodukte sind identisch zu denen des Uran 235, auch hier entstehen also im Laufe der Zeit wertvolle Elemente, vor allem aus der Gruppe der seltenen Erden.

Waffenfähiges Material und die gefährlichen Transurane kämen in einem auf Thorium basierendem Brennstoffkonzept nicht vor. Die Gefahr der Proliferation und das Erfordernis einer langfristig sicheren Endlagerung bestehen nicht mehr, denn ein Thorium-Reaktor würde nahezu kein Plutonium 239 und schwerere Isotope oder weitere Transurane erbrüten.

Mit Thorium verbindet sich außerdem die technische Möglichkeit eines alternativen Reaktorkonzeptes: die Verwendung des Brennstoffes in flüssiger Form. Thorium- und Uranfluoride sind Salze, die sich leicht in einem Gemisch aus Lithium- und Berilliumfluorid lösen lassen.

Ein solcher sogenannter Flüssigsalzreaktor (LFTR = Liquid Fluorid Thorium Reactor) bestünde im Prinzip aus einem Kern aus Uran 233, in dem die Kettenreaktion stattfindet. Dieser würde von einem Moderator (Graphit) umgeben, durch den die freiwerdenden Neutronen in die den Kern umströmende Thoriumlösung gelangen, um hier weiteres Uran 233 zu erbrüten. Durch die entstehende Wärme heizt sich der Reaktor selbst auf die erforderliche Betriebstemperatur von mehr als 600°C auf, bei der die Salzlösungen flüssig werden. Die Wärme wird aus dem Reaktorkern direkt abgeführt und beispielsweise zur Stromerzeugung (über Wärmetauscher und Dampfturbine) eingesetzt.

Im Gegensatz zu festen Brennstoffen können solche in flüssiger Form während des Betriebs einer chemischen Bearbeitung zugeführt werden. Aus dem Thoriumkreislauf wird auf diese Weise kontinuierlich das erbrütete Uran 233 entnommen und dem Kernkreislauf zugeführt. Aus diesem wiederum werden ebenfalls kontinuierlich die Spaltprodukte wieder entfernt. Die hierfür notwendigen Technologien stehen zur Verfügung. Die Salzlösungen selbst sind strukturell stabil gegenüber ionisierender Strahlung, ist ein regelmäßiger Austausch des Brennstoffes, verbunden mit einem Herunterfahren des Reaktors, nicht mehr erforderlich. Auch sind die Salze nicht aggressiv gegenüber den Materialien, aus denen die Rohre und Behälter bestehen können (verschiedene Stahlsorten). Korrosion ist kaum zu befürchten. Und schließlich läuft der Reaktor bei deutlich höheren Tem-

peraturen als ein herkömmliches wassergekühltes System und weist damit einen höheren thermischen Wirkungsgrad auf. Ein Flüssigsalzreaktor würde unter normalem Atmosphärendruck betrieben. Die Ansprüche an die Strukturen des Kraftwerkes wären bei weitem nicht so hoch, wie bei Leichtwasserreaktoren, was die Investitionskosten senkt und die Betriebssicherheit erhöht.

Die Angst vor einer Kernschmelze wäre bei einem solchen Kraftwerk überflüssig, denn der Kern ist ja bereits geschmolzen. Die Angst vor einem Ausfall der Kühlsysteme entbehrt ebenso jeder Grundlage, denn es gibt gar keine Kühlsysteme mehr. Der Reaktor reguliert sich selbst, bei steigenden Temperaturen würden die Neutronen zu schnell, um noch eine Kettenreaktion auslösen zu können. Es würde kein Kernbrennstoff mehr nachgeliefert, die Wärmeproduktion entsprechend verringert und die Temperatur wieder sinken. Auch um die Nachzerfallswärme müsste man sich nicht sorgen, die Spaltprodukte sind nicht räumlich konzentriert und außerdem nur in geringer Menge vorhanden, da sie permanent aus dem Reaktorkern entnommen werden.

