



**Schriftenreihe des Kuratoriums
Band 6**

**Lösungsansätze zur Realisierung
der Energiewende -
Erwartungen an und Empfehlungen für die neue
Bundesregierung**



Schriftenreihe des Kuratoriums
Band 6

**Lösungsansätze zur Realisierung
der Energiewende -**
Erwartungen an und Empfehlungen für
die neue Bundesregierung



Impressum:

Forum für Zukunftsenergien e.V.
Reinhardtstraße 3
10117 Berlin

Telefon: ++49 (0)30 / 72 61 59 98 0

Fax: ++49 (0)30 72 61 59 98 9

Email: info@zukunftsenergien.de

Internet: www.zukunftsenergien.de

Layout:

Katja Freitag
Forum für Zukunftsenergien e.V.

Berlin, Januar 2013

Inhalt

Vorwort	6
Dr. Tessen von Heydebreck, Kuratoriumsvorsitzender, Forum für Zukunftsenergien e.V.	
Energiewende – innovative Vision oder improvisierte Realität?	8
Sven Becker, Sprecher der Geschäftsführung, Trianel GmbH	
Gutes Marktdesign beginnt mit gutem und klarem Denken....	22
Dr. Leonhard Birnbaum, Mitglied des Vorstands, RWE AG	
Operation Energiewende: Was muss die Politik unternehmen, damit der Umbau der Energiewende glückt?...	30
Dr. Werner Brinker, Vorsitzender des Vorstands, EWE AG	
Umsetzung der Energiewende und mögliche Auswirkungen auf die Beschäftigten in der Energiewirtschaft	48
Frank Bsirske, Vorsitzender, Vereinte Dienstleistungsgewerkschaft ver.di	
Zentrale Bausteine der Energiewende aus Sicht der Bundesnetzagentur	60
Jochen Homann, Präsident, Bundesnetzagentur	
Die weitere Umsetzung der Energiewende - Handlungsfelder und Herausforderungen	70
Stefan Kapferer, Staatssekretär im Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie	
Planen, Vernetzen, Umsetzen! Die deutsche Industrie als Schlüssel zum Erfolg der Energiewende	80
Dr. Markus Kerber, Hauptgeschäftsführer und Mitglied des Präsidiums, Bundesverband der Deutschen Industrie	
Mehr Markt und weniger Regulierung - Marktintegration erneuerbarer Energien mit neuem Strommarktdesign	90
Wilfried Köplin, Leiter des Bereichs Corporate Energy Policy & Reporting innerhalb der Bayer MaterialScience AG	

Der Europäische Binnenmarkt - eine Voraussetzung für die Energiewende	100
Dr. Rolf Linkohr, Abgeordneter des Europäischen Parlaments (1979 - 2004)	
Nachhaltigkeit muss anders aussehen!	112
Dr. Ingo Luge, Vorsitzender der Geschäftsführung, E.ON Deutschland	
Plädoyer für eine ideologiefreie, marktorientierte Energiepolitik	116
Sven Morlok, Sächsischer Staatsminister für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr und stellvertretender Ministerpräsident des Freistaates Sachsen	
Strommarkt-Design: Ein Blick zurück nach vorn - wie kann Markt künftig aussehen und Verantwortung organisiert werden	128
Harald Noske, Vorstandsmitglied, Stadtwerke Hannover AG	
Anforderungen an einen zukünftigen Energiemarkt	138
Dietmar Schütz, Präsident des Bundesverbandes Erneuerbare Energie e.V. (BEE)	
Welches Strommarktdesign braucht eine erfolgreiche Energiewende? Ein konstruktiver Beitrag zur Energiewendebatte	142
Jan-Peter Schwartz, Leiter Unternehmenskommunikation, Siemens Energy Sector	
Retten die Wasserkraftspeicher in Skandinavien und im Alpenraum die deutsche Energiewende?	154
Jürgen Stotz, Präsident des Weltenergierat - Deutschland e.V. Werner Bledau, Weltenergierat-Deutschland e.V.	
Mit Innovationen die Energiewende meistern	166
Dr. Peter Terwiesch, Vorstandsvorsitzender, ABB AG	
Wege zum zukünftigen Energiesystem - Eine systemische Betrachtung aus Sicht der Wissenschaft..	178
Prof. Dr. Eberhard Umbach, Präsident, Karlsruher Institut für Technologie	

Gewerkschaftliche Anforderungen an die Energiewende: Effizienzen ausschöpfen, Umbau der Teilsysteme besser synchronisieren und Kostenbelastungen senken.....	186
Michael Vassiliadis, Vorsitzender, IG Bergbau, Chemie, Energie	
Energieeffizienz und erneuerbare Energien im Wettbewerb um eine Energiewende nach Maß.....	200
Prof. Dr. Ulrich Wagner, Vorstand für Energie und Verkehr, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., Köln	
Die Energiewende braucht die Verkehrswende - Schiene stärken!.....	210
Dr. Hans-Jürgen Witschke, Vorsitzender der Geschäftsführung, DB Energie GmbH	
Energiewende ohne Kohle?.....	216
Professor Dr. Franz-Josef Wodopia, Geschäftsführendes Vorstandsmitglied und Hauptgeschäftsführer, Gesamtverband Steinkohle e. V. (GVSt) Dr. Kai van de Loo, Bereichsleiter Volkswirtschaft und Wirtschaftspolitik, Gesamtverband Steinkohle e. V. (GVSt)	
Sichere Stromversorgung für Deutschlands Süden.....	224
Martin Zeil, MdL, Bayerischer Staatsminister für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie, Stellvertretender Bayerischer Ministerpräsident	
Energiewende - ohne Braunkohle gelingt sie nicht!.....	236
Dr. Hartmuth Zeiß, Vorsitzender des Vorstandes, Vattenfall Europe Mining AG und Vattenfall Generation AG	



Dr. Tessen von Heydebreck
Vorsitzender des Kuratoriums, Forum für Zukunftsenergien e.V.

(geb. 1945) startete nach seinem Studium der Rechtswissenschaften 1974 in Freiburg und Göttingen als Trainee in den Filialen Hamburg und Bremen der Deutsche Bank AG. Nach Einsätzen in der Börsenabteilung und im Vorstandsekretariat in der Zentrale Düsseldorf der Deutschen Bank übernahm er in den Jahren 1981 bis 1993 in Emden, Bremen und Hamburg jeweils die Leitung der Filialen der Deutsche Bank AG. Von 1994 bis 2007 war er dann Mitglied des Konzernvorstandes und seit 2007 bis 2012 Vorsitzender des Vorstandes der Deutsche Bank Stiftung. Im Januar 2013 hat er nach 10jähriger Mitgliedschaft im Kuratorium der Deutsche Stiftung Denkmalschutz den Vorsitz übernommen. Daneben ist Dr. von Heydebreck Mitglied des Aufsichtsrates der Deutschen Postbank AG, der Vattenfall Europe AG und der Dussmann Verwaltungs AG.

Vorwort

Dr. Tessen von Heydebreck

Der Beschluss der Bundesregierung zur Einleitung der Energiewende jährt sich in diesem Frühjahr zum zweiten Mal. Dabei standen während des ersten Jahres nach dem Beschluss in den politischen Debatten die Hemmnisse und Schwierigkeiten, die bei der Realisierung der einzelnen Maßnahmen auftraten, im Vordergrund. Hierzu leisteten auch die Mitglieder des Kuratoriums des Forum für Zukunftsenergien e.V. wichtige Beiträge, die im Frühjahr 2012 im Rahmen der Schriftenreihe des Kuratoriums veröffentlicht wurden. Inzwischen ist die Bewertung der verschiedenen Lösungsansätze in den Fokus der engagiert geführten Debatten gerückt. Beispielhaft genannt sei an dieser Stelle die Diskussion über die Weiterentwicklung des Strommarktdesigns im Allgemeinen und die zukünftige Ausgestaltung des EEG im Besonderen.

Diesen Stand der Bewertung spiegelt auch der Ihnen nun vorliegende Band der Schriftenreihe des Kuratoriums wider. Die Kuratoren haben sich mit diesen Themen eingehend auseinandergesetzt und in individuell, jeweils aus der Sicht der Branche, des Unternehmens bzw. der Institution, Beurteilungen abgegeben und Bewertungen vorgenommen. Folglich werden unterschiedliche Perspektiven deutlich, und der Komplexität der Fragestellungen wird Rechnung getragen. Insbesondere wird anhand der Beiträge erkennbar, welche Interessen und Ziele gegeneinander abgewogen werden müssen, um auch in der Zukunft eine nachhaltige Energieversorgung sicher zu stellen, die möglichst den Interessen allen Betroffenen gerecht wird.

Mit dieser Broschüre möchte das Forum für Zukunftsenergien e. V. erneut einen Beitrag zu diesen aktuellen Diskussionen leisten.

Ich bedanke mich bei allen Kuratoren sehr herzlich für ihre Mitwirkung. Mein besonderer Dank gilt Sven Becker und der Trianel GmbH für die finanzielle Unterstützung des Drucks dieser Publikation. Ihnen, liebe Leser, wünsche ich eine gewinnbringende Lektüre.

Berlin, im März 2013

Dr. Tessen von Heydebreck
Kuratoriumsvorsitzender



Sven Becker
Sprecher der Geschäftsführung, Trianel GmbH

Sven Becker, Jahrgang 1968, studierte Volkswirtschaft in Kiel und Dublin und hält einen MBA von der University of Chicago. Seinen Einstieg in die Energiewirtschaft fand Herr Becker 1993 bei der Ruhrgas AG. Von 1998 bis Ende 2001 war er für Enron Europe Ltd. in unterschiedlichen vertrieblichen und Handelsfunktionen im London, Oslo und zuletzt Frankfurt tätig. 2002 wechselte er zur StatkraftMarkets GmbH, bei der er von 2003 bis Ende 2004 als Geschäftsführer tätig war. .

Sven Becker ist Sprecher der Geschäftsführung der Trianel GmbH seit 2005. Darüber hinaus hält er unterschiedliche Organfunktionen in der Trianel-Gruppe bei den Tochter- und Beteiligungsgesellschaften. Seit 2009 lehrt er als Gastdozent an der RWTH Aachen „Energiehandel & Risikomanagement“. Herr Becker ist Mitglied in zahlreichen energiewirtschaftlichen und politischen Gremien.

Energiewende – innovative Vision oder improvisierte Realität?

Sven Becker

Kritiker schreiben, die Energiewende würde Energiewende heißen, weil die bisher einzige Konstante des Generationenprojekts die ständigen Wenden in der Energiepolitik waren. Jüngstes Beispiel ist der Mitte Februar vorgestellte Kompromissvorschlag von Bundesumweltminister Peter Altmaier und Bundeswirtschaftsminister Philipp Rösler über eine mögliche Strompreisbremse. So ehrenwert das Motiv ist, sind die Überlegungen doch in erster Linie geeignet, die Akteure im Energiemarkt weiter zu verunsichern. Denn die Behandlung der Symptome heilt die Krankheit nicht.

2010 hat das Kabinett Merkel aus eigener Wahrnehmung den Startschuss zum Mehrgenerationenprojekt „Energiewende“ gegeben: mit der Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke. Eine grundlegende Reform des EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz) verhinderte damals Umweltminister Norbert Röttgen, die Eingriffe waren eher kosmetischer Natur. Als nach dem Reaktorunglück von Fukushima der Wiedereinstieg in den Ausstieg aus der Kernenergie erfolgte, erschien eine EEG-Reform ebenfalls nicht opportun. Das Ergebnis des eher bescheidenen Reformeifers beim EEG ist beim Zubau der Photovoltaik (PV) zu beobachten. 2010, 2011 und 2012 wurden in Deutschland PV-Anlagen mit zusammen 22.500 Megawatt errichtet.

Braunkohle als Gewinner der Energiewende

Die Energiewende ist ohne Frage ein Generationenprojekt, und ihr Erfolg kann nicht nach knapp drei Jahren bewertet werden. Dennoch müssen die Weichen für den Erfolg schon jetzt richtig gestellt werden. Anders sind weder die mittelfristigen noch die langfristigen Ziele zu erreichen. Aus heutiger Sicht hat die Energiewende zwei Gewinner, von denen zumindest einen kaum jemand auf der Rechnung hatte: die Braunkohle, die aufgrund geringer CO₂-Preise infolge der Einspeisung der erneuerbaren Energien (EE) eine Renaissance erlebt. Verlierer sind hocheffiziente, moderne konventionelle Kraftwerke und die Verbraucher, die trotz der erfreulichen liquiden Entwicklung an den Energiemärkten immer höhere Strompreise bezahlen müssen. Unter den aktuellen Rahmenbedingungen werden die Versorgungssicherheit und der Klimaschutz auf der Strecke bleiben.

Dabei ist die Energiewende primär eine Wende zum Klimaschutz – und sollte in erster Linie auch an den Zielvorgaben des Klimaschutzes gemessen werden. Hier hat sich Deutschland klaren Werten verschrieben. Die Treibhausgasemissionen sollen bis 2020 um 40 Prozent und bis 2050 um mindestens 80 Prozent sinken. Die Energiewende wird also nur ein Erfolg, wenn es gelingt,

den CO₂-Ausstoß nachhaltig zu reduzieren, und Energie gleichzeitig bezahlbar bleibt. Derzeit sind beide Ziele gefährdet. Die Abschaltung der ersten Atomkraftwerke hat dazu geführt, dass der CO₂-Ausstoß durch den gestiegenen Anteil der Braunkohle in der Verstromung zunimmt, während die umweltverträglicheren Primärenergien Gas und Steinkohle für die Verstromung zu teuer sind. Auf der „regenerativen“ Seite wird ein durchreguliertes System aufgebaut, das mit einem „freien Markt“ nichts mehr zu tun hat, sondern als ein geschütztes Biotop den Erfolg der ganzen Energiewende in Frage stellt. Aus dem Biotop heraus sind die Erneuerbaren in weniger als einem Jahrzehnt zum Platzhirsch geworden.

Die Energiewende muss so schnell wie möglich marktorientiert reorganisiert werden, um durch einen funktionierenden Wettbewerb zwischen Investoren und Technologien die größtmögliche Effizienz im Sinne der Umwelt und der Wirtschaftlichkeit zu erreichen. Diese Forderung ergibt sich auch aus volkswirtschaftlicher Sicht. Die nötige Kreativität und Innovationsbereitschaft für das wirtschaftliche und technische Gelingen der Energiewende entstehen nicht durch ein staatliches Dekret, sondern sind nur innerhalb eines freiheitlichen Ordnungsrahmens möglich.

Fehlende Investitionsanreize für effiziente Kraftwerke

Ein wichtiger Erfolgsfaktor und eine wirtschaftliche Chance der Energiewende wird die Vielfalt in der Zusammensetzung des deutschen Stromerzeugungsportfolios sein. Der Ausbau der erneuerbaren Energien wird nur mit einem gleichzeitig sinnvollen Umbau des konventionellen Kraftwerkparks erfolgreich und versorgungssicher erreicht werden. Hier steckt die Stromwende zurzeit allerdings in einer Sackgasse. Deutschland hat (noch) Überkapazitäten. Es dominieren in erster Linie kohlendioxidintensive Kraftwerke auf der Basis von Braunkohle und überalterte Steinkohlekraftwerke, deren Betrieb den Klimaschutzzielen entgegensteht. Insbesondere der versagende CO₂-Emissionsmarkt führt dazu, dass diese alten Kraftwerke Strom zu einem Preis anbieten können, der Investitionen in den Neubau flexibler und hocheffizienter Kraftwerke unattraktiv macht.

Verstärkt wird dieser Effekt durch den alle Prognosen übertreffenden Zubau der erneuerbaren Energien. Bereits heute bewirken die Erneuerbaren ein anhaltend niedriges Preisniveau an den Stromgroßhandelsmärkten, durch den flexible Kraftwerke mit in der Regel höheren variablen Erzeugungskosten unrentabel werden. Der Boom bei der Installation von Photovoltaikanlagen verstärkt diesen Effekt noch weiter. Preissignale für den Neubau von Kraftwerken entstehen auf absehbare Zeit nicht. Im Gegenteil, sogar der wirtschaftliche Betrieb der flexibelsten und modernsten Kraftwerke wird in Deutschland fast unmöglich gemacht. Betroffen sind hier vor allem neue und hocheffiziente Kraftwerke, die unter den aktuellen Rahmenbedingungen ihren Kapitaldienst nicht mehr erbringen können. Die Forderung nach Investitionssicherheit heißt somit, vor allem ein Marktmodell zu entwickeln, das Investoren die Chance gibt, die Kapitalkosten von Kraftwerksinvestitionen zu refinanzieren. Der unterneh-

merische Mut, mit dem bereits in die Modernisierung des deutschen Kraftwerksparks investiert wurde, wird unter den derzeitigen Bedingungen nicht belohnt, sondern erscheint aktuell sogar wirtschaftlich unsinnig. Erst auf lange Sicht wird die Frage geklärt werden, ob die Investitionsentscheidungen für das Einzelunternehmen richtig waren. Mit Blick auf das Gesamtsystem ist die Modernisierung des Kraftwerksparks jedoch unumgänglich.

Exkurs 1: Die Strompreisbremse

Während der Endredaktion dieses Textes legten Bundesumweltminister Peter Altmaier und Bundeswirtschaftsminister Philipp Rösler ihren Kompromissvorschlag für eine Strompreissicherung vor. Die Rezeption der Vorschläge ist gespalten. Während Verbraucherzentralen mit Blick auf die wachsende Energiearmut einkommensschwacher Haushalte eine Strompreisbremse befürworten, sehen die Oppositionsparteien den Vertrauensschutz der Investoren in erneuerbare Energien gefährdet. Die in Deutschland inzwischen meinungsprägende Erneuerbaren-Lobby erkennt in dem Kompromisspapier gar den potenziellen „Totengräber des EEG“.

Die Diskussionen zeigen deutlich: Der Wahlkampf ist eröffnet, und es bleibt zu hoffen, dass die wirklichen Probleme der Energie dabei nicht aus den Augen verloren werden.

Ohne Zweifel sorgen die Vorschläge für eine deutliche Verunsicherung bei allen Investoren für EE-Anlagen. Die Banken werden Risikozuschläge verlangen. Die Zeiten der weitgehend risikofreien Geldvermehrung mit dem Betrieb von Onshore-Wind- oder Solarparks sind nach Altmaiers und Röslers Vorstellungen Geschichte.

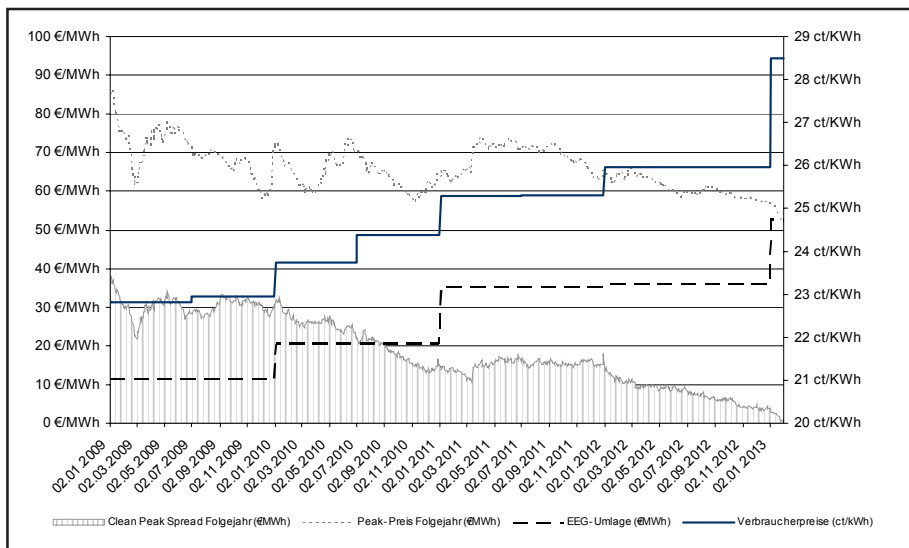
Grundsätzlich sind einige Ideen aus dem Kompromissvorschlag zu begrüßen, allerdings droht die Bundesregierung erneut das Kind mit dem Bade auszuschütten. Denn die Überlegungen könnten aufgrund ihrer Undifferenziertheit durchaus das Ende der deutschen Offshore-Industrie bedeuten, einer Industrie, der man erst im Dezember 2012 mit Gesetzeshilfe über die Anlaufschwierigkeiten hinweghelfen wollte.

In dieser Situation wird der spöttische Satz zur Energiewende, dass die Haupteigenschaft die Wende ist, bittere Wahrheit. Stabile Rahmenbedingungen und Vertrauens- und Bestandsschutz sind die Grundlage nachhaltiger Investitionsentscheidungen. Die Halbwertszeit ihrer Politik ist ein Gradmesser jeder Regierung – ein Punkt, bei dem die kommende Bundesregierung großes Optimierungspotenzial hat.