Zusätzlich kann die Geometrie des Reaktorkerns im Ernstfall schnell und konsequent geändert werden. Dazu dient eine Rohrverbindung zwischen dem Kern und einer Reihe (unterirdischer) Behälter. Im Betrieb wird diese Leitung durch gekühltes und daher festes Salz verschlossen. Fällt die Energieversorgung des Kraftwerkes aus, findet auch diese Kühlung nicht mehr statt und der Salzverschluß löst

sich auf. Der flüssige Brennstoff strömt in die Tanks und kühlt dort auf natürliche Weise ab.

Bei einem herkömmlichen Kernkraftwerk ist also Energie erforderlich, um es im Notfall herunterfahren zu können. Bei einem Flüssigsalzreaktor ist Energie erforderlich, um die Abschaltung zu vermeiden.

Und wenn nun Vulkane, Erdbeben, Flutwellen, vollbesetzte Großraumflugzeuge oder gar bombenbewehrte Terroristen es auf dieses Kraftwerk abgesehen haben? Dann ist die Freisetzung radioaktiven Materials in die Umwelt auch hier nicht völlig unvermeidbar, das ist richtig. Aber eine Kontamination großer Regionen für einen längeren Zeitraum ist schlicht nicht möglich. Denn erstens befinden sich, wie oben schon erwähnt, zu jedem Zeitpunkt nur geringe Mengen der hochradioaktiven aber kurzlebigen Spaltprodukte im Reaktor und zweitens sind langlebige und toxische Actinide wie Plutonium 239 nahezu nicht vorhanden.

Die wahre Energiewende

Diese Wundermaschine ist keine Utopie. Sie wurde bereits gebaut und war als Versuchsanlage am Oak Ridge National Laboratory in den USA von 1965 bis 1969 in Betrieb. In dieser Zeit wurden nicht nur ihre grundsätzliche Funktionsfähigkeit evaluiert, sondern auch die erforderlichen Materialien für Ventile, Pumpen und Rohrleitungen und die chemische Verfahrenstechnik für die kontinuierliche Abtrennung von

Uran und Spaltprodukten aus den flüssigen Salzen entwickelt. Die damals aufgebaute technische Kompetenz ist gut dokumentiert auch heute noch verfügbar. Man könnte mit dem Bau eines Thorium-Flüssigsalzreaktors jederzeit beginnen.

Tatsächlich hat man schon begonnen. Im Januar 2011 gab die chinesische Akademie der Wissenschaften bekannt, binnen 5 Jahren einen Demonstrationsreaktor dieses Typs errichten zu wollen. Dies sei das erste von vier Projekten zur Erringung einer „strategischen Führerschaft in Wissenschaft und Technologie“. Geprägt durch amerikanische Wissenschaftler haben sich globale Netzwerke etabliert, durch die die Thorium-Technologie gefördert wird. Nicht nur angelsächsische Medien, auch amerikanische und britische Politiker aller Richtungen haben die Relevanz der Thematik erkannt und sich unterstützend geäußert.

Deutsche Namen, gleich ob aus Wirtschaft, Politik oder Wissenschaft, findet man in diesen Netzwerken nur selten. Deutsche Medien ignorieren das Thema fast vollständig. Deutschland ist das Tal der Ahnungslosen in einer Welt im Aufbruch.

Denn der Thorium-Flüssigsalzreaktor ist in Wahrheit nur eines von sechs fortgeschrittenen, völlig neuen Reaktorkonzepten, die im Rahmen eines internationalen Forschungsverbundes, des „Generation IV International Forums“, entwickelt werden. Die weiteren Typen sind: der schnelle

bleigekühlte Reaktor (Lead-cooled fast Reactor LFR), der Höchsttemperaturreaktor (Very High Temperature Reactor VHTR), der schnelle gasgekühlte Reaktor (Gas-cooled Fast Reactor GFR), der schnelle natriumgekühlte Reaktor (Sodium-cooled Fast Reactor FSR), der überkritische Leichtwasserreaktor (Super-Critical Water-Cooled Reactor SCWR).

Alle diese Ideen adressieren die Nachteile aktueller Leichtwasserreaktoren und bieten technische Lösungen an, indem der Kernbrennstoff im Reaktor vollständig ausgenutzt wird und somit kein Bedarf für Endlagerkapazitäten mehr aufgebaut wird, zu Uran 235 alternative Energiequellen wie Thorium oder Plutonium aus Kernwaffen und vorhandenen radioaktiven Abfällen eingesetzt und insbesondere vorhandene Abfälle zur Stromproduktion genutzt und dabei vernichtet werden, kein angereichertes Material eingesetzt wird und damit auch die entsprechenden verfahrenstechnischen Schritte inklusive Transport und Lagerung überflüssig werden, die Möglichkeit einer Kernschmelze physikalisch ausgeschlossen wird und auch Kühlsysteme überflüssig werden (Selbstkühlung der Reaktoren).

Das Generation IV Forum wurde 2001 gestartet und mittlerweile sind alle führenden Industrienationen mit einer Ausnahme in ihm vertreten und beteiligen sich mit Forschungsgruppen und finanzieller Unterstützung an den genannten Projekten. Die Ausnahme ist Deutschland.

Man kann heute noch nicht vorhersehen, welche der Entwicklungslinien der vierten Generation der Kernkraftwerke unter sich weiterhin dynamisch entwickelnden wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen erfolgreich sein kann und welche nicht. Der Thorium-Flüssigsalzreaktor ist sicher einer der vielversprechendsten Kandidaten. Mit seiner Realisierung würde nahezu jedes Argument gegenstandslos, das gegen die Kernenergie ins Feld geführt wurde und wird. Dies zeigt sich besonders deutlich, wenn man den Materialfluss im Brennstoffkreislauf zwischen einem herkömmlichen Leichtwasser- und dem neuen Thoriumreaktor vergleicht.

Etwa eine Tonne Uran 235 und erbrütetes Plutonium werden in herkömmlichen Druck- oder Siedewasserreaktoren pro Jahr zur Energieproduktion gespalten. Das Kraftwerk ist also jährlich mit etwa 35 Tonnen angereichertem Material zu versorgen (Uran 235 Gehalt ca. 3 Prozent). Hierzu müssen 250 Tonnen Natururan gefördert und den entsprechenden Anlagen zugeführt werden. Es entstehen bei diesem Schritt Abfälle in Höhe von 215 Tonnen Uran, die ca. 0,3 Prozent oder 0,6 Tonnen Uran 235 beinhalten, die nicht mehr zur Energieerzeugung genutzt werden können. Nach Ablauf des Jahres werden die 35 Tonnen Material dem Kernkraftwerk wieder entnommen, diese enthalten nun eine Tonne an Spaltprodukten, 300 kg Plutonium und weitere Transurane, weitere etwa 300 kg an unverbrauchtem Uran 235 und 33,4 Tonnen Uran 238. Von den 1,75 Tonnen Uran 235, die ursprünglich einmal bergbautechnisch gewonnen wurden,

wurde mehr als die Hälfte (0,9 Tonnen) nicht zur Energiegewinnung eingesetzt und ist ohne Wiederaufarbeitungsmöglichkeit schlicht verloren. Stattdessen fallen 35 Tonnen Abfälle an, die einer langfristig sicheren Lagerung zugeführt werden müssen.

Um dieselbe Menge an Energie zu erzeugen, wäre für den Flüssigsalzreaktor lediglich eine Tonne Thorium im Jahr notwendig. Diese würde vollständig in Uran 233 umgewandelt und dieses würde in vollem Umfang gespalten. Es verblieben eine Tonne an Spaltprodukten, von denen 800 kg für zehn Jahre und 200 kg für etwa 300 Jahre sicher zu lagern wären. Aber das ist noch nicht das Ende der Möglichkeiten. Zunächst wird an diesem Beispiel der Effizienzvorteil der zukünftigen Reaktoren gegenüber den aktuellen Bauweisen hinsichtlich der Ausnutzung des Brennstoffes deutlich. Dies schlägt sich unmittelbar auf die Kosten nieder, erhöht die Sicherheit und verringert die Proliferationsrisiken, denn es entfallen auch aufwendige Transporte, chemisch-technische Behandlungen und Zwischenlagerungen strahlenden Materials.