Energy-only-Markt und EEG führen zum Marktversagen

Das Design des Energy-only-Marktes – verbunden mit der Vergütung erneuerbarer Energien außerhalb des Marktes – führt zurzeit dazu, dass keine Investitionssignale für den Bau von konventionellen Erzeugungskapazitäten ausgesendet werden. Solange in Deutschland noch ausreichend Kraftwerkskapazitäten bestehen, wird durch den Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien auch weiterhin ein niedriges Preisniveau am Strommarkt existieren. Erst bei Kapazitätsknappheit werden wieder höhere Preise mit positiven Investitionssignalen möglich sein. Dies ist zu erwarten, wenn 2022 die letzten deutschen Atomkraftwerke vom Netz genommen werden. Für den Bau neuer Kraftwerke ist es dann allerdings zu spät. Aufgrund der langen Umsetzungszeiten zwischen den Investitionssignalen und der Fertigstellung neuer Kraftwerkskapazitäten besteht die Gefahr eines Marktversagens. Dieses Marktversagen in Form eines Mangels an technisch erforderlicher Kraftwerkskapazität gefährdet aber die Versorgungssicherheit. Spätestens zu diesem Zeitpunkt wird sich zeigen, dass diejenigen volkswirtschaftlich richtig gehandelt haben, die in neue Kraftwerkskapazitäten investiert haben.

Da aber aktuell der Energy-only-Markt aus sich heraus kein ausreichend hohes Maß an Kapazität anreizen kann, muss diese Funktion in ein weiteres reguliertes Umfeld verlagert werden. Dies ist langfristig nicht im Sinne des Mark-



Energiewende paradox: Verbraucherpreise und EEG-Umlage steigen, während der Clean Peak Spread und der Peak-Preis sinken. Die Folge: Hoch-effiziente, junge Gas-Kraftwerke werden aus dem Markt gedrängt. (Quelle: Trianel GmbH, EEX, TTF, Berechnungsbasis GUD-Kraftwerk mit Wirkungsgrad 56 Prozent)

tes, kann aber die Versorgung zumindest als „Krücke“ sichern. Eine wirkliche Lösung im Sinne einer wettbewerblich freien Energiewirtschaft kann eine weitere Regulierung allerdings nicht sein. Grundsätzlich muss auch die Versorgungssicherheit unter dem Postulat stehen: so viel Markt wie möglich, so viel Staat wie nötig.

Der Staat in der Pflicht

Die Liberalisierung des deutschen Strommarkts hat die zentrale Frage nach der Verantwortung für die Versorgungssicherheit unbeantwortet gelassen. Weder Kraftwerksbetreiber noch Lieferanten oder Übertragungsnetzbetreiber haften bei Stromausfällen. Durch die Entflechtung der Energieversorgungsunternehmen ist ein Vakuum der Verantwortlichkeiten entstanden. Dessen muss sich der Staat annehmen, um den Wirtschaftsstandort Deutschland nicht zu gefährden. Seine Aufgabe ist es deshalb, ordnungspolitisch im Sinne der Versorgungssicherheit Regelungen zu treffen und stabile politische Rahmenbedingungen zu schaffen. Diese regulatorischen Eingriffe dürfen aber den Wettbewerbsaspekt nicht vernachlässigen. Hier hat die Energiewirtschaft allerdings in jüngster Zeit genau das Gegenteil erfahren müssen.

Ein Beispiel ist die Verordnung über abschaltbare Lasten. Damit erhalten einige wenige Industrieunternehmen zu einem festgelegten Preis Prämien für die Bereitstellung von Kapazitäten. Dabei hätte es mit einer Erweiterung des Regelenergiemarkts für alle Beteiligten eine marktkonforme Lösung geben können. Ein weiteres Beispiel für ordnungspolitische Eingriffe ist die sogenannte Winterreserve. Die Möglichkeit, „systemrelevante“ Kraftwerke eine Zeit lang außerhalb des Marktes zu stellen, stellt eine weitere staatlich angeordnete Marktverzerrung dar.

Die Energiewende erfordert eine Regulierung, die neben den übergeordneten Zielen zum Klima- und Umweltschutz gleichermaßen die Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit nicht aus den Augen verlieren darf. Mechanismen zur Bereitstellung regelbarer Erzeugungskapazitäten sind für die Versorgungssicherheit in den kommenden Jahrzehnten notwendig. Darüber hinaus müssen Forschungen und Investitionen in innovative Lösungen zur Flexibilisierung des Energiesystems gefördert werden.

Zielvorgabe neues Marktdesign

Kurzfristig (bis 2014), mittelfristig (2014 bis 2022) und langfristig (ab 2022) sind Ziele und Anforderungen allerdings unterschiedlich. Das System muss verlässlich sein, aber gleichzeitig flexibel genug, um auf technische und wirtschaftliche Veränderungen innerhalb des großen Zeitrahmens der Energiewende reagieren zu können. Es muss ein verlässlicher Rahmen für Investitionen geschaffen werden, der mindestens drei unterschiedliche Regulierungsregimes und den Übergang zwischen ihnen verlässlich regeln muss.

- *Kurzfristig* sind zur Wahrung der Versorgungssicherheit Reservekapazitäten notwendig, um die von der Bundesnetzagentur identifizierten regionalen Kapazitätslücken zu überbrücken. Die für erforderlich gehaltenen Reserven müssen entgegen der bisherigen Praxis in einem transparenten Verfahren kontrahiert werden. Die neue Generation der nach 2005 in Betrieb genommenen Kraftwerke darf gegenüber den ineffizienten, von Stilllegung bedrohten Altkraftwerken nicht benachteiligt werden. Denn auf der Basis alter Kraftwerkskapazitäten lässt sich die Versorgung nicht nachhaltig sichern und der CO₂-Ausstoß nicht reduzieren.
- *Mittelfristig* müssen Investitionen in den Neubau von Kraftwerkskapazitäten erfolgen. Investitionsanreize müssen so gestaltet werden, dass sie mit dem Lebenszyklus konventioneller Kraftwerke übereinstimmen und bestehende Kraftwerke in ihrer Wirtschaftlichkeit nicht entwertet werden.
- *Langfristig* ist ein energie- und volkswirtschaftlich effizientes Marktdesign zu etablieren. Dies kann Kapazitätsmechanismen beinhalten wie auch Anforderungen an Erzeuger erneuerbarer Energien und an den Netzausbau.

Exkurs 2: Energiewende und Akzeptanz

Die Komplexität der Energiewende hinterlässt nicht nur bei Experten, sondern auch bei Bürgern eine Reihe von Fragezeichen. In einer solchen Gemengelage haben populistische Ansichten leichtes Spiel, in den Mainstream vorzudringen. Bei konkreten Projekten vor Ort ist kaum noch ein Thema konsensfähig, selbst physikalische Gesetzmäßigkeiten werden hinterfragt. Ob Kraftwerksinvestitionen oder Netzausbau, steigende Strompreise oder niederfrequenter Infraschall durch Windräder, die Anlässe zum Widerstand sind vielfältig. Der stärkste Widerstand jenseits naturschutzfachlicher Fragen speist sich dabei aus dem verständlichen Wunsch der Bevölkerung, von Veränderungen verschont zu bleiben. Genau dies jedoch kann und wird die Energiewende nicht leisten. Der konkrete Umbau der Energieerzeugung wird im Gegenteil die Bürger auf Jahre hinaus belasten. Finanziell werden sie über die Stromrechnung zur Kasse gebeten, je nach ihrem Wohnort mit veränderten Landschaftsbildern konfrontiert.

In einer solchen Situation ist die Politik aufgerufen, geschlossen zu agieren. Dass dies möglich ist, zeigt beispielhaft die große Sachlichkeit, mit der in verschiedenen Bundesländern seit Fukushima über das Thema Wind im Wald diskutiert wird. Statt ideologischer Grabenkämpfe werden Sachargumente abgewogen. Ohne Rücksicht auf die politische Farblehre prüfen Kommunen geeignete Windstandorte. Eine solche Auseinandersetzung anhand sachlicher Argumente macht die Energiewende vor Ort überhaupt erst möglich. Populismus und billige Effekthascherei jedoch sind Gift für die Akzeptanz des Projekts – und ohne Akzeptanz wird die Energiewende scheitern.

Keine weitere Aufspaltung des Großhandelsmarktes

Die aktuellen Entwicklungen in Politik und Regulierung spalten den Großhandelsmarkt immer weiter auf. Es werden derzeit eine Vielzahl unterschiedlicher und wenig aufeinander abgestimmter Beschaffungsverfahren für Flexibilität eingerichtet, die neben die etablierten Regelenergie- und Spotmärkte treten (Redispatchverpflichtung, unterbrechbare Leistung in Niederspannung, bilaterale Verträge gemäß AusglMechAV, Verpflichtung systemrelevanter Kraftwerke, Winterreserve, Netzreserve, Abschaltbare Lasten_VO etc.). Auf diese Weise werden künstlich neue Märkte für unterschiedliche Produkte geschaffen, die ganz verschiedenen Ausschreibungs-, Vergütungs- und Einsatzregeln folgen.

Die einheitlichen Märkte für Spotprodukte und Regelenergie werden durch den Flickenteppich von Fördermechanismen entwertet. Wenn man diese Entwicklung zu Ende denkt, würden zukünftig konventionelle und regenerative Erzeugung, Speicher und Lastflexibilität durch eine Vielzahl von Prämien und Vergünstigungen subventioniert und nach regulatorischen Vorgaben gesteuert werden. Dies wäre nicht nur das Ende eines liquiden Großhandelsmarktes, sondern würde die Kosten der Energiewende über anhaltende Fehlsteuerungen auch dramatisch erhöhen. Umfassende Subventionen für Investitionen in der gesamten Energiewirtschaft würden unumgänglich. Die mit der erfolgreichen Liberalisierung des deutschen Energiemarktes erreichten Effizienzgewinne gingen dann zwangsläufig verloren.

EEG-Reform an Haupt und Gliedern

Das EEG war ein erfolgreicher Ansatz, um den Einstieg in und den Umstieg auf erneuerbare Energien grundsätzlich zu ermöglichen. Nun aber verkehrt sich die Erfolgsstory zu einem Kostentreiber mit zweifelhaften Auswirkungen auf 1. den Klimaschutz, 2. die Versorgungssicherheit und 3. die Bezahlbarkeit.

71.000 Megawatt Erneuerbare werden bereits über das EEG vollkostenfinanziert und verzerren den Markt. Akteure, die eigentlich außerhalb des Marktes stehen, bestimmen den EEX-Preis (European Energy Exchange). Das EEG-Motto „produce and forget“ wird langfristig zum Kollaps des gesamten Strommarktes führen.

Mit einem Anteil von annähernd 25 Prozent am deutschen Elektrizitätsverbrauch sind die erneuerbaren Energien nicht mehr als ein Nischenmarkt zu bewerten, sondern müssen in die Systemverantwortung einbezogen werden. Auch mit Blick auf die ausufernden Kosten der EEG-Umlage für den Endverbraucher muss die Effizienz der Förderung gestärkt werden. Dabei bedarf es einer grundsätzlichen Neugestaltung des EEG und keiner weiteren Nachbesserungen, die das Ziel verfehlen. Nach Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber belastete die Ökostromumlage die Verbraucher 2012 bereits mit 17 Milliarden Euro. Die Anreize durch das EEG führen zu einem Tempo beim Ausbau der erneuerbaren Energien, hinter dem der ebenso notwendige Ausbau der Netz-

strukturen und der Energieeffizienz zurückbleibt. Dieser ungleiche Wettlauf gefährdet das Gesamtsystem.

Chancen der Direktvermarktung

Das EEG muss so verändert werden, dass EE-Anlagen so marktnah wie möglich agieren können. Dies ist möglich, wenn EE-Anlagen konsequent in die Direktvermarktung überführt werden, so wie es mit dem Marktprämienmodell für Bestandsanlagen erfolgreich getestet wurde. Für Neuanlagen ist eine Zwangsvermarktung in einem weiter optimierten Marktprämienmodell anzustreben. Ziel sollte es sein, EE-Anlagen bezogen auf ihre Teilnahme an den verschiedenen Märkten der konventionellen Erzeugung gleichzustellen. Dies bedeutet auch für EE-Anlagen:

- die Übernahme des wirtschaftlichen Risikos von geplanter Erzeugung und Ist-Erzeugung durch Bilanzkreisverantwortlichkeit, aber auch die Möglichkeit
- für Redispatchmaßnahmen gemäß § 13 EnWG eingesetzt werden zu können.

Einspeisevorrang ist nicht mehr zeitgemäß

Der Einspeisevorrang der erneuerbaren Energien muss angesichts des schnellen Zubaus und der damit einhergehenden steigenden Volatilität der Einspeisung überdacht werden. Der Einspeisevorrang hat einen maßgeblichen Beitrag zum Erfolg der Markteinführung der Erneuerbaren geleistet, allerdings überwiegen heute die Nachteile dieser Vorzugsbehandlung. Erneuerbare Energien mit stochastischer Einspeisung haben annähernd keine variablen Kosten, sodass sie ohnehin in der Merit-Order jedes konventionelle Kraftwerk verdrängen. Diese werden nur dann am Netz bleiben, wenn es einsatztechnisch notwendig ist. Bleibt es dennoch beim Einspeisevorrang, werden künstlich negative Preise geschaffen, die zunehmend die Wirtschaftlichkeit des Kraftwerksbetriebs und die Investitionsbedingungen in neue Kapazitäten negativ beeinflussen. Sie verhindern eine volkswirtschaftliche Optimierung.

Gemeinsames Marktdesign für erneuerbare und konventionelle Erzeugung

Es wird immer deutlicher, dass erneuerbare Energien und die konventionelle Erzeugung nicht miteinander konkurrieren müssen. Bei einer erfolgreichen Energiewende entstehen Synergien zwischen den Erzeugungskonzepten. In einem gemeinsamen Marktdesign besteht einerseits für jeden Akteur Raum zur wirtschaftlichen Entfaltung. Gleichzeitig wird das System den Zielen Versorgungssicherheit, Klimaschutz und Effizienz gerecht. Bei einer Weiterentwicklung des EEG sind die durch eine Vielzahl von Untersuchungen belegten Defizite des heutigen Systems zu berücksichtigen. So ist kritisch zu überprüfen, ob die rein nationale Fokussierung noch angemessen ist. Eine europäische Harmonisierung der EE-Fördersysteme kann die Effizienz des Ausbaus erheblich steigern.

Technologieneutrale Förderung der erneuerbaren Energien

Eine technologieneutrale Förderung der erneuerbaren Energien ist notwendig, um weitere Effizienzpotenziale zu heben. Einzig für noch junge und relativ teure Technologien (u.a. Wind Offshore) im Entwicklungsstatus sind noch eine Zeit lang flankierende Maßnahmen nötig, um die Technologien in den Markt zu bringen und ausreichende Investitionsanreize zu setzen. Gleiches gilt für vollständig neue Technologien. Weitere Untersuchungen sollten die Frage beantworten, ob eine Förderung teurer bzw. neuer EE-Technologien außerhalb des EEG nicht besser und effizienter dargestellt werden kann.

Von einer extrem kurzfristigen Festlegung auf ein bestimmtes Fördersystem sollte abgesehen werden. Die verschiedenen Modelle wie Quotensysteme, Ausschreibungsmodelle etc. sollten zunächst hinsichtlich ihrer Vor- und Nachteile analysiert werden. In diesen (Forschungs-) Bereichen müssen die Anstrengungen intensiviert werden, um eine möglichst zeitnahe qualitative Weiterentwicklung des EEG gewährleisten zu können.

Energiewende in Europa

Parallel dazu muss eine Vision entwickelt werden, um den europäischen Binnenmarkt zu nutzen. Die Vorstellung, die deutsche Energiewende sei nur erfolgreich, wenn die erneuerbaren Energien ausschließlich auf deutschem Boden erzeugt werden, ist mit der beschriebenen Vorbildfunktion unvereinbar. Deutschland und Europa sollten vielmehr zeigen, dass eine weltweite Dekarbonisierung nur in enger Zusammenarbeit der Volkswirtschaften gelingen kann. Der Idealzustand eines zukünftigen europäischen Binnenmarkts allokiert die volkswirtschaftlichen Ressourcen zur Erreichung der europäischen Klima- und energiepolitischen Ziele optimal. Erneuerbare Energien werden dort produziert, wo sie ihr höchstes Potenzial entfalten und kosteneffizient ausgebaut werden können. Ein europäisches Höchstspannungsnetz auf konventioneller und HGÜ-Basis (Hochspannungsgleichstromübertragung) sorgt für eine effiziente und sichere Verteilung.

Momentan konterkarieren sich jedoch europäische und nationale Energiepolitiken gegenseitig. Auf der einen Seite stehen die Bestrebungen, einen europäischen Energiebinnenmarkt im Rahmen des dritten Binnenmarktpakets zu erreichen. Auf der anderen Seite existiert auf Ebene der EU-Mitgliedsländer und anderer europäischer Länder eine stark national ausgerichtete Energiepolitik, die eine Integration der europäischen Märkte erschwert oder gar behindert. Die mangelnde Harmonisierung der Fördersysteme für erneuerbare Energien sowie rein national ausgerichtete Kapazitätsmechanismen führen zu verzerrten Energiepreisen und Investitionsentscheidungen.

Die Regulierung auf europäischer Ebene wird jedoch die Bedeutung nationaler oder regionaler Förderung langfristig zurückdrängen. Standortentscheidungen für Energieerzeugungsanlagen werden dann nicht mehr lokal oder national,

sondern europäisch erfolgen. Die Übertragungsnetze sind dabei der Schlüssel zum Erfolg. Ein engmaschiges, europäisches Netz kann die Versorgungssicherheit auf europäischer Ebene gewährleisten. Große, engpassfreie Marktgebiete können die fluktuierende Einspeisung erneuerbarer Energien an unterschiedlichen Standorten Europas wirkungsvoller absorbieren als kleine Marktgebiete.

Mittel- und langfristig ist ein kupferplattengleiches europäisches Netz jedoch unrealistisch. Damit bleibt der Netzausbau zunächst eine nationale, deutsche Aufgabe, die jedoch in enger Abstimmung mit den unmittelbaren Nachbarländern umgesetzt werden sollte.

Exkurs 3: Europa ante portas

Bei allen Überlegungen zur zukünftigen deutschen Energiepolitik ist zu beachten, dass die nationale Energiepolitik in immer größerem Umfang von europäischen Vorgaben abhängig ist. Die Brüsseler Energiepolitik befindet sich jedoch in einer Umbruchphase. Die Europäische Kommission möchte den Binnenmarkt im Energiesektor „vollenden“. Mit einem ehrgeizigen Zeitplan versucht sie, bereits beschlossene Gesetze zum Binnenmarkt durchzusetzen.

Noch in der laufenden Legislaturperiode bis 2014 will die Kommission weitere Energiegesetze durch das Parlament und den Rat bringen. Die Gemeinschaft soll im Energiesektor als „primus inter pares“ etabliert werden. Bisher gestalten die Mitgliedstaaten ihre nationale Energiepolitik noch weitgehend eigenständig. Deutschland beschloss den Kernenergieausstieg ohne Absprache im Ministerrat. Dies widersprach zwar dem Geist der europäischen Zusammenarbeit, aber nicht den Verträgen.

Die EU-Kommission versucht, die technischen und marktrechtlichen Voraussetzungen eines europäischen Energiebinnenmarktes durchzusetzen. Die EU will diesen Markt auch aus außenpolitischen Gründen. Die europäische Energiepolitik ist ein bestimmender Faktor im Verhältnis zu Russland. Nur eine einige EU ist in der Lage, der Anbietermacht Russland auf Augenhöhe zu begegnen. Der Druck ist inzwischen so stark, dass auch aus der Außenpolitik Impulse für eine umfangreiche Durchsetzung des Energiebinnenmarktes kommen.

Eine weitere Antriebsfeder ist der Druck aus der Eurokrise. Der Energiepolitik wird im Binnenmarkt immer eine herausragende Bedeutung zukommen. Sie ist, neben der Rüstungspolitik, der noch am stärksten national geregelte Wirtschaftssektor.

Allerdings gestaltet die EU schon heute in so wichtigen Bereichen wie Energiegroßhandel, Effizienzgebote und Eingriffe in die Geschäftsmodelle der Anbieter die Rahmenbedingungen als Folge der Energieeffizienzrichtlinie. Bis 2014 will die europäische Kommission auch im Bereich Energie „vom Kellner zum Koch werden“. Sie will unter anderem

- die Leitlinien der staatlichen Umweltschutzbeihilfen überarbeiten,*
- Netzstandards festlegen,*
- die Kapazitätsvergabe regeln,*
- den Netzanschluss im Gassektor regeln,*
- nationale Aktionspläne für intelligente Netze vorantreiben,*
- Leitlinien für die Förderung erneuerbarer Energie aufstellen,*
- eine Koordinierungsgruppe „Strom“ ins Leben rufen und*
- ein stetes Zurückfahren der Subventionen für fossile Brennstoffe erreichen.*

Der im November 2012 angekündigte Zeitplan der EU-Kommission zur Umsetzung der Pläne bis Sommer 2014 ist dabei mehr als ehrgeizig. Da Gesetzesvorhaben auf europäischer Ebene über eine Legislaturperiode hinaus weiterlaufen, wird das neue Europäische Parlament ab Sommer 2014 voraussichtlich die Agenda Stück für Stück abarbeiten. Die deutsche Energiepolitik der kommenden Legislaturperiode wird sich stärker als je zuvor europäischen Vorgaben anpassen müssen.