Wärme durch Kleinstreaktoren

Die staatliche Initiative des Generation IV Forums ist bei weitem nicht der einzige Ansatz für Innovationen in der Kerntechnik. Die Wiederentdeckung der vielfältigen Ideen aus den 1950er und 1960er Jahren und die wissenschaftlichen und technischen Fortschritte seitdem haben längst auch die

private Industrie auf den Plan gerufen. Und diese greift die ursprünglichen Vorstellungen von der Kernkraft als dezentraler Energiequelle durch verteilte kleine Anlagen wieder auf.

Der Nachteil der großen Reaktorblöcke mit mehr als 1.000 MW Leistung ist ihre durch behördliche Auflagen und skeptische Einwohner erzwungene Platzierung im Niemandsland, weitab von den Zentren der Besiedlung, weitab von den Nutzern ihres Energieausstoßes. Womit es für ihre Abwärme, die immerhin 60 bis 70 Prozent der aus der Kernspaltung gewonnenen Energie ausmacht, keine Abnehmer gibt. Kleine Anlagen mit beispielsweise nur 100 MW Leistung wären aber inhärent sicher, denn es entstünde nicht genug thermische Energie, um eine Kernschmelze auszulösen und man könnte auf aktive Kühlsysteme verzichten. Sie könnten wieder in die Nähe der Städte gerückt werden und dort eben nicht nur Strom- sondern auch Wärmekunden finden.

Man kann sich so einen Kleinstreaktor wie einen Zylinder aus Stahl in LKW-Größe vorstellen, an dem Anschlüsse für Strom und warmes Wasser vorhanden sind. Eine solche Anlage würde beim Hersteller mit Brennstoff befüllt und versiegelt, vor Ort im Boden vergraben und an ein vorhandenes Strom- und Wärmenetz angeschlossen. Wird einmal besonders viel Leistung benötigt, lassen sich auch mehrere solcher Module miteinander koppeln. Völlig wartungsfrei könnten solche Miniaturkraftwerke dann für einige Jahrzehnte Energie liefern und nach Ablauf dieser Zeit einfach ausge-

tauscht werden. Das Bild einer nuklearen Batterie wird daher oft für diese neue Technologie verwendet.

Weltweit laufen derzeit mehr als 20 Projekte privater Unternehmen und öffentlicher Forschungseinrichtungen zur Realisierung marktfähiger Systeme. Zum Teil basieren diese Ansätze auf Technologien, die auch im Rahmen des Generation IV Forums betrachtet werden (Flüssigsalze, Flüssigmetallkühlung, Hochtemperatur-Gaskühlung, Thorium als Brennstoff), zum Teil stellen sie Weiterentwicklungen herkömmlicher Leichtwasserreaktoren dar, zum Teil beruhen sie auf völlig neuen physikalischen Konzepten (Laufwellenreaktor). Etablierte Unternehmen wie Afrikantow (Russland), Toshiba (Japan) oder auch Babcock & Wilcox (USA) liefern sich ein Wettrennen mit Neugründungen wie Hyperion, Terrapower oder Flibe Energy (alle USA).

Kleinstreaktoren werden der Kerntechnik neue Marktzugänge eröffnen und eine neue Wertschöpfungskette etablieren. Entlegene Gebiete, man denke an die Bergbauindustrie, an Öl- und Gasförderung, können mit ihnen sicher und verlässlich mit Strom und Wärme versorgt werden. Auch für große Anlagen des produzierenden Gewerbes, Chemiewerke, Stahl- und Aluminiumhütten, die heute noch mit eigenen kleinen thermischen Kraftwerken arbeiten, sind Minikernkraftwerke interessant. Man denke an die für viele chemische Verfahren erforderliche Prozesswärme. Insbesondere Hochtemperaturreaktoren, die im Betrieb 800 bis 1.000°C erreichen, ermöglichen die hocheffiziente thermische Spal-

tung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff und können daher die Grundlage für eine zukünftige Wasserstoffwirtschaft werden. Die Meerwasserentsalzung ist ein weiteres Anwendungsfeld der Kleinstreaktoren. Und nicht zuletzt stellen sie eine ideale Lösung für den Aufbau dezentraler Netze in Entwicklungsländern dar.