CO₂-Emissionshandel stärken

Der Emissionshandel wurde als zentraler und supranationaler Mechanismus zur kosteneffizienten Reduzierung der CO₂-Emissionen geschaffen. Das derzeitige Preisniveau für Emissionszertifikate setzt jedoch keinen ausreichenden Anreiz zur weitergehenden Reduzierung des CO₂-Ausstoßes. Die Lenkungswirkung des ETS (European Emission Trading System) ist durch die Verknappung der vorhandenen Überausstattung mit Zertifikaten zu adressieren. Ein 30-Prozent-Reduktionsziel auf europäischer Ebene bis zum Jahr 2020 würde nicht nur dem Emissionshandel Auftrieb geben, sondern zugleich auch die Effizienz der Energieerzeugung steigern.

In diesem Zusammenhang ist der mögliche Beitrag von Erdgas zur Energiewende erwähnenswert. Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität Köln (EWI) hat im Dezember 2012 eine Studie veröffentlicht, bei der die spezifischen Kosten für die Einsparung von CO₂ berechnet wurden. Dabei wurde deutlich, welche Chancen Erdgas zur weiteren Reduzierung von CO₂-Emissionen eröffnet. Allein durch einfache Modernisierungsmaßnahmen wie etwa einen Heizkessel-Austausch lassen sich mit geringen Kosten hohe CO₂-Einsparungen erreichen.

Aktuell wird die Diskussion der Energiewende im Wesentlichen auf das Thema Stromerzeugung reduziert. Der Wärme- und Verkehrsmarkt bilden aber den weitaus größeren Teil des CO₂-Ausstoßes ab. Hier bietet die Energiewirtschaft durch die Weiterentwicklung der Elektromobilität sowie durch die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) bereits technische und wirtschaftliche Lösungen an.

Wichtig werden die effiziente Produktion von Wärme und die Vermeidung von Wärmeverlusten im Bereich der privaten Haushalte – beispielsweise durch Gebäudedämmung oder den Einsatz von Mini- und Mikro-Blockheizkraftwerken (BHKW) –, aber auch bei großen BHKW sowie in großindustriellen KWK-Anlagen. Soll Deutschland ein Industrieland bleiben, wird es vor allem darauf ankommen, der Industrie bezahlbare Prozesswärme zur Verfügung zu stellen. Auch hier können effiziente GUD-Kraftwerke (Gas-und-Dampf-Kombikraftwerke) einen wesentlichen Beitrag leisten.

Energieeffiziente Endgeräte und Smart Metering

Neben eher zentralen Elementen wie dem Ausbau des Übertragungsnetzes und dem Umbau des Kraftwerksparks wird die Energiewende insbesondere durch eine Verlagerung auf dezentrale Strukturen geprägt. Smart Metering, dezentraler Verbrauch von dezentral erzeugter Energie, Elektromobilität, Demand-Side-Management und Energieeffizienz werden wichtige Komponenten darstellen. Wegen der bisher geringen Marktdurchdringung der notwendigen Endgeräte, des derzeit vorherrschenden Verbraucherverhaltens und der enormen technologischen Herausforderung auf der Ebene der Verteilnetze ist die Förderung dieser Komponenten besonders wichtig. Unter heutigen Bedingungen wird es voraussichtlich aber bis weit ins nächste Jahrzehnt dauern, bis die aufgeführten Sektoren wesentlichen Einfluss auf die Zielerreichung der Energiewende haben. Allerdings ist die Zeit reif, dem effizient und intelligent gesteuerten „Smart Home“ den Weg zu bereiten und energieeffiziente Endgeräte in Verbindung mit Smart Metering mit Nachdruck im Markt zu etablieren. Hier können staatlich regulierende Eingriffe sinnvoll sein.

Aussichten

Die Energiewende hat als innovative Vision begonnen und stagniert als improvisierte Realität. Sie ist nicht nur mit weitreichender technologischer Erneuerung verbunden, sondern verändert auch die institutionelle Ordnung der Energiewirtschaft. Sie integriert neue Anbieter und Akteure in einem Markt und erfordert umfangreiche Planungen von Regionen und Kommunen bei der Neuausrichtung der Energieversorgung. Das von der Bundesregierung als „nationales Gemeinschaftswerk“ implementierte Projekt bindet zudem die Öffentlichkeit in die Entwicklungsphasen des künftigen Energiemix ein.

Noch steht nicht fest, welche (Energie-)Technologien die nächsten Jahrzehnte bestimmen werden. Das Zusammenwirken aller Marktbeteiligten, Wissenschaft, Politik und Öffentlichkeit, ist eine nicht zu diskutierende Notwendigkeit. Die Energiewende muss von der kreativen und realistischen Bereitschaft aller Beteiligten getragen sein, die die Leistungsfähigkeit der Energieinfrastruktur einer der führenden Industrienationen erhält und optimiert, aber gleichzeitig den notwendigen umweltrelevanten Faktoren Rechnung trägt. Nicht zuletzt stärken vernünftige Energiekosten die Binnenkonjunktur, erhalten Arbeitsplätze und das Wohlstandsniveau.

Von der Politik ist derzeit zu fordern, die technischen und volkswirtschaftlichen Probleme bei der nötigen Neugestaltung des EEG zu berücksichtigen, mit der Bevölkerung ist der faktenbasierte Dialog zu suchen, um Widerstände gegen Großprojekte zu relativieren, und die Marktteilnehmer müssen sich der Verantwortung stellen, bezahlbare Energie im ökologisch sinnvollen Kontext versorgungssicher bereitzustellen.



Dr. Leonhard Birnbaum
Mitglied des Vorstandes, RWE AG

Dr. Birnbaum (45) ist seit Oktober 2008 Mitglied des Vorstands der RWE AG. Gegenwärtig verantwortet er als Chief Commercial Officer (CCO) das Commodity Management der gesamten Gruppe, Mergers and Acquisitions, Forschung und Entwicklung, Erneuerbare Energien, Supply and Trading und Öl und Gas Exploration. Von Dezember 2008 bis September 2010 war er als Group Strategy Officer (CSO) zuständig für Konzernstrategie, Business-Development, Mergers and Acquisitions, Forschung und Entwicklung sowie Erneuerbare Energien. Von April 2008 bis September 2008 leitete er den Bereich Konzernstrategie.

Vor seiner Tätigkeit bei RWE arbeitete Dr. Birnbaum für mehr als 10 Jahre für die Managementberatung McKinsey & Company in Deutschland, Osteuropa und den USA. Fokus seiner Consulting-Aktivitäten lag auf der energiewirtschaftlichen Industrie und der energieintensiven Rohstoff-Industrie. Dr. Birnbaum wurde im Jahr 2000 bei McKinsey zum Partner (Principal) ernannt und 2006 zum Senior Partner (Director) befördert. In dieser Position war er Teil des Managementteams für den europäischen Energiesektor. Er ist Co-Autor der McKinsey Studie zu Kosten und Potential zur Vermeidung von Klimagasen in Deutschland.

Von 1987 bis 1992 studierte Birnbaum Chemieingenieurwesen mit dem Schwerpunkt auf thermische und mechanische Prozesse an der Universität Karlsruhe. Neben seinem dortigen Diplom erwarb er einen Dokortitel der Universität Cottbus. Dr. Birnbaum wurde am 19. Februar 1967 in Ludwigshafen am Rhein in Deutschland geboren.

Gutes Marktdesign beginnt mit gutem und klarem Denken

Dr. Leonhard Birnbaum

Einleitung

Es ist schon fast ein Allgemeinplatz: Die Energiewende ist ein gesamtgesellschaftliches Projekt. RWE hat in Milliardenhöhe in die Wende investiert, und wir suchen als Konzern unsere unternehmerischen Chancen für die Zukunft in diesem neuen Umfeld. Deswegen kann es uns nicht gleichgültig sein, wenn man zurzeit vor allem viel über die Schwierigkeiten liest, die bei der Energiewende auftreten.

Schwierigkeiten bestehen objektiv. Bundesregierung, Wissenschaftler, Verbände und Unternehmen haben inzwischen verschiedene Indizes und Monitoringinstrumente geschaffen, mit denen sich Probleme und notwendige Maßnahmen verhältnismäßig genau eingrenzen lassen. Der Monitoringbericht der Bundesregierung weist zum Beispiel darauf hin, dass sich die Energieeffizienz schneller verbessern sollte und die Markt- und Systemintegration der regenerativen Stromerzeugung besondere Aufmerksamkeit seitens der Politik verlangt. Die drängenden Fragen der Netzstabilität und des Netzausbaus werden dort wie auch im Monitoringbericht der Bundesnetzagentur aufgegriffen. Der Energiewende-Navigator des BDI weist deutlich auf die stark steigenden volkswirtschaftlichen Kosten der Energiewende hin.

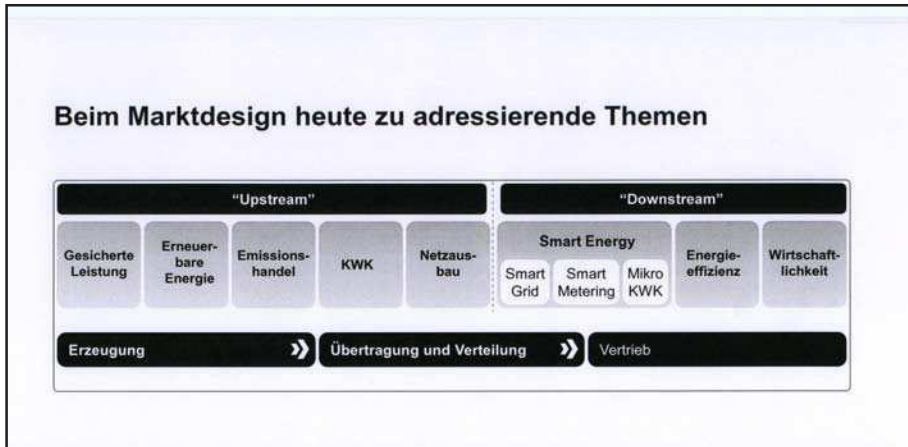
Solche Instrumente machen die Energiewende transparenter und sie verschaffen allen handelnden Akteuren bessere Orientierung – insbesondere wenn es um praktische Herausforderungen geht, die im energiepolitischen Tagesgeschäft angegangen werden können und müssen.

Als Reaktion auf die beobachteten Probleme wird immer wieder die grundsätzliche Frage nach einem neuen Marktdesign aufgeworfen. Der vorliegende Beitrag greift dieses Thema auf. Dabei geht es nicht darum, dem umfangreichen wissenschaftlichen Schrifttum eine weitere analytische Arbeit hinzuzufügen. Es geht stattdessen darum, wie die politische und gesellschaftliche Diskussion über das Thema „Marktdesign“ sinnvoll und zielgerichtet strukturiert werden kann.

Denn diese Diskussion leidet heute oft darunter, dass nicht systemisch gedacht, sondern punktuell auf Lösungen für Einzelgesichtspunkte abgehoben wird. Es fehlen zumeist eine klare, übergreifende Struktur, wie man über die Anforderungen an ein gutes Marktdesign der Zukunft nachdenken sollte, und die Grundsätze, nach denen man zwischen den verschiedenen Optionen entscheiden sollte. Bei vielen Diskussionsbeiträgen ist zudem nicht erkennbar, ob sie das volkswirtschaftliche Gesamtinteresse im Auge haben oder ob ein zwar legitimes, dem Gesamtinteresse aber möglicherweise nicht zuträgliches Eigeninteresse im Vordergrund steht.

Welche Themen gilt es beim Marktdesign zu adressieren?

Die Herausforderungen für das Marktdesign – und zwar sowohl für den Strom- und den Gasmarkt - lassen sich transparent strukturieren, wenn man entlang der Wertschöpfungskette der Energiewirtschaft denkt. Sie unterteilen sich (bei als gegeben angenommenen Zielen) in zweimal fünf Themen, einmal für Erzeugung und Übertragungsnetz („Upstream“) sowie einmal für Verteilung, Vertrieb und Verbrauch („Downstream“).



„Upstream“: Welches Marktdesign ist erforderlich, damit ...

- 1... genug und geeignete Kraftwerksleistung bereitsteht, um die Netzlast jederzeit sicher zu decken („gesicherte Leistung“)?
- 2... der Ausbau der erneuerbaren Energien (kosten-)effizient vorankommt?
- 3... die Klimaschutzziele wirksam und effizient erfüllt werden?
- 4... die Kraft-Wärme-Kopplung eine volkswirtschaftlich effiziente Rolle für die Strom- und Wärmeversorgung spielt?
- 5... der erforderliche Ausbau der Übertragungsnetze vorankommt?

„Downstream“: Welches Marktdesign ist erforderlich, damit ...

- 1... das Verteilnetz für die Energiewende ertüchtigt wird („Smart Grid“)?
- 2... der Verbraucher mit seinem Verhalten die Energiewende unterstützen kann („Smart Metering“)?

3.... der energiewirtschaftliche Rollenwechsel des Energieverbrauchers vom „Consumer“ hin zum „Prosumer“ aufgegriffen wird (Eigenerzeugung, Mikro-KWK)?

4.... sich die Energieeffizienz kostenoptimal verbessert?

5.... Energie für private, gewerbliche und industrielle Verbraucher erschwinglich bleibt?

Es ist wichtig zu verstehen: Das Marktdesign für den Upstream-Bereich der Energiewirtschaft ist überwiegend eine europäische Angelegenheit. Als grobe Daumenregel könnte man formulieren, dass das Upstream-Marktdesign zu 80 Prozent europäisch und nur zu 20 Prozent national bestimmt ist. Die nationale Politik ist dagegen vor allem bei den Downstream-Themen als gestaltende Kraft gefragt. Hier lautet die Daumenregel umgekehrt: „80 Prozent national und 20 Prozent europäisch“. Wenn diese Sachverhalte ignoriert werden, führt das zu suboptimalen, volkswirtschaftlich teuren Lösungen.

Die hier vorgeschlagene Denkstruktur zeigt unmittelbar, dass ein gutes Marktdesign nicht bedeutet, Einzelprobleme isoliert zu lösen, wie etwa die Verfügbarkeit ausreichender gesicherter Leistung. Ein gutes Marktdesign bezieht sich gleichzeitig auf alle angesprochenen Themenblöcke und wird allen Herausforderungen gleichermaßen gerecht.

Es gibt im politischen Tagesgeschäft für jedes Einzelproblem allerdings immer auch eine Einzellösung, die sich im konkreten Entscheidungsfall politisch stets gut begründen lässt, ohne dass dabei notwendig auch der energiewirtschaftliche Gesamtzusammenhang systemisch mitgedacht wird. Wie kann man vor diesem Hintergrund zu umfassenden und optimierten Lösungen kommen?

Welche ordnungspolitischen Grundsätze gibt es für ein gutes Marktdesign?

Wir bei RWE sehen vier Grundsätze, die Leitlinie des politischen Denkens und Handelns sein sollten. Vorweg: Alles Denken sollte in der Tendenz europäisch, marktorientiert, systemisch und zielgerichtet sein.

1. Europäisch denken!

Man kann es nicht oft genug wiederholen: Wir haben seit Jahren europäische Energiemärkte. Die nationalen Märkte sind miteinander gekoppelt. Was immer in Deutschland energiepolitisch geschieht, hat Auswirkungen auf unsere Nachbarländer. Und umgekehrt. Wenn beispielsweise Frankreich allein einen Kapazitätsmarkt einführt, wird dort im Ergebnis über die Zeit gesicherte Leistung zugebaut. Solche Neukapazitäten verdrängen dann aber bestehende Kraftwerke in Deutschland, Benelux und im Alpenraum, oder sie verhindern dort Neubauten. Unilaterale Kapazitätsmärkte auf nationaler Ebene ergeben also

keinen Sinn und sind sehr ineffizient, weil die Märkte miteinander gekoppelt sind und voneinander abhängen.

Natürlich sind die europäischen Energiemärkte vor allem in den Upstream-Bereichen, auf der Seite der Stromerzeugung, besonders eng miteinander verwoben. Dort ist der Emissionshandel ein gutes Beispiel für ein europäisches Instrument der Energie- und Klimapolitik. Er gilt in der Welt als Muster für einen ordnungspolitisch sauberen multilateralen Ansatz, mit dem Klimaschutzziele höchst kosteneffizient erfüllt werden können.

Auch beim Ausbau der erneuerbaren Energien ergäbe mehr Multilateralismus in Europa viel Sinn. Das Investitionskapital, das für den Ausbau erneuerbarer Energien zur Verfügung steht, könnte in einem europäisch optimierten Förderrahmen viel effizienter eingesetzt werden als in der heute nach EU-Mitgliedsstaaten, teilweise sogar nach Regionen und Provinzen fragmentierten Förderkulisse. Das würde auch den Verbraucher entlasten. Die Analysten von Credit Suisse¹ haben kürzlich berechnet, dass die heutige Förderung erneuerbarer Energien den europäischen Energieverbraucher in etwa zwei Jahrzehnten mit Subventionen in Höhe von weit mehr als 400 Milliarden Euro belastet und auf der Kapitalseite etwa 150 Milliarden Euro Wert im konventionellen Kraftwerkspark vernichten wird.

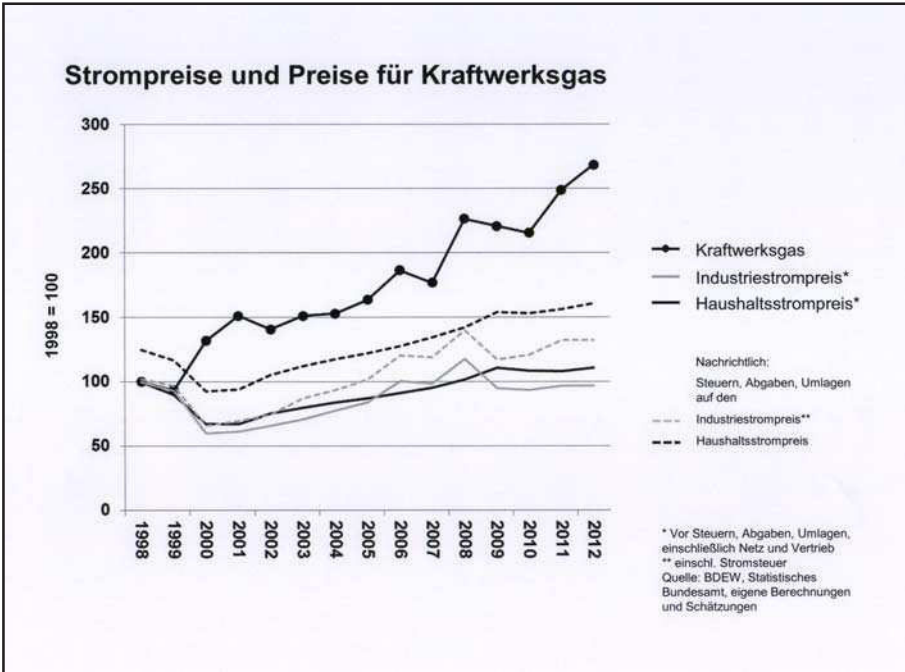
Also: Wo immer nötig und möglich sollten wir europäisch denken!

2. Marktorientiert denken!

Kapital ist eine knappe und wertvolle Ressource. Unsere Gesellschaft kann es sich kaum leisten, in der Energiewende knappes Kapital zu vernichten beziehungsweise zu verschwenden. Die Eurokrise macht uns das zunehmend bewusst. Märkte haben sich als extrem effizient erwiesen, Kapital in die jeweils besten Verwendungen zu leiten. Markt und Wettbewerb sichern auch faire Preise für den Verbraucher, eben weil die Ressourcen in der Energiewirtschaft bestmöglich eingesetzt werden.

Die Wirkung des Wettbewerbs in der Energiewirtschaft spiegelt sich unter anderem in der Tatsache wider, dass die Industriestrompreise heute unter dem Niveau zu Beginn der Liberalisierung im Jahr 1998 liegen, die Haushaltsstrompreise nur wenig darüber – wenn man Steuern, Abgaben und Umlagen herausrechnet. Und das, obwohl sich zum Beispiel der Erzeugerpreis für Kraftwerksgas seither fast verdreifacht hat.

Also: Marktorientiertes Denken minimiert den volkswirtschaftlichen Aufwand für die Energiewende. Nur so setzen wir ein Beispiel, dem die Welt sinnvoll nachzueifern kann und will!



3. Systemisch Denken!

Die Antworten auf die einzelnen Herausforderungen, die die Energiewende stellt, müssen zueinander passen und in ihren Wechselwirkungen verstanden werden.

Ein schlagendes Beispiel für Defizite im systemischen energiepolitischen Denken ist die Debatte um angeblich zu niedrige Preise im Europäischen Emissionshandel. Es wird gesagt, dass Preise für Emissionszertifikate, die seit geraumer Zeit unter 10 Euro je Tonne CO₂ liegen, kein Investitionskapital in „low carbon technologies“ lenken. Das trifft sogar zu. Aber die Zielsetzung des Emissionshandels ist ja auch nicht die Förderung von „low carbon technologies“, sondern die kosteneffiziente Sicherstellung des vorgegebenen CO₂-Reduktionspfads. Und die CO₂-Ziele werden ja in den Sektoren des Emissionshandels auch genau erreicht. Der Zertifikatepreis ist deshalb so niedrig, weil die Senkung der Treibhausgasemissionen zurzeit im Wesentlichen nicht über die kosteneffiziente Steuerungswirkung des Emissionshandels, sondern über zwei andere Hebel erreicht wird. Darum ist eine weitere Lenkung der Kapitalströme derzeit gar nicht oder kaum erforderlich. Erstens senkt die Wirtschaftskrise die Emissionen. Dass der Emissionshandel darauf mit sinkenden Preisen reagiert, liegt in der Logik des Systems und ist gewollt. Der zweite Hebel ist der hoch subventionierte Ausbau der erneuerbaren Energien (mehr als 30 Milliarden Euro in Europa allein im Jahr 2011)², wodurch ebenfalls eine signifikante CO₂-Reduktion erreicht wird – allerdings zu deutlich höheren volkswirtschaftlichen Kosten als

wenn man den Emissionshandel seinen „Dienst“ tun ließe. Dass der Emissionshandel auch auf diese Maßnahme mit sinkenden Preisen reagiert, ist ebenfalls normal. Daraus aber abzuleiten, der Preis müsste politisch manipuliert, sprich in die Höhe getrieben werden, offenbart ein unzureichendes Verständnis von Ursache und Wirkung.

Also: Nicht in Einzelthemen und in Bezug auf einzelne Ziele denken, sondern auf die Vernetzung der Themen achten. Systemisch denken!

4. Zielgerichtet denken – Überbestimmung des Systems vermeiden!

Viele Vorschläge zur Marktdesigndiskussion sind kontraproduktiv, weil nicht offengelegt wird, welches Hauptziel sie eigentlich verfolgen. Häufig kommt es vor, dass nicht nur ein Hauptziel, sondern auch zahlreiche Nebenzielen erfüllt werden sollen. Beispiel Kapazitätsmechanismen: Ihre Kernaufgabe ist es, Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Sie sollen nicht helfen, Treibhausgasemissionen zu vermindern; dafür gibt es den Europäischen Emissionshandel. Sie sollen auch nicht den Ausbau der erneuerbaren Energien unterstützen; dafür gibt es spezielle Fördermechanismen wie das EEG. Sie sollen weiterhin keine Flexibilität belohnen; dafür gibt es Regelenergiemärkte. Wird das ordnungspolitische Prinzip „ein Ziel – ein Instrument“ nicht beherzigt, überfrachtet und überbestimmt man die Regulierung des Marktes, was am Ende immer zu ineffizienten Ergebnissen führt. Weiterhin nimmt die Komplexität des Systems erheblich und unnötig zu.

Also: Ein gutes Marktdesign kann wesentlich einfacher sein als oft vermutet – wenn man zielgerichtet und nicht ideologisch denkt!

Fazit

RWE will den Erfolg der Energiewende. Die Energiewende ist ein gesamtgesellschaftliches Projekt, in das auch wir in Milliardenhöhe investiert haben und das dem Konzern unternehmerische Chancen für die Zukunft bietet.

Damit die Energiewende vorankommt, müssen allerdings verschiedene Voraussetzungen erfüllt sein. An erster Stelle ist ein guter Regulierungsrahmen beziehungsweise ein gutes Marktdesign notwendig, mit dem die Ziele der Energiewende erfüllt werden, ohne übermäßig hohe Kosten für die Volkswirtschaft zu verursachen und ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden.

Gutes Marktdesign beginnt mit gutem und klarem Denken.

Eine klare Themenstruktur und ordnungspolitische Grundsätze sind dafür unerlässlich. Die Einzelgesichtspunkte des Energiemarktdesigns lassen sich in erzeugungsnahe („upstream“) und verbrauchsnahe („downstream“) Aspekte zusammenfassen. Erzeugungsnahe Fragen müssen in erster Linie europäisch, verbrauchsnahe hingegen in erster Linie nationalstaatlich beantwortet werden.

Ferner muss ein gutes Marktdesign vier ordnungspolitischen Grundsätzen entsprechen: 1. Europäisch denken! 2. Marktorientiert denken! 3. Systemisch denken! 4. Zielgerichtet denken – Überbestimmung des Systems vermeiden!

Alle energiepolitischen Vorschläge, die diesen Grundsätzen nicht entsprechen, sind abzulehnen. Der Europäische Emissionshandel ist durch langfristig verlässliche Klimaziele zu stärken. Alle Bereiche der Energieversorgung sind in den wettbewerblichen europäischen Energiebinnenmarkt zu integrieren, auch die erneuerbaren Energien. Netzausbau ist eine *conditio sine qua non* für die Energiewende, die Akzeptanz dafür ist zu schaffen.

¹ *Credit Suisse, Renewable subsidies: A double-edged sword, 12 November 2012*

² *Internationale Energieagentur, World Energy Outlook 2012.*



Dr. Werner Brinker
Vorsitzender des Vorstands, EWE AG

Dr. Werner Brinker blickt auf über 30 Jahre Erfahrung in der Energiewirtschaft zurück. Im Jahr 1978 startete er seine Laufbahn beim Oldenburger Energieversorgungsunternehmen EWE AG. Dort verantwortete er den Gas-einkauf und baute die Abteilung Abfallwirtschaft auf. Anschließend wechselte Dr. Brinker zur PreussenElektra AG (heute E.ON) als Prokurist und Leiter der Hauptabteilung Absatzwirtschaft. 1996 kehrte er als Technischer Vorstand zu EWE zurück. Seit 1998 ist Dr. Brinker Vorsitzender des Vorstandes. In dieser Zeit baute er EWE zu einem Konzern aus, der mit Energie, Telekommunikation und IT die Schlüsselkompetenzen für die Energiewende bündelt.

Herr Dr. Brinker ist Mitglied im Präsidium des BDEW und Vorsitzender des Vorstandes des Forums für Zukunftsenergien e.V. sowie Initiator des Bullensee-Kreises, der sich wissenschaftlich mit der Zukunft der Energieversorgung auseinandersetzt.

Brinker, 1952 in Lingen geboren, studierte Bauingenieurwesen an der Technischen Universität Braunschweig und promovierte dort 1990.

Operation Energiewende

Was muss die Politik unternehmen, damit der Umbau der Energiewende glückt?

Dr. Werner Brinker

Die Energiewende ist eine Operation am offenen Herzen einer der wichtigsten Industrienationen. Dieser Eingriff ist notwendig, um die Energieversorgung zukunftsfähig zu machen, da der weltweite Energiehunger wächst, während das Zeitfenster zur Eindämmung des Klimawandels immer enger wird. Zugleich birgt er Risiken, weil sich Deutschland weder unkontrollierbar steigende Energiepreise noch Einbrüche bei der Versorgungssicherheit leisten kann. Die Operation kann und wird nur gelingen, wenn Haushalte, Industrie und Politik eng zusammenarbeiten.

Die Aufgabe der Energieversorger ist dabei, technische und wirtschaftliche Lösungen bereitzustellen, die die erneuerbaren Energien voranbringen und an den Markt führen, die Netze trotz der Schwankungen von Wind- und Sonnenstrom in Balance halten und Kunden in immer komplexeren Energiesystemen Orientierung bieten. Gute Politik hingegen muss robuste Ziele setzen und die notwendigen Rahmenbedingungen schaffen, damit die benötigten Technologien entwickelt, die erforderlichen Investitionen getätigt, Märkte gestaltet und die verschiedenen Akteure koordiniert werden können. Und sie muss in der Bevölkerung laufend die Akzeptanz für das Projekt „Energiewende“ sichern. Denn Haushalte und Betriebe sind dafür unverzichtbare Partner – sie müssen nicht nur bereit sein, steigende Energiekosten mitzutragen, sondern auch ihren Umgang mit Energie neu denken: von Energieeinsparung über effizientere Geräte bis hin zur Nutzung von Strom und Wärme aus eigener Produktion. Die Energiewende gelingt nur mit der aktiven Unterstützung der Menschen von Ort.

Sie ist dabei kein einmaliger Akt – gleich dem Umlegen eines Schalters – sondern ein langfristiger Prozess, der mit dem dezentralen Zubau erneuerbarer Energien und dem fortschreitenden Umbau der Verteilnetze bereits lange vor den Beschlüssen der Bundesregierung 2011 begonnen hat und noch über Jahrzehnte andauern wird. Der Bundesumweltminister bezeichnet diesen Prozess nicht zu Unrecht als das größte Infrastrukturprojekt seit dem Wiederaufbau. Ob er eine Erfolgsgeschichte wird, entscheidet sich im ländlichen Raum. Denn dort steht und entsteht das Gros der dezentralen Wind-, Biogas- und Sonnenenergieanlagen, und dort gilt es, sie in intelligenten Verteilnetzen zu koordinieren und in den Markt zu integrieren.

Der Nordwesten ist dabei eine Art Zeitmaschine, die einen Blick in die nächsten dreißig Jahre der Energiewende ermöglicht und aufzeigt, wo politische Weichen gestellt werden müssen, damit sie gelingt: denn nirgendwo in Deutschland wird mehr regenerativ erzeugter Strom eingespeist. Im vergangenen Jahr stamm-

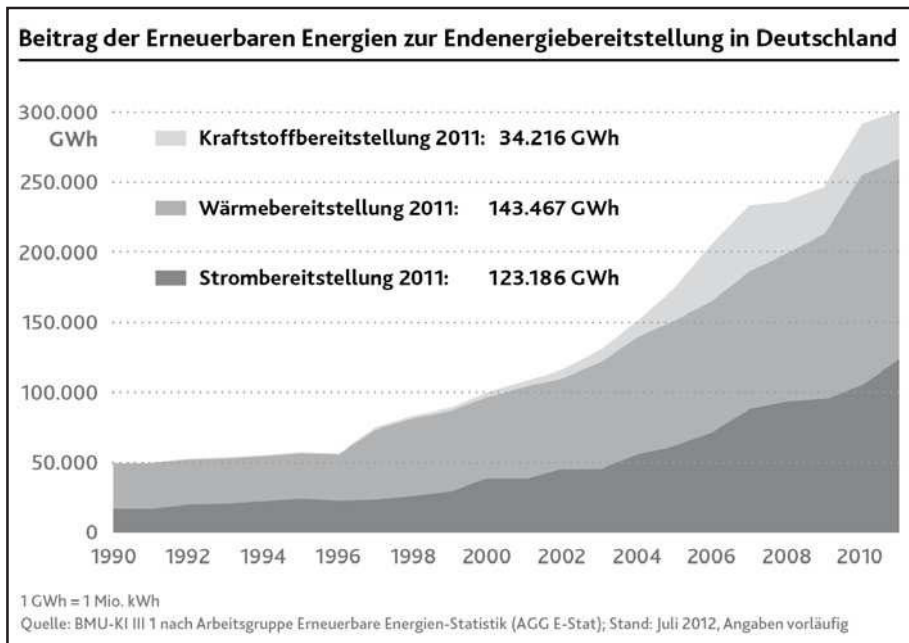
ten bereits 70 Prozent des Stroms im Netz von EWE aus erneuerbaren Energien. Damit ist heute schon die Zielmarke übertroffen, die die Bundesregierung für das Jahr 2040 vorsieht.

Werfen wir also einen Blick auf diese Gegenwart, ihre wichtigsten Trends und den politischen Handlungsbedarf, der sich daraus ableiten lässt – aus Sicht eines Unternehmens, das die Energiewende vor Ort gestaltet. Im Fokus stehen dabei eine zukunftsfähige Energieerzeugung, der intelligente Umbau der Netze, die Steigerung der Energieeffizienz, eine gerechte Verteilung der Kosten sowie die Teilhabe der Bürger und Kommunen.

Energieerzeugung

Erneuerbare Energien sind inzwischen systemrelevant – ihr Ausbau muss daher mit Blick auf das Gesamtsystem erfolgen.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland ist eine Erfolgsgeschichte sonderbar gleichen. Regelmäßig werden selbst ambitionierte Ausbauziele übertroffen. Strebte die Bundesregierung noch im Jahr 2005 an, den Primärenergieverbrauch 2010 zu 4,2 Prozent aus erneuerbaren Quellen zu decken, trugen sie im Zieljahr mit 9,4 Prozent mehr als das Doppelte bei. Regenerative Energie ist zu einer wichtigen Säule der Energieversorgung geworden – insbesondere im Strombereich, wo sie über ein Fünftel des deutschen Bedarfs stillt. Allein im Gebiet von EWE NETZ speisen rund 52.000 Wind-, Biogas- und Solaranlagen genug elektrische Energie ein, um fast drei Millionen Haushalte zu versorgen.



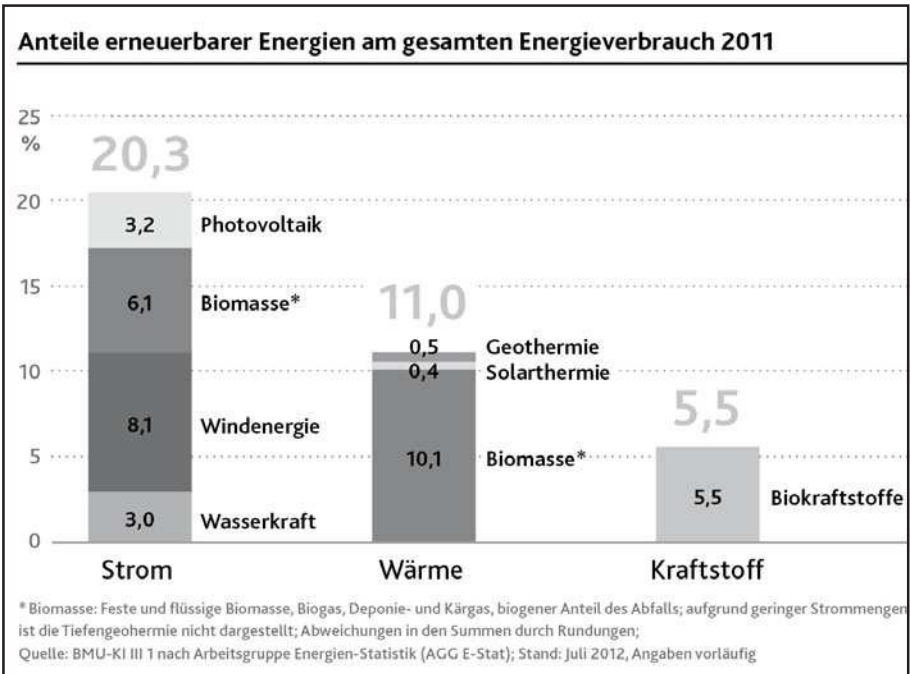
Unsere Forschungs- und Entwicklungsabteilung geht davon aus, dass sich diese Leistung binnen der nächsten 20 Jahre mehr als verdoppeln wird.

Damit sind Erneuerbare Energien schon jetzt ein Schwergewicht in der deutschen Energiewirtschaft – mit weitreichenden Auswirkungen: Ein System, das auf wenigen zentralen Großkraftwerken basierte, die rund um die Uhr relativ gleichmäßig Energie einspeisen, entwickelt sich in rasantem Tempo zu einem System, in dem viele dezentrale, kleine Anlagen ihren Strom wetter- und tageszeitbedingt mit großen Schwankungen liefern. Haushalte und Industrie dürfen von diesem Umschwung freilich nichts mitbekommen – sie verlassen sich darauf, jederzeit zuverlässig versorgt zu werden. Es braucht also Partner, die einspringen, wenn der Wind nicht weht.

Solange intelligente Netze noch nicht in größerem Maßstab existieren, fällt dieser Part überwiegend fossil betriebenen Kraftwerken zu, die jedoch in einer neuen Rolle agieren: Statt regelmäßig Grundlast zu liefern, werden Sie infolge des Einspeisevorrangs erneuerbarer Energien immer häufiger zurückgefahren, wenn genug „grüner Strom“ im Netz ist, um bei Nacht oder Flaute schnell volle Leistung geben zu müssen, damit keine Lücke entsteht. Das erfordert aufwändige Umrüstungen und den Bau neuer Kraftwerkstypen – wie zum Beispiel das Gas- und Dampfturbinenkraftwerk, das EWE mit Partnern in Bremen errichtet – um diese Flexibilität effizient zu gewährleisten.

Damit Deutschland und die EU ihre Klimaschutzziele erreichen, müssen die Erneuerbaren weiter mit Hochdruck ausgebaut werden. Dieser Ausbau muss jedoch mit einem Blick auf das Gesamtsystem geschehen. Um die Versorgungssicherheit nicht zu gefährden, wird man bei Erzeugungsformen wie Wind- und Sonnenenergie, deren Ertrag stark mit dem Wetter schwankt, stärker als bisher auf Anlagen setzen müssen, die sich flexibel regeln und miteinander koordinieren lassen. Fördermodelle müssen zudem Anreize bieten, diese Anlagen bedarfsgerecht zu steuern, anstatt die Einspeisung unabhängig von der tatsächlichen Nachfrage zu vergüten. Ebenso wichtig ist es, trotz aller Eingriffe zugunsten der Erneuerbaren einen auskömmlichen Markt für flexible fossile Kraftwerke zu erhalten, um deren Betrieb zum Ausgleich von Schwankungen sicherzustellen – zumindest solange, bis intelligente Netze und Speichertechnologien die Versorgungssicherheit auch bei einem hohen Anteil regenerativer Energien gewährleisten können. Der Zubau hocheffizienter Gaskraftwerke, den die Regierung wünscht und der wichtig ist für die Netzstabilität, wird ausbleiben, wenn sich deren Betrieb nicht rechnet. Ein eigener Markt für Reservekapazitäten könnte die nötigen Impulse setzen.

Obwohl der Umbau der Energieerzeugung sehr hohe Investitionen erfordert, müssen die Kosten in einem volkswirtschaftlich vertretbaren Rahmen bleiben. Daher sollte Deutschland beim weiteren Ausbau der Erneuerbaren konsequent auf effizientesten Energieträger setzen. So stammen mehr als zwei Drittel des „grünen Stroms“ aus Windkraft und Biomasse, beinahe zwei Drittel der Fördersummen hingegen fließen in die Solarenergie. Diese jedoch steuert nur



gut 15 Prozent des Ertrags bei und wird auch im Jahr 2050 nur für ein Drittel des Bedarfs aufkommen. Zukünftig muss auch die Qualität des Standortes deutlich stärker in Ausbaupläne einfließen: Projekte sollten dort priorisiert werden, wo die natürliche Beschaffenheit eine gute Auslastung garantiert, die Energie in der Region tatsächlich nachgefragt wird und es bereits eine belastbare Netzinfrastruktur gibt. Windparks dort zu bauen, wo die Netze schon heute überlastet sind und Biogasanlagen in Regionen zu errichten, in denen sie für ihre Energie keine Käufer finden, ist eine Verschwendung von Fördergeldern. So wird zum Beispiel in vielen kleinen Anlagen Biomasse zur Stromerzeugung verfeuert. Die dabei entstehende Wärme – bis zu 70% der Energieausbeute – findet oft kaum einen Abnehmer, zumal für ihren Transport Nahwärmenetze errichtet werden müssen. Wirtschaftlich und auch ökologisch sinnvoller wäre ein Fokus auf größere Anlagen mit einer angeschlossenen Aufbereitung von Biogas und seiner Einspeisung in das Erdgasnetz, wo es effizient in der bestehenden Infrastruktur genutzt werden kann - für Strom, Wärme und Mobilität.

Netze

Intelligente Netze können die Ausbaurkosten deutlich senken – Netzbetreiber brauchen dafür mehr finanziellen Spielraum und eine starke Stellung.

Netze sind die Adern der Energieversorgung. Damit es nicht zum Infarkt kommt, müssen sie erweitert werden: Zwar wird die Menge an Strom, die sie transportieren, im Zuge steigender Energieeffizienz hierzulande eher sinken. Doch wäh-

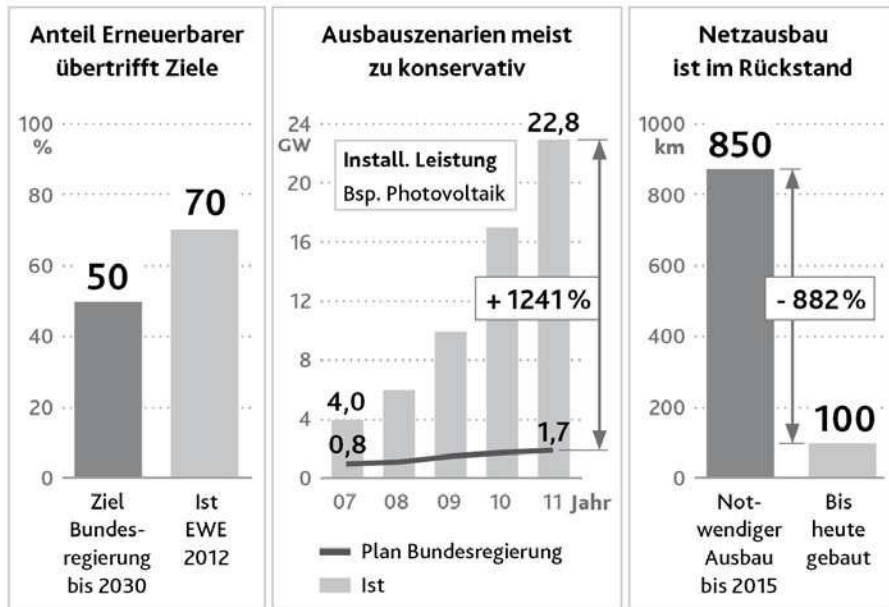
rend diese Menge derzeit bedarfsgerecht über den Tag verteilt bereitgestellt wird, speisen erneuerbare Energien bei starkem Wind oder ungewöhnlich sonnigem Wetter schon heute oft mehr Strom ein, als zu diesem Zeitpunkt nachgefragt wird – und mehr, als die Netze transportieren können. Dementsprechend müssen Windkraft-, Biogas- oder Solaranlagen immer häufiger abgeschaltet werden, um die Netze nicht zu überlasten. Die Zahl dieser Eingriffe hat sich im EWE-Netz zwischen 2009 und 2011 versiebenfacht. Um erneuerbare Energien sinnvoll zu nutzen und nicht gerade dann, wenn die Wind- und Sonnenverhältnisse gut sind, Anlagen vom Netz nehmen zu müssen, ist daher ein zügiger Ausbau der Infrastruktur unumgänglich. Diese Erkenntnis ist nicht neu, Diskussionen über Umfang, Kosten und Akzeptanz des Netzausbaus sind in Politik und Medien angekommen. Doch es gibt einen riesigen blinden Fleck beim Thema: die Verteilnetze.