Nukleare Batterien sind einer Serienproduktion ähnlich der der Flugzeugindustrie zugänglich, sie benötigen lediglich passive Sicherheitssysteme, arbeiten wartungsfrei und liefern mit sehr geringen Mengen an Brennstoff für Jahrzehnte verlässlich Strom und Wärme im Leistungsbereich um 100 MW, Tag für Tag, Nacht für Nacht, unabhängig von Wind und Wetter. Sowohl ihre Betriebs- wie auch ihre Anschaffungskosten können daher konkurrenzfähig sein, ihr Bedarf an Fläche und Infrastruktur ist im Gegensatz zu beispielsweise großen Windparks minimal. Vorstellungen von einem Exportboom durch Windenergie, Photovoltaik und Solarthermie sind angesichts dieses technologischen Trends in Zweifel zu ziehen.

Transmutation

Freie Neutronen sind erforderlich, um Vorgänge wie die Spaltung oder Neutroneneinfang („Brüten“) in Atomkernen auszulösen. Die Energiegewinnung aus Kernkraft beruht wesentlich auf der Idee, diese Neutronen durch die Spaltung selbst zu vermehren und damit eine Kettenreaktion auszulösen. Kernkraftwerke sind damit abhängig vom Ein-

satz der spaltbaren Materialien, die ausreichend neue Neutronen erzeugen, Uran 233 und 235 sowie Plutonium 239. Es gibt aber noch eine weitere Möglichkeit, freie Neutronen in großer Zahl zu produzieren: Teilchenbeschleuniger.

In diesen Anlagen werden elektrisch geladene Kernteilchen, Protonen und Elektronen, durch Magnetfelder auf sehr hohe Geschwindigkeiten beschleunigt, um Kerne und Kernbausteine zertrümmern zu können. Aus der Untersuchung der Bruchstücke sind Rückschlüsse über den Aufbau und die Zusammensetzung der Materie möglich.

Lenkt man einen hochenergetischen Protonenstrahl auf ein geeignetes Ziel, beispielsweise Blei, werden bei der Kernzertrümmerung Neutronen in großer Zahl frei. Mit diesen können dann wieder entsprechende Reaktionen, Spaltung und Brütung, in anderen Materialien ausgelöst werden.

Der Begriff Transmutation steht allgemein für die Umwandlung von Atomkernen durch entsprechende Kernreaktionen. Solche Vorgänge finden zwar in jedem Kernkraftwerk statt, sie können aber in Transmutationsanlagen, deren Neutronenquelle ein Teilchenbeschleuniger (Spallationsquelle) ist, besonders effektiv und effizient durchgeführt werden. Diese Technologie gilt daher als eine hervorragende Möglichkeit zur Nutzung des radioaktiven Abfalls aus herkömmlichen Leichtwasserreaktoren. Spalt- und Brutprodukte (insbesondere die langlebigen Transurane wie Plutonium) werden durch Neutronenbeschuss aus einer externen Spal-

lationsquelle in Materialien mit wesentlich geringerer Lebensdauer und letztendlich auch in stabile Metalle verwandelt, ein Endlager ist nicht mehr erforderlich. Die infolge der dabei ablaufenden Kernreaktionen freiwerdende Energie kann die für den Teilchenbeschleuniger aufgewendete übersteigen. Transmutationsanlagen sind also in der Lage, gleichzeitig radioaktiven Abfall zu vernichten und Strom zu produzieren. Ihr wesentlicher Sicherheitsvorteil gegenüber herkömmlichen Kernkraftwerken ist die Möglichkeit, sie unterkritisch zu betreiben. Im Brennstoff findet dabei keine Kettenreaktion statt, bei der sich die freien Neutronen lawinenartig vermehren. Der Nachschub an Neutronen stammt ausschließlich von der äußeren Spallationsquelle, schaltet man diese ab, enden die induzierten Kernreaktionen im Brennstoff unmittelbar.