Bisher hat sich die meiste Aufmerksamkeit auf den Ausbau der Übertragungsnetze gerichtet – die Stromautobahnen, die z.B. Windstrom aus dem Norden in unterversorgte Gebiete in Süddeutschland bringen sollen. 2.800 km neuer Trassen und 2.900 km an Netzverstärkungsmaßnahmen sieht der aktuelle Plan der Bundesnetzagentur bis 2022 vor. Dieses Projekt nimmt sich jedoch geradezu winzig aus gegenüber den notwendigen Maßnahmen an den Verteilnetzen. Diese „Stadt- und Landstraßen“, die den Strom zu jedem Verbraucher transportieren, machen nicht nur 98 Prozent der Gesamtlänge deutscher Netze aus. An sie ist auch der Großteil der dezentralen Erzeuger angeschlossen – in Niedersachsen speisen 78% der Wind-, Sonnen- und Biogasanlagen in die Mittel- und Niederspannungsnetze ein, die damit zum eigentlichen Schlüssel zur Energiewende werden. Zwischen 135.000 und 193.000 neuer Verteilnetze und 21.000 bis 25.000 km Umbaumaßnahmen sind bis 2030 nötig, um die Energiewendziele von Bund und Ländern zu erreichen – so das Ergebnis einer Studie der Deutschen Energie-Agentur, an der auch EWE NETZ mitgewirkt hat.

Die Investitionsbedingungen dafür sind jedoch alles andere als förderlich: Bis zu 42,5 Milliarden Euro müssen die Verteilnetzbetreiber aufbringen, um die Netze auf einen hohen Anteil an Wind, Sonne und Biomasse auszurichten. 31 Prozent aller Investitionen, die EWE NETZ letztes Jahr im Stromnetz tätigte, flossen in Ausbaumaßnahmen zur Integration mehr erneuerbarer Energien. Doch die Bundesnetzagentur erkennt bei der Festlegung der Netznutzungsentgelte die Kosten für solche Maßnahmen nur mit einer Verzögerung von oft mehreren Jahren an. Gerade kleineren Netzbetreibern fehlt so die Finanzkraft, um die nötigen Investitionen zu tätigen.

Der Zeitverzug ist indessen nicht der einzige Hemmschuh. Ein wichtiger Schlüssel für die Zukunft der Netze wird bei der Regulierung gar nicht berücksichtigt: Wie Hirn und Nerven den Blutkreislauf koordinieren, brauchen auch die Stromverteilnetze schnelle „Nervenbahnen“ und leistungsfähige „Gehirne“, um flexibel auf die großen Schwankungen im Aufkommen von Wind- und Sonnenenergie zu reagieren. Sie müssen intelligent werden um die zahllosen dezentralen Anlagen so zu koordinieren, dass diese gemeinsam Großkraftwerke ersetzen können –

Der rasante Ausbau der Erneuerbaren ist eine Herausforderung für die Netze



Quellen: WAB, DLR, AG Energiebilanzen, Bundesministerium, DENA, BCG Analyse; Stand: 2012

zum Beispiel, indem Biogasanlagen automatisch einspringen, wenn der Ertrag der Windräder zurückgeht. Eine solche flexible, passgenaue Steuerung kann die Netzausbaukosten drastisch senken: Die Leistungsfähigkeit des Netzes ließe sich beinahe verdoppeln, wenn der Netzbetreiber lediglich 5 Prozent der regenerativen Anlagen fernsteuern könnte. Dafür hingegen ist es nötig, die Knotenpunkte der Netze, die einspeisenden Anlagen und ab einer gewissen Verbrauchsgrenze auch die Stromzähler mit schnellen Internetverbindungen und Steuervorrichtungen auszurüsten. Zusammenlaufen müssen diese Daten in den Rechenzentren der Netzleitstellen, die die einzelnen Komponenten in Echtzeit steuern. Das setzt voraus, dass auch der ländliche Raum immer weiter an Breitband-Infrastruktur angebunden wird.

Doch obwohl „Smart Grids“ politische Reden zieren, wird ihre Umsetzung den Netzbetreibern denkbar schwer gemacht: Forschungs- und Entwicklungsausgaben sowie die intelligente Umrüstung der Netze werden derzeit im Rahmen der Regulierung gar nicht anerkannt, für die Finanzierung des Breitbandausbaus bietet die Bundesnetzagentur keinen verlässlichen Rahmen. Können Netzbetreiber diese Kosten jedoch nicht geltend machen, werden sie nicht über ausreichende Mittel verfügen, um intelligente Netze aufzubauen. Alleine die Einführung intelligenter Stromzähler wird EWE bis 2015 voraussichtlich 120 Millionen Euro kosten. Ähnliches gilt für die Entwicklung von Technologien, mit denen sich ein Überangebot aus Wind- und Sonnenstrom speichern und zu Zei-

ten höherer Nachfrage bereitstellen ließe. Funktionierende Speichertechniken können die Kosten für Netzausbau und Reservekapazitäten erheblich senken. Doch außerhalb von Leuchtturmprojekten wie green2store, bei dem EWE mit Partnern die intelligente Vernetzung kleiner, dezentraler Speicher zu virtuellen Großspeichern erprobt, werden solche Investitionen weder gefördert noch anerkannt.

Es sind nicht nur finanzielle Engpässe, die intelligenten Netzen im Wege stehen, sondern auch eine unklare Gesetzeslage: Haben Netzbetreiber keinen rechtssicheren Rahmen, in dem sie Daten aus intelligenten Zählern auslesen oder Anlagen in virtuellen Kraftwerken fernsteuern können, ist das juristische Risiko solcher Technologien so hoch, dass es ihren Ausbau verhindert. Die Branche ist darauf angewiesen, dass die Politik verbindliche und eindeutige Standards für Datenschutz und Datenaustausch in intelligenten Netzen setzt. Entsprechende Regelungen sollten EU-weit einheitlich sein und den Betrieb nicht durch die Einführung immer neuer Rollen – wie z.B. gesonderter „Gatewaybetreiber“ für Stromzähler – noch komplizierter und teurer gestalten.

Komplizierter und teurer droht die Energiewende auch durch eine Tendenz zu werden, die von der Politik oft ermutigt wird: Die weitere Aufsplitterung der Energienetze durch Rekommunalisierung. Bereits heute gibt es rund 850 Verteilnetzbetreiber in Deutschland – ein Umstand, der die Prozesse, von Stromlieferungen über Anbieterwechsel bis hin zur großräumigen Kapazitätsplanung, enorm aufwändig macht. Werden bestehende Netzverbände weiter zerteilt, erhöhen sich nicht nur die Verwaltungskosten für Alle. Auch die Effizienz des Netzbetriebs und die Versorgungssicherheit sinken, da viele kleine Netze nebeneinander teurer und anfälliger sind als ein zusammenhängendes. Ein großer Netzverbund erlaubt, Skaleneffekte zu nutzen und Schwankungen im Stromertrag über alternative Routen abzufedern, bevor Kunden und Erzeuger etwas davon merken. Eine intelligente Vernetzung weiträumig verstreuter, dezentraler Anlagen ist in einem „Patchwork-Netz“ kaum möglich.

Deutlich wird das politische Missverständnis daran, dass die Ziele von Rekommunalisierung oft mehr Teilhabe an dezentralen Erzeugungsprojekten, mehr erneuerbare Energien im Netz und gute Einnahmen aus dem Netzbetrieb sind. Die Projektierung von Windparks vor Ort obliegt jedoch in Zeiten der Entflechtung nicht dem Netzbetreiber, der aufgrund der Diskriminierungsfreiheit auch keinerlei Einfluss auf die Zusammensetzung des von ihm transportierten Stroms hat. Die Hoffnung auf hohe Erlöse ist zudem sehr spekulativ, da in den nächsten Jahrzehnten Milliarden in die Netze investiert werden müssen, während die Anerkennung dieser Aufwände – wie oben umrissen – in vielen Punkten noch offen ist. Wenn sich immer mehr Städte, die aufgrund kürzerer Wege und mehr „Beitragszahlern“ ihre Netze günstiger betreiben können, aus der Solidargemeinschaft ausklinken, werden insbesondere in ländlichen Regionen die Kosten kaum noch zu bewältigen sein. Hier muss die Politik Verantwortungsbewusstsein beweisen: Wer den Ausbau von Erneuerbaren und Transportnetzen großräumig plant, darf nicht das wichtigste Element – die Verteilnetze –

immer weiter fragmentieren. In der Tat liegt die Zukunft der Energieversorgung in der dezentralen Erzeugung. Die Netze jedoch müssen diese Anlagen zentral koordinieren!

Energieeffizienz und Energieeinsparung

Effiziente Technik, emissionsarme Energieträger und ein bewusstes Verbrauchsverhalten sind Eckpfeiler der Energiezukunft – die Politik sollte hierbei Hürden weiter senken.

Jeder Markt lebt von Angebot und Nachfrage. Daher greift es zu kurz, die Energiewende als ein Projekt zu sehen, das die Produktion und Bereitstellung von Strom transformiert. Sie kann nur gelingen, wenn auch der Energieverbrauch in den kommenden Jahren sinkt und sich Verbrauchsgewohnheiten ändern. Im Energieverbrauch liegt zudem ein mächtiger Hebel, um den Ausbaubedarf von Erneuerbaren und Netzen und damit die Kosten zu senken. Die Regierungskommission zur Überwachung der Energiewende hat in ihrem Bericht vergangenen Dezember angemahnt, dass dieser Hebel nicht ausreichend bedient wird. So ist der Endenergieverbrauch in Deutschland zwischen 1990 und 2010 nur um 4 Prozent gesunken, die Effizienzziele der Regierung würden derzeit verfehlt.

Haushalte und Verkehr bieten hierzulande das größte Potenzial. Der deutschen Industrie ist es recht gut gelungen, Wachstum und Verbrauch zunehmend voneinander zu entkoppeln. Da die Energieintensität seit 1990 um mehr als 2 Prozent pro Jahr sank, ging ihr Verbrauch trotz eines Wachstums von 41 Prozent um 12 Prozent zurück. Im Verkehr ist der Verbrauch hingegen um 8 Prozent gestiegen, bei den Haushalten schwankt er, abhängig vom Klima des jeweiligen Jahres, um das ungefähr gleiche Niveau.

Die größte Chance für Haushalte liegt in der Gebäudesanierung, gefolgt von effizienterer Heiztechnik: 70 Prozent der eingesetzten Energie werden für die Beheizung genutzt. Eine gründliche Modernisierung kann den Heizenergieverbrauch eines Einfamilienhauses um mehr als zwei Drittel senken, und eine neue Erdgasheizung ist über 20 Prozent effizienter als viele ältere Öl- oder Gasthermen. In beiden Bereichen geht es jedoch nur langsam voran, weil Hausbesitzer vor den damit verbundenen Kosten zurückschrecken.

Die Politik ist gefragt, um der Gebäudesanierung mit effektiven Fördermechanismen – ob durch Steuererleichterungen oder Zuschüsse – einen Schub zu geben und Hürden beim Umstieg auf effizientere Heiztechnik aus dem Weg zu räumen. Gerade Contracting-Lösungen, bei denen der Anbieter Installation, Wartung und Betrieb der Anlage übernimmt und dafür einen Betrag auf den Energiepreis aufschlägt, erleichtern finanzschwächeren Immobilienbesitzern die Entscheidung für eine neue Heizung, da sie weder ein Betreiberrisiko noch hohe Einmalinvestitionen tragen müssen. Doch derzeit dürfen monatliche Contracting-Kosten im Gegensatz zu Einmalinvestitionen nicht auf die Miete

umgelegt werden. Auch werden stromerzeugende Heizungen – wie die hoch-effizienten Mikro-KWK-Anlagen, die gerade in großen Mietshäusern ihr Potenzial entfalten – bei der EEG-Vergütung schlechter gestellt, wenn sie im Rahmen eines Contractings betrieben werden. Angesichts dessen, dass annähernd 60 Prozent der Deutschen zur Miete wohnen, ließe sich die Schwelle für den Umstieg auf effiziente Heiztechnik erheblich senken, wenn diese Hürden für Contracting fielen.

Ein enormes Potenzial liegt auch im Verbrauchsverhalten: Durch einen bewussteren Umgang mit Strom und Wärme kann man ohne Investitionen und Einbußen an Lebensqualität sehr viel Energie sparen. Kompetente Energieanalysen und Einsparberatungen weisen den Weg. Ein Beispiel: Kunden mit der EWE trio smartbox, die den Verbrauch in Echtzeit darstellt und mit dem Durchschnitt vergleichbarer Haushalte vergleicht, senken ihren Energiekonsum alleine durch dieses Bewusstmachen um 10 Prozent. Da Energieversorger über umfangreiche Daten zum Verbrauchsverhalten verfügen, die Historie des einzelnen Kunden kennen und Experten in der Materie sind, eignen sie sich in besonderem Maße als Ratgeber. Doch während auch hierzulande diskutiert wird, Versorger im Zuge der EU-Energieeffizienzrichtlinie auf Einsparungen ihrer Kunden zu verpflichten, werden sie nicht als unabhängige Berater anerkannt. So ist ihr breites Angebot an Analyse- und Beratungsdienstleistungen nicht förderfähig und wird von Beratungsstellen nicht vermittelt. Geht es um Beratung zum Anbieterwechsel ist das sicherlich verständlich, doch in Fragen wie Gebäude- und Technikanalyse und der Optimierung des Verbrauchsverhaltens ist es sehr widersprüchlich, im Markt für Energiedienstleistungen gerade die erfahrensten Wissensträger zu diskriminieren.

Sorgenkind bei Klimaschutz und Energiewende ist der Verkehr: Er stellt in Deutschland den größten Anteil am Endenergieverbrauch und – nach der fossilen Energieerzeugung – den zweitgrößten Anteil der CO₂-Emissionen. Nirgends ist hierzulande der Kohlendioxidausstoß so wenig gesunken wie im Verkehr, der nur 4 Prozent Rückgang seit 1990 vermelden kann und mit lediglich 5,5 Prozent auch den niedrigsten Anteil erneuerbarer Energien aufweist. Dabei ist die Effizienz der Antriebe gerade im Personenverkehr deutlich gestiegen, wird aber durch ein höheres Verkehrsaufkommen und den Trend zu größeren, schwereren und leistungsstärkeren Fahrzeugen kompensiert. Der wichtigste Schlüssel liegt daher im Umstieg auf alternative Kraftstoffe, die selbst bei gleichem Verbrauch die Emissionen deutlich senken und einen höheren Anteil erneuerbarer Energien im Kraftstoffmix ermöglichen. Langfristig wird die Elektromobilität eine wichtige Rolle übernehmen, zumal Elektrofahrzeuge dank ihrer Batterien überschüssigen Wind- und Sonnenstrom speichern und so die Netze entlasten könnten. Derzeit ist jedoch die Batterietechnologie noch ein Hemmschuh – die Kosten der Akkus sind zu hoch, die Kapazitäten zu niedrig, und die Sicherheit weist Lücken auf. Daher ist absehbar, dass die Ziele der Bundesregierung zur Elektromobilität nicht erreicht werden. Eine realistischere Planung und die verstärkte Förderung der Batterieentwicklung sind nötig.

Bis die Elektroautos mit ihrem unschlagbaren Wirkungsgrad massentauglich sind, bietet ein oft übersehener Kraftstoff große Chancen: Erdgas. Gegenüber Benzinmotoren stößt ein Erdgasantrieb 20 Prozent weniger CO₂ aus. Erdgasfahrzeuge bauen dabei auf erprobte Technik auf, sind sicher, langstreckentauglich, kostengünstig und erfordern nur einen moderaten Umbau der Tankstellen. Innerhalb der flächendeckend bestehenden Gas-Infrastruktur ermöglichen sie einen wachsenden Anteil erneuerbarer Energien: Aufbereitetes Biogas lässt sich ins Erdgasnetz einspeisen und zu beliebigen Anteilen dem fossilen Energieträger beimischen. Die Erdgastankstellen im EWE-Gebiet haben bereits über 10 Prozent Biogasanteil, was die Emissionen weiter senkt. Im Rahmen von Power-to-Gas Projekten wie dem von Audi und EWE im niedersächsischen Werlte wird zudem die Speicherung überschüssigen Windstroms im Erdgasnetz erprobt. Erdgasfahrzeuge sind damit eine heute schon gangbare Alternative. Sie haben im Energiewende- und Mobilitätskonzept der Regierung ein wesentlich höheres Gewicht verdient.

Der Preis der Energiewende

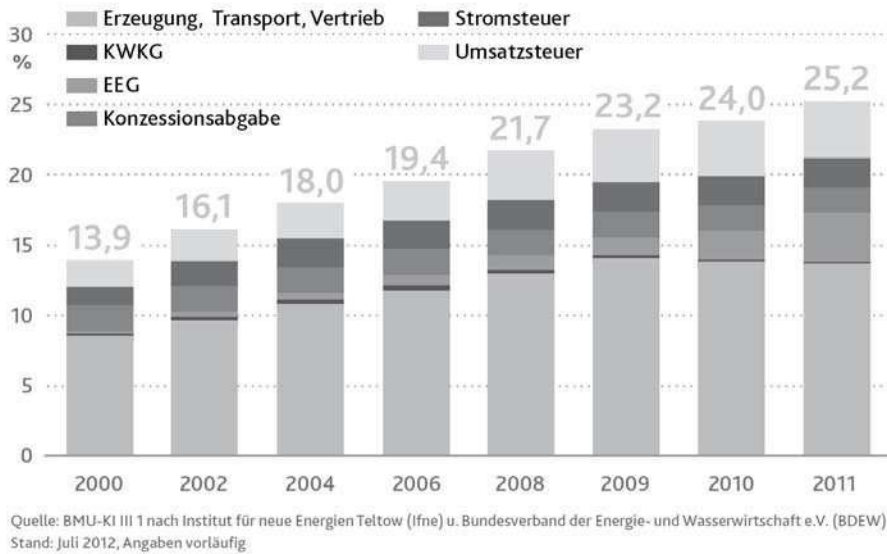
Die Kosten des Umbaus der Energiesysteme müssen stabilisiert und gerecht verteilt werden – das heißt: erneuerbare Energien an den Markt führen und den ländlichen Raum entlasten.

Es sind nicht die technischen Fragen, die den öffentlichen Diskurs zur Energiewende dominieren, und es sind auch nicht mehr ihre ökologischen Aspekte. Je weiter der Umbau der Energieversorgung fortschreitet, desto stärker stehen seine Kosten im Vordergrund. Obwohl die Strompreise inflationsbereinigt unter dem Niveau der 1980er Jahre liegen, sind sie eines der Reizthemen der Nation, da sie in den letzten Jahren stärker angezogen haben als der Verbraucherpreisindex und deutlich über dem europäischen Durchschnitt rangieren. Zwar geht ein erheblicher Teil dieses Anstiegs auf höhere Preise für fossile Energieträger und eine wachsende Steuerlast zurück, doch konzentriert sich die Debatte auf die Förderung erneuerbarer Energien und zunehmend auch auf die Kosten des Netzausbaus.

Das kann nicht verwundern: Zwar sind die Fördermechanismen EEG-Umlage, KWK-Umlage und Offshore-Umlage seit Einführung des EEG im Jahr 2000 nur für 36 Prozent des Preisanstiegs verantwortlich; doch während die Entwicklung der Rohstoffpreise als „natürliches“ Marktgeschehen gilt, sind diese Umlagen marktfremde Früchte politischer Entscheidungen. Wird die Politik dahinter befürwortet – was in Deutschland, wo 93 Prozent der Bevölkerung die Energiewende gutheißen, der Fall ist – werden solche Eingriffe akzeptiert. Doch bleiben sie als Artefakt unter dauernder Beobachtung: Eine Abgabe, die auf derart breiter Basis erhoben wird, lebt davon, dass sie als gerecht und gerechtfertigt angesehen wird, also weder einseitig noch unnötig hoch ist.

In beiden Bereichen gibt es berechtigte Kritik an der derzeitigen Finanzierung der Energiewende. Die größte Aufmerksamkeit liegt auf dem Förder-

Kostenanteile für eine Kilowattstunde Strom für Haushaltskunden



mechanismus des EEG. Der immer rasantere Anstieg der EEG-Umlage erweckt bei Unternehmen und Bürgern den Eindruck, dass Kosten aus dem Ruder laufen und der Staat preistreibend in den Markt eingreift. So ist der Anteil von Steuern, Abgaben und Umlagen am Strompreis von 38,1 Prozent bei der Einführung des EEG auf 49,5 Prozent dieses Jahr gestiegen. Da gleichzeitig aus der Branche immer neue Erfolgsmeldungen über sinkende Kosten, höhere Effizienz und größere Wirtschaftlichkeit der Erneuerbaren Energien zu hören sind, entsteht der Eindruck einer Überförderung. Da Haus- und Grundeigentümer dank der EEG-Förderung mit Wind-, Solar- und Biogasanlagen hohe Renditen bei geringem unternehmerischen Risiko erwirtschaften und der Kreis der von der Umlage befreiten Unternehmen deutlich erweitert wurde, wird zudem der Vorwurf einer „Umverteilung von unten nach oben“ laut. Diese Aspekte drohen die Bereitschaft zu untergraben, die Kosten für eine nachhaltige Energiezukunft mitzutragen.

Das EEG war und ist ein höchst erfolgreicher Mechanismus, ohne den der Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland nicht in diesem Maße und Tempo stattgefunden hätte. Um die Akzeptanz der Energiewende nicht zu gefährden, muss die Förderung erneuerbarer Energien jedoch nachfragegerechter werden – also Wind, Sonne und Biomasse stärker als bisher in den Markt integrieren. Denn die Technologien haben große Schritte zur Marktfähigkeit gemacht, die Erzeugungskosten sind durch die Bank gesunken. Subventionen sind kurz- und mittelfristig weiter nötig, müssen jedoch durch marktbasiertere Instrumente ergänzt, mit mehr Augenmaß eingesetzt und sukzessive heruntergefahren werden. Und es gilt sicherzustellen, dass positive Kosteneffekte bei

den Kunden ankommen – das „Nullsummenspiel“, dass die EEG-Umlage steigt, wenn durch ein hohes Volumen an Wind- oder Sonnenstrom die Börsenpreise sinken, mutet aus Verbrauchersicht absurd an. Neben der kritischen Überprüfung der Förderarithmetik ist es nötig, die Betreiber stärker in die Verantwortung zu nehmen, ihre Anlagen bedarfsgerecht zu steuern. Drei Gebiete bieten sich dafür besonders an, bleiben aber hinter ihren Möglichkeiten zurück, weil das derzeitige EEG wenig Anreize setzt, ihr Potenzial auszuschöpfen: die Direktvermarktung an Großabnehmer, der Handel mit Minutenreserve und der Eigenverbrauch.

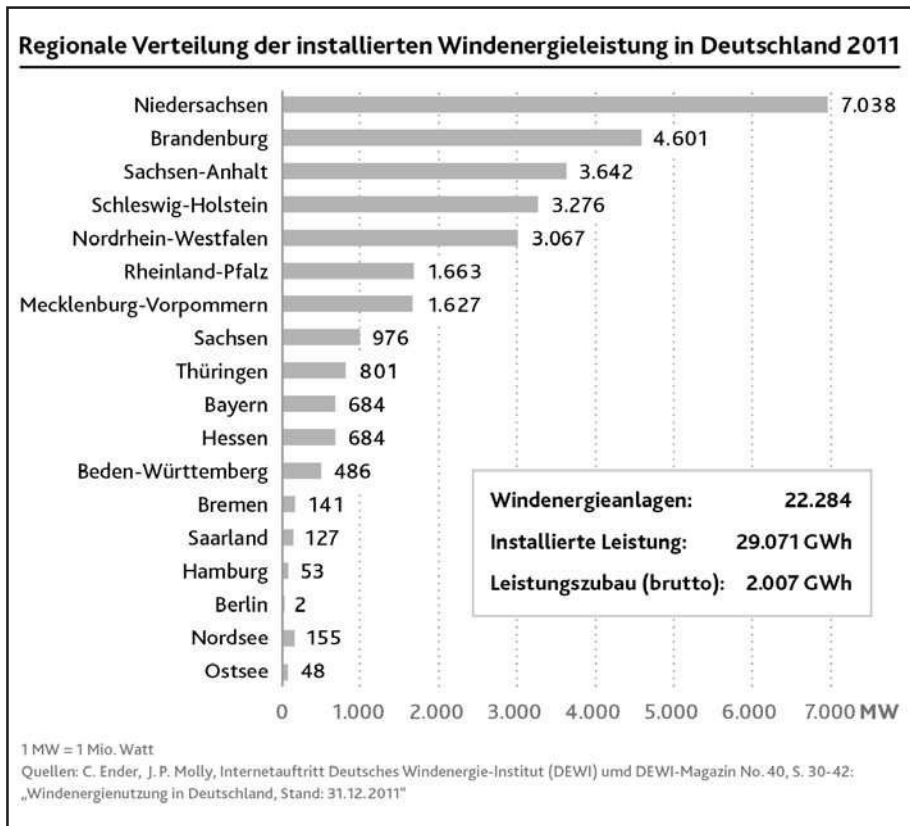
An der Strombörse trägt sich Strom aus Erneuerbaren in der Regel noch nicht. Die Lage ist jedoch anders beim direkten Verkauf an Großhändler – z.B. Ökostromanbieter – und an industrielle Abnehmer, die sich den Bezug erneuerbarer Energie auf ihre Emissionsziele anrechnen lassen können. Erzeugungsformen mit geringerer EEG-Vergütung wie manche Windkraftanlagen können attraktive Preise erzielen, wenn der Käufer ebenfalls einen Anreiz für diesen direkten Bezug hat. Das sogenannte Grünstromprivileg war so ein Anreiz: Es befreite Großabnehmer, die mehr als 50 Prozent ihres Stroms direkt aus andernfalls EEG-geförderten Quellen bezogen, von der Umlage. Diese Regelung wurde hingegen zum Jahr 2012 aus dem EEG gestrichen, womit der Absatzweg komplizierter wurde. Die technischen und organisatorischen Voraussetzungen für eine schlagkräftige Direktvermarktung von Windstrom sind gegeben – beispielsweise in der we² GmbH, die EWE und wpd betreiben. Das 2012 eingeführte Marktprämienmodell ist jedoch wenig geeignet, das Kostensenkungspotenzial dieses Vertriebswegs zu entfalten.

Eine weitere Möglichkeit, die Erneuerbaren heute schon in den Markt zu integrieren, ist der Handel mit Minutenreserve. Diese Leistung, die von den Übertragungsnetzbetreibern versteigert und sehr kurzfristig abgerufen wird, um unvorhergesehene Schwankungen im Stromnetz auszugleichen, ist für schnell regelbare Erzeuger wie Biogasanlagen wirtschaftlich attraktiv. Auch verschiedene regenerative Erzeuger, die in virtuellen Kraftwerken gebündelt werden, könnten sich den Markt erschließen. Da aber der Druck, erneuerbare Energie außerhalb des EEG zu vermarkten, gering ist, machen sich nur wenige Betreiber den Aufwand, ihre Anlagen mit digitaler Mess- und Steuertechnik nachzurüsten und die administrativen Prozesse für die Marktteilnahme zu durchlaufen. Dabei stehen technische und logistische Lösungen wie der Intelligente Lastmanager von EWE bereit.

Nicht zuletzt entlastet es EEG und Netze, wenn Betreiber den Strom aus ihren Anlagen selbst verbrauchen, anstatt ihn gegen Vergütung einzuspeisen. In Zeiten steigender Strompreise lohnt sich das für sie auch ohne Förderung, da selbst für Solaranlagen der Strompreis die Einspeisevergütung übersteigt. Mit Hausenergiesystemen und Speichern ist ein deutlich höherer Eigenverbrauchsanteil möglich als die derzeit im EEG verlangten 10 bis 20 Prozent. Für Solaranlagen ermöglicht der integrierte Speicher und Energiemanager der EWE-Tochter E3DC bereits heute bis zu 70 Prozent Eigenverbrauch bei Einfamilien-

häusern – in einem frei erhältlichen Serienprodukt. Anreize für den Erwerb solcher Technologien zu setzen und einen höheren Eigenverbrauch einzufordern ist gerade für die weitverbreiteten und verhältnismäßig teuren kleinen Solaranlagen ein hervorragender Weg, Kosten der Energiewende zu senken.

Während die Diskussion um das EEG die Menschen im ganzen Land beschäftigt, sorgt ein anderer Aspekt verstärkt regional für Aufregung: die Kosten des Netzausbaus, insbesondere auf Ebene der Verteilnetze. Dieses Thema wird in den nächsten Jahren eine enorme Brisanz entwickeln, wenn die Politik keine faire Regelung findet. Denn bisher werden die Vorreiterregionen der Energiewende im Stich gelassen: Der Ausbau erneuerbarer Energien wird durch eine bundesweite Umlage gefördert, findet jedoch insbesondere im ländlichen Raum des sonnigen Südens und des windreichen Nordens statt. Dort müssen die Netze daher überproportional ausgebaut werden, um die Anlagen anzuschließen und ihren Strom zu transportieren – alleine bis 2015 investiert EWE rund 100 Millionen Euro, um neue EEG-Anlagen ans Netz zu bringen. Hinzu kommen Kosten für die Nachrüstung bestehender Anlagen mit Steuertechnik. Diese Summen werden bisher auf die lokalen Netzentgelte umgelegt und gehen damit komplett zulasten der Stromkunden vor Ort. Von einem höheren Anteil



erneuerbarer Energien und sicheren Netzen profitiert hingegen ganz Deutschland. Gerade die Städte werden immer mehr auf die dezentrale Versorgung aus dem Umland angewiesen sein. Werden die Kosten dafür einseitig auf die ländlichen Regionen abgewälzt, die die Fläche und Geographie für Erzeugungsanlagen haben, drohen diese gegenüber den Städten weiter an Wettbewerbsfähigkeit zu verlieren. Angesichts der zweistelligen Milliardenbeträge, die der Netzausbau verlangt, liegt hier politischer Sprengstoff. Deutschland braucht dringend eine Lösung, um die Kosten für den Anschluss immer neuer EEG-Anlagen bundesweit gerecht zu verteilen.

Akzeptanz durch Teilhabe

Damit die Energiewende gelingt, muss sie sich auf einen breiten Konsens stützen können – Kommunen und Bürger müssen dafür intensiver beteiligt werden.

Das größte Risiko für die Energiewende liegt vermutlich nicht in technischen oder finanziellen Fragen, sondern in der Akzeptanz bei der Bevölkerung. Schon einmal haben wir in Deutschland erlebt, wie die Energieversorgung mit großen Anstrengungen auf eine neue Technologie ausgerichtet wurde, die just als sie begann, sich wirtschaftlich auszuzahlen, aufgrund breiter Ablehnung beerdigt wurde – ungeachtet ihrer guten Klimabilanz. Die Rede ist von der Atomenergie. Aus heutiger Sicht haben damit ihre Erforschung, Subventionierung und die Investitionen in Kraftwerke und Netze astronomische Geldbeträge in den Kassen von Staat und Unternehmen vernichtet. Diese Geschichte muss dem Projekt „Energiewende“ eine Mahnung sein.

Die Energiewende ist ein politisches Großprojekt mit vielen zentralen Zielvorgaben. Auch in der Umsetzung wird sie in vielerlei Hinsicht von Bund und Ländern gesteuert. Doch schafft das politische Projekt „Energiewende“ lediglich einen Rahmen, der von den Bürgern, Unternehmen und Kommunen ausgestaltet wird. Ob neue Windparks entstehen, Netze modernisiert werden, ob Ausbauprojekte und Umlagen durchsetzbar sind entscheidet sich immer vor Ort. Eine Politik, die bürokratische Hürden abbaut und wirtschaftliche Anreize setzt, ist notwendig – reicht aber nicht aus: Damit die heutige Energiewende nicht das Schicksal ihrer nuklearen Ahnin teilt, müssen Bürger, Kommunen und die lokale Wirtschaft bereits in der Planung transparent informiert und ergebnisoffen eingebunden werden. Eine „Energiewende von oben“ fordert Widerstand heraus, wie man ihn in den letzten Jahren bei Großprojekten von Stuttgart21 bis zum Kohlekraftwerk Datteln erleben konnte. Darüber hinaus müssen bei einem solchen milliardenschweren Vorhaben Möglichkeiten geschaffen werden, um möglichst viele Menschen wirtschaftlich teilhaben zu lassen, damit die Energiewende nicht in den Ruch einseitiger Interessenspolitik gerät.

Bürger transparent zu informieren, heißt auch da ehrlich zu sein, wo es politisch verletzlich macht. Die Kosten der Energiewende und ihre Auswirkungen auf Haushalte und Wirtschaft dürfen nicht schöngerechnet werden, sondern es

gilt sie klar zu benennen und einen öffentlichen Diskurs darüber zu führen, wo Belastungsgrenzen liegen und wie eine gerechte Verteilung aussehen kann. Wer Themen wie Strompreise und die Kosten von Klimaschutzmaßnahmen vor den Karren des Populismus spannt, erhöht das Risiko, dass die Energiewende auf halber Strecke steckenbleibt. Die Fakten und Zahlen müssen auf den Tisch, Gesetze und Projekte verständlich begründet und ohne übertriebenen Pathos beworben werden. Der Eindruck, dass elitäre Zirkel Pakete schnüren und als alternativlos vermitteln, gefährdet das Projekt ebenso wie der Anschein einer ideologischen „Öko-Revolution“.

Ich wünsche mir mehr prominente Formate, in denen Politik, Wirtschaft und Gesellschaft über die Grenzen von Ministerien, Parteien, Branchen und Vereinen hinweg öffentlich mit dem interessierten Publikum über die besten Lösungen diskutieren können. Unverzichtbar sind zudem Prozesse, um beim Zuschnitt von Energiekonzepten und der Planung von Großprojekten frühzeitig die Akteure vor Ort einzubeziehen. Die parlamentarischen Mechanismen alleine vermitteln nicht mehr das nötige Gefühl von Teilhabe und müssen um den direkten, offenen Dialog mit Bürgern, Kommunen und Unternehmen ergänzt werden. Ein Beispiel könnte das Verfahren sein, das EWE zum Breitbandausbau entwickelt hat: Auf einem Internetportal wird öffentlich aufgezeigt, welche Gebiete für schnelles DSL erschlossen werden können, sich jedoch noch nicht rechnen, und wie groß dort jeweils die Wirtschaftlichkeitslücke ist. Finden sich ausreichend Bürger, die verbindlich ihr Interesse an einem Breitbandanschluss bekunden, baut das Unternehmen aus. Zugleich berät EWE die Kommunen zu Möglichkeiten von Förderung und Kofinanzierung, gestaltet Informationsveranstaltungen und plant mit allen Akteuren vor Ort, wie sich der Ausbau gemeinsam umsetzen lässt.

Teilhabe bedeutet jedoch nicht nur, frühzeitig einbezogen zu werden, sondern auch, sich im Rahmen seiner Möglichkeiten unternehmerisch einbringen zu können, um Entscheidungen mitzugestalten und von Chancen zu profitieren. Bisher zahlen alle Verbraucher für die Energiewende – doch sind es vor allem die Unternehmen der erneuerbare Energien Branche, größere Investoren sowie Haus- und Grundeigentümer, die sie gestalten und von ihr profitieren. Die lokale Wirtschaft und insbesondere Bürger und Kommunen müssen auf einer viel breiteren Basis Chancen erhalten, sich zu beteiligen. EWE hat daher rund 350 Städten und Gemeinden angeboten, bis zu 25,1 Prozent an der EWE-Netzgesellschaft zu erwerben, um gemeinsam den Umbau der Netze zu gestalten und die Kommunen direkt an wirtschaftlichen Erfolgen bei diesem Vorhaben teilhaben zu lassen. Zudem befinden sich im Unternehmen derzeit mehrere Windparks in Entwicklung, an denen sich die Kommune, ihre Bürger und regionale Unternehmen von Anfang an beteiligen und auch die Mehrheit übernehmen können.

Solche Lösungen brauchen ein fruchtbares politisches Umfeld. Sie dürfen nicht am bürokratischen Aufwand scheitern. Hierzu zählt, Vergabevorschriften für Kommunen praxisgerechter zu gestalten und die Kontrollregelungen für Bürger-

beteiligungsprojekte– ob direkt, über Beteiligungsgesellschaften oder lokale Banken – nicht weiter zu verschärfen. Nützlich wäre auch ein Regime, das bei der Förderung von Projekten Lösungen bevorzugt, die einen möglichst großen Teil der Wertschöpfung in der Region belassen. Ein positives Umfeld zu schaffen bedeutet aber auch, ideologischen Grabenkämpfen nicht weiter Rückenwind zu geben, in denen „kommunale“ gegen „große“ Betriebe und „Öko-Unternehmer“ gegen die „traditionelle Wirtschaft“ ausgespielt werden. Die Energiewende lässt sich nur gemeinsam bewerkstelligen.

Fazit

Die Energiewende ist ein Prozess, kein Beschluss. Er kann gelingen, wenn er weitsichtig, mit Blick auf das Gesamtsystem und einem offen Ohr für alle Beteiligten gestaltet wird.

Auf die Bundesregierung kommen große Aufgaben zu. Der Beschluss zur Energiewende sowie die damit zusammenhängenden Ausbauziele sind zunächst Absichtserklärungen. Das Ziel ist klar, doch der Weg muss nun immer konkreter ausgestaltet werden – ob es um Gesetze, Standards, Fördermodelle oder Abstimmungswege geht. Die Energiewende lässt sich dabei nicht verordnen, sondern nur moderieren. Die bestehenden Instrumente müssen permanent hinterfragt und an die veränderte Wirklichkeit angepasst werden, wo nötig gilt es neue Mechanismen zu entwickeln, um die richtigen Anreize zu setzen. Dabei muss die Politik ein offenes Ohr haben für die Menschen vor Ort – insbesondere in den ländlichen Regionen, in denen der Umbau der Energiesysteme am schnellsten voranschreitet und derzeit den höchsten Preis verlangt. Breite Teilhabe und ein Ausgleich zwischen den Interessen, der bundesweit als fair empfunden wird und zugleich die Wirtschaftlichkeit des Landes sichert, sind Schlüsselfaktoren für die Akzeptanz dieses Generationenprojekts.

Einige der drängendsten Handlungsfelder wurden oben umrissen: Der Ausbau der erneuerbaren Energien muss deutlich besser mit der tatsächlichen Nachfrage, dem Netzausbau und dem Umbau des konventionellen Kraftwerksparks verzahnt werden. Verteilnetzbetreiber brauchen dringend bessere Rahmenbedingungen, um den immer größeren Ausbaubedarf zu stemmen und ihn durch intelligente Netze auf ein effizientes Maß zu reduzieren. Die Hürden für Gebäudesanierung und energiesparende Heizanlagen müssen gerade für Mietshäuser gesenkt werden, nachhaltige Mobilitätskonzepte können nicht nur auf die unausgereifte Elektromobilität setzen. Bei alledem ist es eine vordringliche Aufgabe, die Kosten der Energiewende in den Griff zu bekommen und gerecht zu verteilen, ohne ihr dabei den Wind aus den Segeln zu nehmen. Eine entscheidende Komponente dabei wird sein, die erneuerbaren Energien konsequent an den Markt zu führen.

Einige Handlungsempfehlungen hierzu konnte dieses Kapitel kurz beleuchten – viele mehr gilt es im Dialog zwischen Staat, Wirtschaft und Bürgern zu erarbeiten. Entscheidend ist, dass daraus langfristige Lösungen erwachsen, die Wirt-

schaft und Bürgern Planungssicherheit geben. Volten, wie die in den Jahren 2010 und 2011 in Sachen Atomenergie zu erleben waren, vermittelt den Eindruck, dass Energiepolitik eine Frage der Stimmung ist und senken die Akzeptanz für die Anstrengungen der Energiewende. Gerade für die Wirtschaft in einer Branche, deren Investitionen sich oft erst im Laufe von Jahrzehnten amortisieren, sind unsichere Rahmenbedingungen ein Desaster. Die Verzögerungen bei Offshore-Ausbau, intelligenten Zählern und Netzen sowie dem Zubau von Gaskraftwerken zeigen, wie lähmend unklare politische Vorgaben auf Investitionen wirken. Nur, wenn alle Akteure darauf vertrauen können, dass Leitlinien fix sind und bestehende Verträge eingehalten werden – auch bei einer Reform des EEG – werden sie den nötigen Einsatz bringen. Von der Bundesregierung und den Ländervertretern im Bundesrat erfordert das nicht nur Weitsicht, sondern auch Mut und Gradlinigkeit. Denn die Energiewende wird trotz der prinzipiellen Zustimmung kontrovers bleiben. Sie verlangt erhebliche Beiträge von Allen, und Entscheidungen, die Opfer mit sich bringen, sind nicht populär. Doch hat unser Land schon häufiger unter Beweis gestellt, dass es zu einem tiefgreifenden, mühevollen Wandel fähig ist, wenn ihn ausreichend Menschen als notwendig empfinden und die Vision teilen, die ihn antreibt.



Frank Bsirske
Vorsitzender, Vereinte Dienstleistungsgewerkschaft ver.di

Frank Bsirske ist Vorsitzender der Vereinten Dienstleistungsgewerkschaft ver.di.

Er wurde 1952 in Helmstedt, Niedersachsen, geboren. Nach dem Studium der Politischen Wissenschaften war Frank Bsirske zunächst in der Jugendbildungsarbeit tätig. Ab 1989 arbeitete er als hauptamtlicher Sekretär der Gewerkschaft Öffentliche Dienste, Transport und Verkehr (ÖTV) und wurde 1991 zum stellvertretenden Vorsitzenden des ÖTV-Bezirks Niedersachsen gewählt. Von 1997 bis 2000 war er Organisations- und Personaldezernent der Stadt Hannover.