Bislang wurde eine solche Anlage noch nicht realisiert, es gibt aber weltweit Planungen und Konzepte. Am weitesten fortgeschritten ist derzeit der Bau einer Pilotanlage im belgischen Mol, die 2020 fertig gestellt sein könnte und eine Leistung von etwa 100 MW (von der 15 Prozent für die Spallationsquelle benötigt werden) aufweisen soll.

Deutschland ist nicht an den Entwicklungsarbeiten zu Kernkraftwerken der vierten Generation beteiligt, noch wurde der neue Trend zu Kleinstreaktoren bislang hier wahrgenommen. Unsere auf Grundlagenforschung und den Bau großer Leichtwasserreaktoren ausgerichtete physikalische und technische Kompetenz wird durch den Atomausstieg poli-

tisch gefährdet. Die Transmutationstechnologie ist vielleicht die einzige Hintertür zum Einstieg in die Zukunft, die deutschen Wissenschaftlern und Ingenieuren noch bleibt. Denn mit dem Ende der friedlichen Nutzung der Kernenergie ist das Problem der bereits angefallenen und noch anfallenden Reststoffe aus den Kernkraftwerken keinesfalls gelöst. Sollte die endlose Debatte hinsichtlich der Frage einer langfristig sicheren Lagerung hochradioaktiver und toxischer Stoffe auch weiterhin ohne Einigung voranschreiten, ist vielleicht die Transmutationstechnologie die einzige Lösung, die politisch durchsetzbar sein könnte. Die neue Welt, die die Kerntechnik in der Zukunft bieten kann, würde aber auch dadurch von Deutschland nicht betreten.

Die neue Welt der Kerntechnik

Enrico Fermi mag 1942 eine neue Welt entdeckt haben, wirklich erkundet aber wurde diese bis heute noch nicht. Tatsächlich wurden nur ihre Küstenlinien kartographiert, denn die drei großen Bereiche, in denen die Bindungsenergie der Atomkerne genutzt wird, Radionuklidbatterien, Nuklearmedizin und Strom- bzw. Wärmeproduktion in Kernkraftwerken haben sich nahezu unabhängig voneinander entwickelt und weisen nach wie vor nur eine geringe Verbindung zueinander auf.

Durch die neuen Reaktorkonzepte, insbesondere durch den Thorium-Flüssigsalzreaktor, können nun aber diese drei An-

wendungsfelder miteinander verbunden und die Wertschöpfungskette der Kerntechnik neu organisiert werden.

Eine Schlüsselfunktion nimmt dabei der Thorium-Uran-Brennstoffkreislauf ein und entscheidend ist die Möglichkeit, aus dem flüssigen Brennstoff im Reaktorkern Spalt- und Brutprodukte während des laufenden Betriebes einfach und stoffspezifisch entnehmen zu können.

Während fester Brennstoff herkömmlicher Leichtwasserreaktoren nur durch sehr teure und aufwendige Verfahren in einzelne Komponenten separierbar ist und daher bei einer Nichtverfügbarkeit von Wiederaufarbeitungskapazitäten (aus welchen Gründen auch immer) zwingend endgelagert werden muss, wäre dies bei Flüssigsalzkraftwerken geradezu eine Vernichtung von Werten.

Kehren wir zurück zu der einen Tonne Thorium, aus der eine Tonne Uran 233 erbrütet wird. Zunächst entstünden im Laufe eines Jahres aus dieser etwa 10 TWh elektrische Energie (vergleichbar einem herkömmlichen Leichtwasserreaktor der 1.300 MW-Klasse). Und als Ergebnis der vielfältigen Spalt-, Brut- und Zerfallsprozesse im Reaktorkern erhielte man unter anderem: einige Dutzend Kilogramm der Isotope Molybdän 99, Strontium 90, Iod 131, Thorium 229 und Wismut 213 für die nuklearmedizinische Krebstherapie (die beiden letzten Isotope als Zwischenprodukte der natürlichen Zerfallsreihe des Uran 233), einige hundert Kilogramm stabiler Metalle wie Neodym, Palladium und Samarium, deren