Im Jahr 2000 wurde Frank Bsirske zum ÖTV-Vorsitzenden gewählt. Nach dem Zusammenschluss der Gewerkschaft ÖTV mit vier anderen Gewerkschaften aus dem Dienstleistungssektor zur Vereinten Dienstleistungsgewerkschaft ver.di wurde Frank Bsirske im März 2001 zum ver.di-Vorsitzenden gewählt. Auf dem 3. ordentlichen ver.di-Bundeskongress im September 2011 wurde er zum dritten Mal mit großer Mehrheit als ver.di-Vorsitzender bestätigt.

Frank Bsirske ist Mitglied von Bündnis 90 / Die Grünen.

Umsetzung der Energiewende und mögliche Auswirkungen auf die Beschäftigten in der Energiewirtschaft

Frank Bsirske

Die Bausteine der Energiewende sind in den letzten zwei Jahren seit der Katastrophe in Fukushima klarer geworden – sie stehen heute so gut wie fest. Klar ist auch: Es gibt kein Zurück mehr. Eine erneute Abkehr von der nach Fukushima beschlossenen Energiewende, nachdem die gleiche Bundesregierung mit der Laufzeitverlängerung 2010 die im Jahr 2000 einvernehmlich zwischen Energiekonzernen und Bundesregierung getroffene Vereinbarung zum geregelten Ausstieg aus der Kernenergie faktisch außer Kraft gesetzt hatte - das würde niemand mehr verstehen, weder in Deutschland noch in der Welt. Schlimmer noch: Es würde die Investoren derart nachhaltig verunsichern, dass die notwendige Modernisierung der deutschen Energiewirtschaft bedroht wäre. Wer dies – knapp zwei Jahre nach der Katastrophe von Fukushima – heute ernsthaft fordern würde, zeigte nur, dass er von den Anforderungen moderner, zukunftsgerichteter Industrie- und Dienstleistungspolitik nichts verstanden hat.

Natürlich ist genau so klar: Die Energiewende ist noch nicht vollzogen. Die Herausforderungen, die noch zu bewältigen sind, damit die Energiewende den erforderlichen Modernisierungsschub für die deutsche Wirtschaft liefern und gleichzeitig die Arbeitsplätze der in der Energiewirtschaft Beschäftigten sichern kann, sind immens. Dies zu leugnen wäre töricht. Die Unsicherheit gilt am allerwenigsten in Bezug auf die technische Machbarkeit. Denn nicht nur die Bausteine des neuen Energiesystems werden immer klarer, immer klarer wird auch, wie das Zusammenspiel der vielen dezentralen, miteinander filigran vernetzten Bausteine funktionieren kann. Unklar und widersprüchlich ist indessen noch in weiten Teilen der ordnungsrechtliche Rahmen. Hier muss dringend eine Abstimmung der Förderinstrumente erfolgen, um die Versorgungssicherheit zu garantieren, Umwelt- und Klimaschutz zu optimieren, die Kosten sozialverträglich zu halten und nicht zuletzt die Arbeitsplätze der in der Energiewirtschaft Beschäftigten zu sichern.

Wo stehen wir?

Das Gerüst, um das zukünftige Energiegebäude aufzubauen, nimmt deutliche Gestalt an. Der bis 2022 geregelte Ausstieg aus der Kernenergie und damit aus rund einem Viertel der bisherigen Stromerzeugung wird flankiert von einem klimapolitisch gebotenen grundlegenden Umbau des Stromversorgungssystems, das in Zukunft auf der Basis der erneuerbaren Energien aufsetzen soll, wobei sich gezeigt hat, dass insbesondere die volatilen Solar- und Windkraftwerke die weitaus höchsten umweltpolitisch vertretbaren und wirtschaftlichen Potenziale haben. Dazu kommen zum Abgleich mit dem Bedarf und zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität gleichermaßen erforderliche regelbare „back-up“-Kraft-

werke auf Basis von Kohle, Erdgas und, soweit Potenziale vorhanden, Biogas. Letztere sollten soweit wie möglich in effizienter und klimafreundlicher Kraft-Wärme-Kopplung errichtet werden, was die Bereitstellung von Wärmespeichern erfordert. Erneuerbare Energien und „back-up“-Kraftwerke werden über IT-gesteuerte Netze zunehmend zu sogenannten „virtuellen Kraftwerken“ zusammengeschaltet, die flexible und bedarfsangepasste Fahrweise vor Ort erlauben und die überregionalen Netze entlasten. Dennoch werden gerade zum Ausgleich zwischen Nord und Süd weitere Höchstspannungstrassen erforderlich sein – der im November 2012 vorgelegte Bundesnetzplan sieht hierfür den Ausbau von konkreten Trassen vor. Erforderlich ist auch der Ausbau zentraler wie dezentraler Stromspeichersysteme. Die immensen Potenziale der Energieeffizienz müssen zudem endlich gehoben werden, sowohl im Strom- wie auch im Wärmemarkt.

Bereits vor dem Atomausstieg hatte die Bundesregierung insbesondere für den Ausbau der erneuerbaren Energien ehrgeizige Ziele beschlossen, damit der Umbau bis spätestens 2050 abgeschlossen werden kann. Die Dynamik der Entwicklung hat die damals beschlossenen Ziele bereits obsolet werden lassen, sodass von einem weit schnelleren Umbau auszugehen ist. Das für 2020 beschlossene Zwischenziel eines 35-Prozent-Anteils der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung wird voraussichtlich bereits etwa 2015 erreicht werden, wobei insbesondere die extrem volatile Photovoltaik kräftig wachsen wird. Um die Systeme nicht zu überfordern, hat Bundesumweltminister Peter Altmaier in seinem Grundlagenpapier vom August 2012 zur Novellierung des Erneuerbaren Energien Gesetzes bekanntlich bereits eine Begrenzung des Anteils erneuerbarer Energien von 40 Prozent als Zwischenziel für 2020 vorgeschlagen.

Die Systemeinkbindung der erneuerbaren Energien mit ihrem grundsätzlich differierenden Einspeiseverhalten (dezentral und volatil statt zentral und bedarfsorientiert regelbar) schält sich denn auch als die zentrale Herausforderung der Energiewende heraus.

Ich meine: Netzaus- und -umbau sowie die Bereitstellung von ausreichend Speichern und Regelkraftwerken müssen mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien Schritt halten, die einzelnen Um- und Ausbauziele müssen aufeinander abgestimmt werden. Hier liegen allerdings noch deutliche Defizite im regulatorischen Rahmen vor, die schleunigst beseitigt werden müssen. Nur so lassen sich die Kosten der Energiewende volkswirtschaftlich optimieren, nur so sind Systemstabilität und Versorgungssicherheit auf Dauer aufrechtzuerhalten. Wird dieses volkswirtschaftliche Optimum verfehlt, beispielsweise durch einen ungebremsten Zubau von extrem volatilen Photovoltaik-Anlagen, besteht die Gefahr, dass Versorgungssicherheit und Umwelt- und Klimaschutz in der Zeit der Energiewende nur mit immens hohen Kosten möglich bleiben – und der Druck auf die Beschäftigten in der Energiewirtschaft und ihre Arbeitsplätze weiter steigt.

Welchen Regulierungsbedarf haben wir?

1. Netzausbau

Die Stromnetze sind das Nadelöhr der Energiewende. Insbesondere für das Problem der Netzanbindung der Offshore-Windanlagen muss schnell eine dauerhafte und verlässliche Lösung gefunden werden. Die Anfang 2012 in Kraft getretene Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes, die die Haftung auf die kleinen und mittleren Verbraucher abwälzt, wenn die Netzanbindung für betriebsfähige Offshore-Anlagen nicht zeitgerecht fertig gestellt wird, könnte allenfalls kurzfristig Entlastung schaffen, sofern bislang zurück gehaltene Investitionen tatsächlich jetzt freigegeben werden sollten. Sie löst natürlich nicht das grundlegende Problem, wer die Netzanbindung dann tatsächlich realisiert. Wenn insbesondere Tennet nicht in der Lage ist, die eingegangenen Verpflichtungen zu erfüllen und die Anbindung zu garantieren und damit Unternehmensinvestitionen und sogar die Versorgungssicherheit gefährdet sind, muss die Eigentumsfrage am Übertragungsnetz neu gestellt werden. Wir befürworten nach wie vor eine einheitliche nationale Übertragungsnetzgesellschaft mit deutlicher Beteiligung des Bundes und gegebenenfalls der Länder. Denn Stromversorgung ist eine Aufgabe der öffentlichen Daseinsvorsorge.

Der Bundesbedarfsplan für die Übertragungsnetze ist Ende 2012 veröffentlicht – er muss jetzt zeitnah umgesetzt werden. Die Bundesländer sollten über den Bundesrat schnell grünes Licht für die entsprechende Verordnung zu geben, damit die Bundesnetzagentur auch wirklich die alleinige Zuständigkeit für die Genehmigung länderübergreifender Leitungen bekommen kann.

Im Rahmen der Energiewende erhalten aber auch die Niederspannungsnetze neue Funktionen, sie müssen kurzfristig ausgebaut werden zur Anbindung der erneuerbaren dezentralen Energien, und mittel- und langfristig umgebaut werden zu sogenannten „Smart Grids“, die in der Lage sind, die notwendige Lastabstimmung einer Vielzahl unterschiedlicher dezentraler Einspeiser im Rahmen von virtuellen Kraftwerken zu leisten. Das erfordert in den nächsten Jahren Investitionen in zweistelliger Milliardenhöhe. Die im Dezember 2012 veröffentlichte Studie der Deutschen Energieagentur (dena) hat dies gerade eindeutig bestätigt. Insgesamt ist nach der dena-Verteilnetzstudie bis zum Jahre 2030 der Neubau von 135 000 bis 193 000 Kilometer Stromkreislänge erforderlich, dazu kommt die Umrüstung von bis zu 24 500 Kilometern bestehender Freileitungen in der Hochspannungsebene sowie die Installation einer zusätzlichen Transformatorleistung von insgesamt 69 000 bis 93 000 MVA. Geschätzter Investitionsbedarf: zwischen 27,5 und 42,5 Milliarden Euro. Dem stehen tatsächliche Investitionen von jährlich zwischen 400 und 470 Millionen Euro gegenüber, die die deutschen Verteilnetzbetreiber laut Monitoringbericht der Bundesregierung zur Energiewende in den Jahren 2008 bis 2012 „für die Verbesserung der Netz-Intelligenz“, also für Mess-, Steuer- und Kommunikationseinrichtungen investiert haben. Mit anderen Worten: Die Verteilnetzbetreiber müssen ihre Investitionen in die Netze in den nächsten Jahren schnell auf das mindestens vierfache erhöhen.

Damit diese Investitionen tatsächlich getätigt werden können, müssen die Netzentgelte diese Investitionen vollständig abbilden und zusätzlich Spielraum für die Erwirtschaftung einer angemessenen Rendite erlauben, wie sie im Rahmen der Anreizregulierungsverordnung festgelegt worden ist. Mit der Anreizregulierung hat der Gesetzgeber indessen auch das Signal gesetzt, dass der Netzbetrieb dauerhaft billiger werden und damit auch die Netzentgelte sinken könnten. Entsprechend ist es den Netzbetreibern derzeit nicht möglich, die Investitionskosten in Verteilnetze zeitnah und vollständig in den Netzentgelten abzubilden. Die dena-Studie hat die Auswirkungen der derzeitigen Regulierung auf die Investitionen in die Verteilnetze analysiert und kommt zu einer eindeutigen Schlussfolgerung: „Die Ergebnisse dieser Analyse zeigen,“ heißt es dort, „dass Verteilnetzbetreiber, die in ihrem Netzgebiet einen hohen Investitionsbedarf bis 2030 aufweisen, nicht die vom Ordnungsgeber vorgesehene Rendite erwirtschaften können. Damit zeigen diese Ergebnisse, dass derzeit die vorgesehenen Anreize zur Finanzierung der notwendigen Investitionen in die Stromverteilnetze in Deutschland nicht vorhanden sind.“

Der für das Gelingen der Energiewende unabdingbare Aus- und Umbau der Verteilnetze wird also zur Zeit behindert, wenn nicht sogar verhindert. Hier muss dringend nachgebessert werden. Erforderlich ist eine Novellierung der Anreizregulierungsverordnung (ARegV), um die Investitionsbedingungen in die Verteilnetze ausreichend zu verbessern. Das bisherige Konzept, das die ARegV für Erweiterungsinvestitionen vorsieht, der sogenannte „Erweiterungsfaktor“, verteilt, so die dena-Studie, „zusätzliche Erlöse für Erweiterungsinvestitionen nicht sachgerecht unter den Netzbetreibern.“ Es müsse deshalb „zeitnah eine Anpassung der ARegV erfolgen, um das Erreichen der Zielsetzungen der Energiewende nicht zu gefährden. Zugleich zeigen die vorliegenden Analysen auch deutlich auf, dass eine entsprechende Änderung der ARegV zeitnah erfolgen muss: Anpassungen zu einem späteren Zeitpunkt würden das bereits heute bestehende Problem noch erheblich verschärfen.“ ver.di fordert deshalb, dass nach dem Vorbild der Übertragungsnetzbetreiber auch die Betreiber von Mittel- und Niederspannungsnetzen ihre Investitionen in die Netzstruktur im Rahmen von Investitionsbudgets sofort in die von der Bundesnetzagentur zu genehmigenden Erlösobergrenzen einpreisen können. Entsprechende Vorschläge aus einzelnen Bundesländern liegen vor – der zuständige Bundeswirtschaftsminister Philipp Rösler hat im Laufe des letzten Jahres wiederholt eine Umsetzung versprochen, sofern die dena-Studie den behaupteten Bedarf bestätigen sollte. Jetzt liegen die Ergebnisse vor. Aufgabe des Bundeswirtschaftsministers muss es nun sein, unverzüglich eine entsprechende Novellierung auf den Weg zu bringen.

2. Bedarf an konventionellen Kraftwerken und Strommarktordnung

Mit der zunehmenden Einspeisung volatiler erneuerbarer Energien wächst der Bedarf an regelbaren Kraftwerken, die die notwendige Residuallast abbilden, um die Versorgungssicherheit zu garantieren. Wir brauchen also in den nächsten Jahren parallel zum Ausbau der erneuerbaren Energien einen kontinuierlichen

Zubau von neuen fossilen Kraftwerkskapazitäten, die vor allem eines sind: schnell regelbar, um immer dann, wenn das Wetter sich ändert, zur Verfügung zu stehen. Das Aachener Ingenieurbüro BET hat nun kürzlich eine Bestandaufnahme gemacht, die alarmiert: Danach stockt der Zubau gewaltig. Zwar sind rund 9000 Megawatt Braun- und Steinkohlekraftwerke im Bau und knapp 5000 Megawatt in Planung; das mag knapp reichen, um den Abgang der Kernkraftwerke und alter Kohlekraftwerke per Saldo zu kompensieren – doch problematisch ist schon, dass davon fast gar nichts nahe den Industriezentren im Süden geplant ist. Insbesondere kritisch ist die Lage aber bei den Gaskraftwerken: Nur vier kleine Anlagen mit noch nicht einmal 1000 Megawatt sind konkret im Bau. Gaskraftwerke sind schnell regelbar und deshalb zur Kompensation der erneuerbaren Energien unverzichtbar. Ob aber die geplanten rund 10000 Megawatt Gaskraftwerke, die die BET-Liste zusätzlich aufführt, gebaut werden, ist bei den derzeitigen Markt- und Rahmenbedingungen ausgeschlossen. Denn der aktuelle Energie-Only-Markt, der allein Kilowattstunden-Preise erlaubt, benachteiligt Gaskraftwerke mit den relativ hohen Brennstoffkosten, sodass derzeit selbst das modernste und effizienteste 800-MW-Gaskraftwerk, das e.on gemeinsam mit den kommunalen Stadtwerken aus Nürnberg und Frankfurt im bayerischen Irsching betreibt, derzeit negative Deckungsbeiträge erwirtschaftet und nur mittels Auflagen der Landesregierung am Netz gehalten wird. Dort reduzierte sich die jährlich Betriebsdauer von 5935 Stunden im Jahr 2011 auf nur noch 2741 Stunden im Jahr 2012.

Eine Änderung des Trends ist nicht zu erwarten, zumal bei weiterem Vordringen der erneuerbaren Energien die Betriebszeiten der konventionellen Kraftwerke entsprechend zurückgehen werden. Derzeit behilft sich die Bundesregierung mit einer Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes, die ihr erlauben soll, Betreibern von „systemrelevanten“ Kraftwerken zur Not ein Abschalten aus wirtschaftlichen Gründen zu verbieten – einer der härtesten planwirtschaftlichen Eingriffe in marktwirtschaftliche Prozesse, die denkbar sind. Das mag für akute Notsituationen vertretbar sein – sollte ein derartiges Eingreifen des Staates in die Betriebsweise der Kraftwerke indessen aus Gründen der Versorgungssicherheit zur Gewohnheit werden müssen, hätte sich die Liberalisierung als Fehlentwicklung diskreditiert. Doch ein Zurück zu früheren Zeiten wäre angesichts der Energiewende wenig zielführend. Also kommt es entscheidend darauf an, die Marktbedingungen neu und so zu setzen, dass, anders als heute, Betrieb und auch Neubau von fossilen Kraftwerken wieder möglich werden. Wir werden daher nun um eine grundlegende Reform des Strommarkt-Systems nicht herumkommen. Zukünftig muss die Bereitstellung von gesicherter Leistung einen Preis bekommen, der es den Betreibern wirtschaftlich erlaubt, ausreichend konventionelle, regelbare Kraftwerke zur Verfügung zu stellen - auch dann, wenn der Kilowattstundenpreis weiter sinkt und die Betriebszeiten weniger werden. Nur so können die Ziele zum Ausbau der erneuerbaren Energien erreicht werden, ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden.

Wichtig ist, dass ein zentrales Ziel der Energiewende dabei nicht aus den Augen verloren wird: die Senkung der Umwelt- und Klimabelastung. Das heißt:

der notwendige Park an regelbaren Kraftwerken muss umwelt- und klimapolitisch optimiert werden. Zentral ist die Steigerung der Energieeffizienz. Es muss die Bereitstellung nicht nur von „gesicherter Leistung“ gefördert werden, sondern von „hocheffizienter gesicherter Leistung“.

Das heißt in Bezug auf Regel- und Ausgleichsenergien vor allem, dass die hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) einen immer größeren Stellenwert bekommt. Die Bundesregierung hat dies mit der Verabschiedung der Novelle des Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetzes Mitte 2012 anerkannt. Die Verbesserung der Förderung von neuen Anlagen, verbunden mit der Förderung des Ausbaus der Fern- und Nahwärmesysteme und –erstmalig- auch der Förderung von Wärmespeichern können die negativen wirtschaftlichen Faktoren, die den Zubau von KWK auf den im Gesetz festgelegten 25 %-Anteil an der Stromversorgung im Jahr 2020 in den letzten Jahren fast zum Erliegen brachten, annähernd kompensieren. Aufgrund der weiterhin negativen sonstigen Rahmenbedingungen ist indessen auch mit dem verbesserten Fördermechanismus ein Durchbruch der KWK derzeit eher unwahrscheinlich, wenn nicht der Strommarkt insgesamt grundlegend reformiert wird.

Die Experten-Kommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ ist da in ihrer Stellungnahme vom Dezember 2012 ganz klar. Gemessen an dem relevanten Indikator für Versorgungssicherheit, Umfang der gesicherten Leistung im Verhältnis zur Jahreshöchstlast, zeige sich, so die Gutachter, „dass die aktuell geplanten Kapazitäten deutlich nicht ausreichen. Die Expertenkommission tendiert zu der Einschätzung, wonach die Versorgungssicherheit im Bereich der Elektrizitätswirtschaft kritisch gesehen wird, insbesondere bei regionaler Betrachtung für den süddeutschen Raum.“ Die Bundesregierung kündigt in ihrem Ersten Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“ von Dezember 2012 denn auch an, gemeinsam mit den Ländern „einen abgestimmten Vorschlag für einen ordnungspolitischen Rahmen zu erarbeiten, der eine marktwirtschaftliche Lösung für die mittel- und langfristige ausreichende Sicherstellung von Reservekapazitäten gewährleistet.“

Dies kann über einen sogenannten Kapazitätsmarkt geschehen, über dessen Ausgestaltung derzeit intensiv diskutiert wird. Die ver.di-Fachgruppe Energie und Bergbau hat sich im September 2012 für die Einrichtung eines derartigen Kapazitätsmarktes ausgesprochen und Eckpunkte für dessen Ausgestaltung aus unserer Sicht vorgelegt. Danach sollte der zukünftige Kapazitätsmarkt folgende Eckpunkte umfassen:

1. Teilnahmebedingung muss die Fähigkeit eines Anbieters sein, im vorgesehenen Zeitraum gesicherte Leistung vorzuhalten und bei Bedarf bereitstellen zu können. Dabei muss die Teilnahme am Kapazitätsmarkt für alle Anbieter möglich sein, sowohl für Neuanbieter, die neue Kapazitäten aufbauen wollen, als auch für bestehende Kapazitäten, deren Anbieterverhalten – und damit deren Wirtschaftlichkeitsrechnung – sich im Falle, dass sie zum Zuge kommen, gegenüber der bisherigen Teilnahme am Merit Order-Markt wesentlich ändern würde.