technische Anwendung bspw. in der Mikroelektronik, in Permanentmagneten für Elektromotoren und Generatoren sowie in Katalysatoren liegt, etwa 150 Kilogramm stabilen Xenons, das in der Raumfahrt für Ionenantriebe verwendet wird, und schließlich etwa 15 Kilogramm Plutonium 238 für Radionuklidbatterien, mit denen die Fortsetzung der Erforschung des äußeren Sonnensystems gesichert werden kann.

Man sollte sich einen solchen Reaktor also nicht nur als Kraftwerk, man sollte ihn sich als eine chemische Fabrik vorstellen, in der allerlei nützliche Materialien gewinnbringend, das heißt hocheffizient, hergestellt werden können. Für viele Materialien wird ein Flüssigsalzreaktor sogar die einzige ökonomisch vertretbare Produktionsanlage sein.

Mit der klassischen Chemie bis hin zur Gentechnik hat die Menschheit die Fähigkeit erworben, die Struktur von Molekülen zu verändern. Durch die Nanotechnologie gelingt es uns zunehmend, einzelne Atome zu manipulieren. Die Kerntechnik ist die logische Fortsetzung dieser Kette, denn mit ihr ist die Möglichkeit verknüpft, den Aufbau des Atomkerns selbst zu beeinflussen und chemische Elemente ineinander umzuwandeln. Noch stehen wir an dieser Stelle ganz am Anfang. Viele Stoffe waren bislang zu teuer, um sie nutzbringend einzusetzen. Für andere Isotope wiederum gibt es bislang keine technische Anwendung, weil sie schlicht nicht in ausreichender Menge vorlagen, um Nutzungsmöglichkeiten zu erkunden. Das kann, muss und wird sich ändern. In der

Metapher, mit der dieser Bericht begonnen wurde, wäre der Thorium-Flüssigsalzreaktor eine erste kleine Siedlung in der neuen Welt. Deren Inneres bietet noch viele weitere Chancen.

Vertiefende Quellen zum Weiterlesen:

Generation IV International Forum mit ausführlichen Erläuterungen zu innovativen Reaktortypen: <http://www.gen-4.org/>

Energy from Thorium, ein Blog mit einer umfassenden Dokumentation des Thorium-Flüssigsalzreaktors: <http://energyfromthorium.com/>

International Thorium Energy Organization, ein internationales Netzwerk von Wissenschaftlern und Technikern zum Thema: <http://www.itheo.org/>

Zur Geschichte der Kernenergie: Walter Kaiser, Propyläen Technikgeschichte Band 5, Seite 284 ff, „Die Problematik der Kernenergie als neue Primärenergiequelle“, Propyläen Verlag 1997.

Deutsche Gesellschaft für Nuklearmedizin: <http://www.nuklearmedizin.de>
NASA Webseite „Expanding Frontiers with Radioisotope Power Systems“:
http://solarsystem.nasa.gov/scitech/display.cfm?ST_ID=705

Autoren und Herausgeber

Leonie Giessing, geb. 1987, ist wissenschaftliche Mitarbeiterin am Düsseldorfer Institut für Wettbewerbsökonomie (D.I.C.E) wo sie in den Bereichen der Energiemärkte und der empirischen Wettbewerbsanalyse forscht. Ihre Arbeit wird dort von der Initiative Neue Soziale Marktwirtschaft (INSM) gefördert. Leonie Giessing hat International Economic Studies an der Universität Maastricht und Volkswirtschaftslehre an der Ludwig-Maximilians-Universität in München studiert. Ein Studienaufenthalt führte sie an die Universität Stellenbosch in Südafrika.

Professor Dr. Justus Haucap, geb. 1969 in Quakenbrück, ist Vorsitzender der Monopolkommission und Direktor des Düsseldorfer Instituts für Wettbewerbsökonomie (DICE) an der Heinrich-Heine-Universität Düsseldorf. Der Volkswirt ist Forschungsprofessor am Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) Berlin, Mitglied in den wissenschaftlichen Beiräten des Rheinisch-Westfälischen Instituts für Wirtschaftsforschung (RWI) Essen, des Wissenschaftlichen Instituts für Infrastruktur und Kommunikationsdienste (WIK), der Zentralbibliothek für Wirtschaftswissenschaften (ZBW) in Kiel, des Forschungsinstituts für Wirtschaftsverfassung und Wettbewerb (FIW) sowie im Direktorium des Instituts für Berg- und Energierecht der Ruhr-Universität Bochum und in den Herausgeberbeiräten der Fachzeitschriften Applied Economics Quarterly, Telecommunications Policy

und MedienWirtschaft. In seiner Forschung konzentriert sich Professor Haucap auf wettbewerbs- und regulierungsökonomische Fragestellungen, wobei insbesondere die Wettbewerbsprobleme in regulierten Branchen (Telekommunikation, Strom, Gas, Medien, Gesundheitsmärkte, etc.) im Vordergrund der Analysen stehen.

Heinz P. Horeis studierte Psychologie, Pädagogik und Physik und arbeitete als Lehrer für Physik und Mathematik, bevor er sich vor 25 Jahren dem Wissenschaftsjournalismus zuwandte. Er schreibt u.a. regelmäßig für NOVO argumente, „bild der wissenschaft“ und berichtet seit 1990 für das Yazawa Science Office in Tokio über wissenschaftlich-technologische Entwicklungen in Europa und den USA. Bislang hat er an über 30 vom Yazawa Science Office veröffentlichten Büchern mitgearbeitet, u.a. auch zum Thema Energie und Energiepolitik. Er ist Mitautor des jüngst in Japan erschienenen Buches „Understanding Radioactivity and Raditaion“. Im Oktober 2011 besuchte er die vom Tsunami verwüstete Küstenregion im japanischen Tohoku und besichtigte das derzeit modernste Kohlekraftwerk der Welt in Isogo, Yokohama.

Dr. Peter Heller, geb. 1966, ist Astrophysiker. Sein beruflicher Werdegang umfasst Stationen als Produktmanager für Unterhaltungssoftware (Spiele, Edutainment) und als Marketingmanager in der Raumfahrtindustrie. Seit 2003 arbeitet er als Strategieberater im Bereich Innovations- und Technologiepolitik für das Land Niedersachsen. In seiner

Freizeit schreibt er regelmäßig für die Zeitschrift *Novo Argumente* (<http://www.novo-argumente.com>) und diskutiert über umwelt- und energiepolitische Fragestellungen auf dem *Science Skeptical Blog* (<http://www.science-skeptical.de>)

Steffen Hentrich, geb. 1968, ist Volkswirt. Seit 2008 arbeitet er als Referent im Liberalen Institut der Friedrich-Nau-
mann-Stiftung für die Freiheit. Davor war er wissenschaftlicher Mitarbeiter beim Sachverständigenrat für Umweltfragen und forschte am Institut für Wirtschaftsforschung in Halle (Saale) in den Bereichen Umwelt- und Energiepolitik. Seine Veröffentlichungen erschienen sowohl in referierten wissenschaftlichen Fachzeitschriften wie *Climate Policy*, *Marine Policy*, *Zeitschrift für Umweltpolitik* und *Umweltrecht* als auch in Zeitschriften und populären Weblogs.

Argumente der Freiheit

Herausgegeben vom Liberalen Institut der Friedrich-Naumann-Stiftung für die Freiheit

- Band 25: Kerstin Funk (Hrsg.):
Aspekte des Wohneigentums
- Band 26: Wolf von Laer:
Probleme des etablierten Notenbankensystems –
Free Banking als Alternative?
- Band 27: Steffen Hentrich (Hrsg.):
Eigentum und Umweltschutz
- Band 28: Csilla Hatvany:
Ansatzpunkte für eine liberale Integrationspolitik

ISBN 978-3-942928-05-2



liberal Verlag