2. Als Voraussetzung für die Teilnahme am Kapazitätsmarkt sollten hohe ökologische und soziale Qualitätskriterien festgelegt werden, beispielsweise für Arbeitssicherheit, für die Arbeitsbedingungen oder die Einhaltung der Tarif-treue des sich beteiligenden Unternehmens.
3. Es wird festgelegt, in welchen Zeiträumen der Anbieter wie lange seine Kapa-zität zur Verfügung stellen muss und zu welchen Bedingungen er diese Kapa-zität bei Bedarf auf dem Spotmarkt anbieten muss, um Angebots-Ungleich-gewichte auszubalancieren. Tritt der Anbieter darüber hinaus auch auf Regel-energiemärkten an, erhält er für diese Zeit kein Entgelt.
4. Die Zahlung einer Prämie soll an die verlässliche Einhaltung der Bedingun-gen geknüpft sein. Nur so lässt sich ausreichend Planungssicherheit für die Investoren herstellen. Umgekehrt lässt sich nur so sicher stellen, dass der Anbieter die erforderliche Qualität darstellen kann.

Es wäre wünschenswert, dass diese Eckpunkte in den angekündigten abge-stimmten Vorschlag für einen entsprechenden ordnungspolitischen Rahmen ein-fließen werden.

Es ist wichtig, dass auf einem zukünftigen Kapazitätsmarkt (oder besser: „Markt zur Bereitstellung von hocheffizienter gesicherter Leistung“) die Kraft-Wärme-Kopplung angemessen berücksichtigt wird. Dann ergäbe sich zwanglos zudem ein positiver Effekt zur nach wie vor in Frage stehenden Zielerreichung bei der Effizienzsteigerung. In diesem Zusammenhang sei erwähnt, dass die Experten-kommission im Monitoring-Bericht „eine Einschätzung zur Effizienzsteigerung bei der Stromnutzung sowie zur Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung vor dem Hintergrund des Ziels eines 25 %igen Erzeugungsanteils im Jahr 2020.. ver-misst.“ Hier liegt unbestritten ein großes Manko des Berichts der Bundesregie-rung.

Das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) hat erfolgreich die Markteinführung der erneuerbaren Energien bewirkt. Es ist wegen der stark gestiegenen Um-lagekosten für Haushalte und die mittlere und kleine Industrie in die Kritik gera-ten. Mittlerweile herrscht weitgehend Einigkeit, dass dieses regulatorische Ins-trument zur Markteinführung der erneuerbaren Energien an die neue Situati-on der Energiewende angepasst werden muss. Das Bundesumweltministerium hat angekündigt, hierüber mit den relevanten gesellschaftlichen Gruppen in ei-nen breiten Dialog zu treten. Für die Gewerkschaften und insbesondere für ver.di stelle ich fest, dass wir ein hohes Interesse haben, in diesen Dialog eingebunden zu werden. Denn hier geht es zentral darum, ob die Einbindung der zukünftig zentralen Erzeugung mittels volatiler erneuerbarer Energien in die bestehenden Strukturen reibungslos, das heißt effektiv und mit möglichst gerin-gen volkswirtschaftlichen Kosten gelingt. Es geht vor allem darum, und so verstehe ich auch die Ankündigungen des Bundesumweltministers, den Mechanis-mus des EEG zu einer Förderung der systemischen Einbindung von erneuerbaren Energien in die bestehenden Strukturen zu qualifizieren. Ein entsprechender Gesetzentwurf ist für die Zeit nach der Bundestagswahl angekündigt. An dieser

Stelle nur so viel: Ein EEG, das diesen Anspruch einlöst, muss auch angemessene Regelungen enthalten, wie die Betreiber von erneuerbaren Energien an den Kosten für den Kapazitätsmarkt beteiligt werden, entweder indem insbesondere Betreiber von großen Wind- und Solarparks selbst Systemverantwortung übernehmen oder diese an Betreiber von regelbaren Kraftwerken übertragen.

Und, last but not least: Die Befreiung von immer mehr Unternehmen von der EEG-Umlage und den Netzentgelten muss rückgängig gemacht werden, damit die ohne Zweifel vorhandenen Zusatzkosten durch das EEG sozial gerecht verteilt werden können. Da wäre es im Vorfeld vielleicht schon ein gutes Zeichen, wenn die Bundesregierung die EEG-Umlage von der Mehrwertsteuer befreit.

3. Energieeffizienz

Dafür, die Klimaschutzziele zu erreichen und zugleich auch die Energiewende für die Bürgerinnen und Bürger bezahlbar zu halten, kommt der Verbesserung der Energieeffizienz eine Schlüsselrolle zu. Die Gewerkschaften haben in den letzten Jahren wiederholt darauf hingewiesen, dass insbesondere die energetische Gebäudesanierung angesichts steigender Energiekosten auch sozialpolitisch geboten ist, um die Mietnebenkosten nicht zur „Zweiten Miete“ ansteigen zu lassen. Wir begrüßen daher, dass die Bundesregierung das KfW-Modernisierungsprogramm jetzt wieder auf die schon früher erreichten 1,5 Milliarden Euro jährlich aufgestockt hat, halten diese Summe aber nach wie vor für deutlich zu gering. Der DGB hat hier 5 Milliarden gefordert, um den Bedarf abdecken zu können.

Das Thema gewinnt neue Brisanz vor dem Hintergrund der Umsetzung der Energieeffizienzrichtlinie der EU, die im November 2012 beschlossen wurde. Deutschland sollte nach Ansicht der ver.di-Fachgruppe Energie und Bergbau die Richtlinie zügig umsetzen. Je eher desto besser, denn Effizienzsteigerung ist unverzichtbarer Bestandteil der Energiewende. Die Richtlinie verpflichtet die Mitgliedsstaaten, zwischen 2014 und 2020 jährlich 1,5 Prozent Endenergie einzusparen. Energieversorger werden auf Einsparziele bei ihren Kunden verpflichtet, wobei maximal 25 Prozent der Maßnahmen in Early-action-Maßnahmen seit 2008 sowie auf Steigerung der Primärenergieeffizienz durch Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung und der Fernwärme entfallen können, sofern die Mitgliedsstaaten dies wollen. Deutschland sollte diesen Weg gehen, schon um die für die Energiewende beim Strom unverzichtbare Kraft-Wärme-Kopplung weiter zu fördern. So oder so ist aber klar: Ohne eine deutliche Aufstockung der öffentlichen Mittel für Effizienzmaßnahmen wird es nicht gehen. Denn insbesondere die Haushaltskunden und kleinen Mittelständler, die ohnehin die Kosten der Energiewende zum überwiegenden Teil tragen, werden die erforderlichen hohen Investitionen in Energieeffizienz nicht allein bezahlen können – und ein Abwälzen der Kosten auf die Energieversorger ist im Rahmen marktwirtschaftlicher Orientierung der Energiewirtschaft nicht möglich.

4. Rückbau der Kernkraftwerke

Im Energiewirtschaftsgesetz muss ferner der direkte Rückbau stillgelegter Kernkraftwerke verbindlich festgeschrieben werden. Dies sichert die Arbeitsplätze der betroffenen Beschäftigten und ist auch aus Gründen der Risikominimierung notwendig. Die Voraussetzung für den direkten Rückbau: Hierfür muss ein Endlager für schwach- und mittelradioaktiven Nuklearabfall zeitnah in Betrieb gehen. Und schließlich muss die Diskussion um ein optimal geeignetes Endlager für hochradioaktiven Abfall in Deutschland offen, aber auch ergebnisorientiert geführt werden. Und wenn ich schreibe, in Deutschland, dann meine ich auch in Deutschland. Deshalb ist die Klarstellung der Bundeskanzlerin, zitiert im Handelsblatt vom 7.1.2013, zu begrüßen, wonach der bislang gültige überparteiliche Konsens, dass die in Deutschland angefallenen und noch anfallenden hochradioaktiven Abfälle auch in Deutschland endgelagert werden müssen, weiterhin Bestand hat.

Was sind die Auswirkungen auf die Beschäftigten?

ver.di fordert eine schnelle Anpassung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen an die Erfordernisse der Energiewende auch deshalb ein, damit die anhaltende Unsicherheit der Beschäftigten über die Zukunft ihrer Arbeitsplätze ein Ende hat. Auch wenn in der kommunalen und regionalen Energiewirtschaft nicht, wie bei den Konzernen e.on und RWE weitere zehntausende von Arbeitsplätzen abgebaut werden sollen, wächst doch aufgrund der unklaren und stellenweise kontraproduktiven Rahmenbedingungen der Druck auf die Beschäftigten in allen Bereichen der Energiewirtschaft enorm, ohne dass dem durch entsprechende Personalkonzepte (die langfristig klare Rahmenbedingungen erfordern würden) bislang entgegengewirkt würde. Die Anforderungen an die Beschäftigten nehmen derweil rapide zu, beispielsweise durch geänderte Fahrweise der Kraftwerke (längere Stillstandzeiten, unterschiedliche Schichtzeiten, „Pendelkraftwerker“), durch den Kostendruck, der auf die Netze ausgeübt wird (Termin- und Verantwortungsdruck bei „risikoorientierter Fahrweise“, Umgang mit dezentraler Einspeisung und mit schnell veränderten Einspeisecharakteristiken) oder an den Schnittstellen durch immer komplexere Abstimmungsprozesse.

Gesicherte und konsistente Rahmenbedingungen in Zukunft vorausgesetzt, bietet die Energiewende freilich allen Beschäftigten in der Energiewirtschaft eine gute Perspektive. Mit den Erfordernissen, die volatilen erneuerbaren Energien in die Systeme integrieren zu müssen, werden die traditionellen Kernbereiche der Energieversorger in ihrer Bedeutung nicht reduziert, sondern im Gegenteil gestärkt. Netzausbau, Kraft-Wärme-Kopplungs-Ausbau, Regelenergie und Ausgleichskraftwerke, Effizienzdienstleistungen werden im Rahmen der Energiewende nicht weniger bedeutsam, sondern zum Funktionieren des Gesamtsystems anspruchsvoller. Das alles können die Beschäftigten in der Energiewirtschaft. Allerdings brauchen sie zur Bewältigung der komplexen und anspruchsvollen werdenden Abläufe Zusatzqualifikationen. So muss ein

Kraftwerker heute auch über die erneuerbaren Anlagen Bescheid wissen, ein Arbeiter im Netzbetrieb muss zusätzliche Kenntnisse in Datenverarbeitung zur Netzsteuerung erwerben, ein Vertriebsmitarbeiter über technische Grundkenntnisse verfügen, wenn es um Anlagen- oder Einsparcontracting geht etc. Die Personalkonzepte der Unternehmen sollten deshalb verstärkt auf die wachsenden Anforderungen der Aus- und Weiterbildung für die Energiewende ausgerichtet werden, was umso dringender erscheint, als zeitgleich auch die beträchtlichen Herausforderungen durch den demografischen Wandel bewältigt werden müssen. Um eine derartige Qualifizierungsoffensive in den Energieunternehmen zu fördern, werden wir gemeinsam mit der Hans-Böckler-Stiftung noch in diesem Jahr ein wissenschaftliches Gutachten in Auftrag geben, das den Aus- und Weiterbildungsbedarf im Rahmen der Energiewende präziser bestimmt.

Fazit

Die bisherige, teilweise widersprüchliche Praxis der Energiewende, so könnte man als Zwischenfazit zwei Jahre nach Fukushima festhalten, hat den Blick auf die zu klärenden Probleme geschärft. So ist es möglich, heute mit ausreichender Klarheit die insbesondere regulatorischen Defizite zu identifizieren, die es zu beheben gilt. Und wir sehen bereits mit einiger Klarheit mögliche Lösungswege. Die Herausforderung an die Politik bleibt vor wie nach der Bundestagswahl 2013 die Gleiche: Mit der notwendigen Entschlossenheit diese Defizite so schnell wie möglich zu beheben. Gelingt dies, hat die Energiewende gute Chancen, Erfolgsstory einer modernen, umwelt- und klimaverträglichen Industrie- und Dienstleistungspolitik zu werden – auch und gerade für die Beschäftigten in der Branche.



Jochen Homann
Präsident, Bundesnetzagentur

Jochen Homann ist seit 1. März 2012 Präsident der Bundesnetzagentur in Bonn. Davor war er als beamteter Staatssekretär im Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie für die Energie,- Außenwirtschafts- und Technologiepolitik zuständig. 2006 bis 2008 war er Leiter der Abteilung Wirtschaftspolitik. Zuvor hat er das außenwirtschaftspolitische Grundsatzreferat sowie das Referat „Wirtschafts- und strukturpolitische Forschung“ geleitet. Von 1991 bis 2001 leitete er im Bundeskanzleramt das Grundsatzreferat in der Abteilung Wirtschafts- und Finanzpolitik und war zuvor „Redenschreiber“ von Bundesminister Dr. Haussmann und Bundesminister Dr. Bangemann im Bundesministerium für Wirtschaft.

Zentrale Bausteine der Energiewende aus Sicht der Bundesnetzagentur

Jochen Homann

Die Umgestaltung unseres Energieversorgungssystems ist eine enorme volkswirtschaftliche, technische und gesellschaftliche Herausforderung. In einem ersten Schritt wurden ehrgeizige Ziele formuliert, aber auch wichtige Weichenstellungen vorgenommen und zahlreiche Umsetzungsmaßnahmen skizziert. Im Jahr 2020 soll doppelt so viel erneuerbarer Strom erzeugt werden wie heute und zwei Jahre später, 2022, soll das letzte Kernkraftwerk vom Netz gehen. Schon 2050 soll der Strom nach dem Willen der Bundesregierung und im breiten gesellschaftlichen Konsens zu 80 % aus erneuerbaren Energien stammen. Für den Erfolg der Energiewende wird es aber bei weitem nicht reichen, schlicht erneuerbare Stromerzeugung zuzubauen. Der Ausbau der Erneuerbaren muss mit dem Netzausbau synchronisiert werden und bedarf einer Absicherung durch konventionelle Erzeugungskapazitäten, die einspringen können, wenn der Wind nicht weht oder die Sonne nicht scheint.

Die Energiewende ist insofern ein Generationenprojekt, das aus vielen einzelnen Schritten bestehen wird. Es geht um einen langen Weg, den wir alle, die Energieversorgungsunternehmen, die Netzbetreiber, die Behörden und die gesamte Bevölkerung gemeinsam bewältigen müssen.

Die Energiewende steht bei Bund und Ländern parteiübergreifend ganz oben auf der politischen Agenda und es ist immer wieder große Übereinstimmung in der Zielbeschreibung festzustellen: Alle wollen den Erfolg der Energiewende und es gibt eine übereinstimmende Sicht der Fragen, die gemeinsam gelöst werden müssen, weil sie nur gemeinsam gelöst werden können. Dies betrifft erstens Rückstände beim Leitungsbau und zweitens die Frage, wie auch in Zukunft ausreichende Reservekapazitäten im konventionellen Kraftwerksbereich sicher gestellt werden können. Entscheidend wird sein, dass der gute Wille auch in gutes Handeln mündet. Dies ist die eigentliche Herausforderung im Wahljahr 2013. Gleichzeitig ist es unrealistisch, weniger als zwei Jahre nach den energiepolitischen Beschlüssen der Bundesregierung die Vollendung des Projektes einzufordern. Es handelt sich vielmehr um einen stetigen Lernprozess, der sich eng an den jeweiligen technischen und wirtschaftlichen Möglichkeiten orientieren muss. Um die Ziele zu erreichen, wird es auf einen klugen Mix von Strategien ankommen. Dabei ist eine gehörige Portion Realismus angezeigt – vieles mag zwar mittel- bis langfristig machbar sein, wie z.B. die Hoffnung auf nennenswerte Kapazitäten großtechnisch einsetzbarer Speichertechnologien. Wenn aber die kurzfristige Versorgungssicherheit gefährdet wird, ist auch die Erreichung der langfristigen energiepolitischen Ziele in Gefahr.

Die Energiewende und der bereits stattfindende Umbau des Versorgungssystems sind eine Operation am offenen Herzen, nämlich im Vollbetrieb eines führenden Industrielandes. Daher darf dieser Umbau keinesfalls zu Lasten der System-sicherheit gehen. Die Versorgungssicherheit im Strombereich ist als Ziel der Energiepolitik gesetzt und eine Abwägung zu Lasten der Versorgungssicherheit ist nicht akzeptabel. Die Wirklichkeit ist, dass unsere Energieinfrastruktur einem Stresstest ausgesetzt ist, der uns im Winter 2011/2012 bereits an den Rand eines großflächigen Stromausfalls gebracht hat. Um das Risiko solcher Ereignisse zu vermeiden, greifen wir derzeit zu behelfsmäßigen Reparaturmaßnahmen. Für den Winter 2012/2013 haben die Übertragungsnetzbetreiber vorsorglich wie schon im Vorjahr wieder konventionelle Reservekapazitäten in Süddeutschland und Österreich unter Vertrag genommen, die eingesetzt werden können, wenn Engpässe im Stromnetz drohen – insgesamt 2600 MW. Die Bundesnetzagentur hat diesen Prozess intensiv begleitet und hat einer Übernahme der anfallenden Kosten in die Netzentgelte zugestimmt. Nach unserer Einschätzung bleibt damit die Lage im Stromnetz im Winter zwar angespannt, aber beherrschbar.

Ein klares Indiz für die angespannte Lage im Stromnetz ist auch die stark gestiegene Zahl der Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber in den Betrieb der Kraftwerke – das sog. Redispatch. Der Übertragungsnetzbetreiber TenneT musste 2010 insgesamt 290 Mal eingreifen, um das Stromnetz stabil zu halten. 2011 musste bereits mehr als 1.000 Mal eingegriffen werden und auch 2012 dürfte diese Zahl weiter gestiegen sein. Der Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz hat 2010 etwa 36 Mio. Euro für Redispatch ausgegeben, 2011 waren es bereits 103 Mio. Euro – Tendenz weiter steigend, wenn keine Entlastung durch einen zügigen Netzausbau erfolgt.

Der Netzausbau ist zentral für das Gelingen der Energiewende. Er ist das Nadelöhr! Die Erneuerbaren Energien werden bekanntlich an Standorten in der Fläche erzeugt, an denen ihnen kein entsprechender Verbrauch gegenüber steht. Sie erfordern daher zwangsläufig neue Netzstrukturen. Die immer wieder geäußerte Vorstellung, der Netzausbau sei weitgehend verzichtbar, wenn die Energieversorgung in Deutschland dezentral organisiert würde, ist falsch. Deutschland ist ein Industrieland, in dem fast zwei Drittel des Stroms von Industrie und Gewerbe verbraucht werden – diese Strommengen lassen sich nicht dezentral erzeugen. Zudem lässt Windenergie sich schon allein durch die klimatischen und geografischen Rahmenbedingungen im Norden Deutschlands wesentlich effizienter und auch kostengünstiger gewinnen. Eine Autarkie in der Stromversorgung in kleinen Einheiten ist auch deshalb kaum möglich, weil ein stark schwankender Energieverbrauch einem unregelmäßigen und witterungs-abhängigen Stromangebot aus z. B. Solarzellen oder Windenergieanlagen gegenüber steht. Da es heute noch nicht möglich ist, Strom wirtschaftlich zu speichern, muss ein Lastausgleich über die Versorgungsnetze erfolgen. Eine „Selbstversorgung“ kleiner Einheiten mag zwar gegebenenfalls in Bezug auf den Jahresverbrauch gegenüber der Jahreinspeisung rechnerisch gegeben sein, kurzfristig wird sie aber kaum der Regelfall sein können. Der grüne Strom muss also

in die stromintensiven Lastzentren transportiert werden, da die derzeitige Energieerzeugung aus lastnahen Kernkraftwerken zukünftig nicht mehr im heute üblichen Maße existieren wird.

Die große Herausforderung des Netzausbaus ist, dass wir zum einen die Versorgungssicherheit allzeit gewährleisten und parallel dazu das gesamte Energiesystem neu konzipieren müssen, während gleichzeitig die Netzsteuerung durch die zunehmenden Mengen volatiler Erneuerbarer Energien immer komplexer wird.

In den vergangenen Jahren waren die langwierigen Planungsverfahren bei den bereits 2009 auf den Weg gebrachten sog. EnLAG-Projekten die wichtigste Blockade für einen schnellen Netzausbau. Das EnLAG umfasst diejenigen Netzausbauprojekte, die schon vor den Beschlüssen zur Energiewende unverzichtbar waren. Viele dieser Projekte hängen weiterhin hinter ihrem Zeitplan und verzögern sich weiter – in Einzelfällen um bis zu sieben Jahre. Besonders dringlich ist dabei die sog. „Thüringer Strombrücke“. Sie ist zentral für die Stromversorgung in Süddeutschland, wenn das Kernkraftwerk Grafenrheinfeld Ende 2015 vom Netz geht. Zu dieser wichtigen Leitung, die über 230 km von Sachsen-Anhalt nach Bayern führt, gehören mehrere Teilabschnitte in Sachsen-Anhalt, Thüringen und Bayern und es sind mit 50Hertz und TenneT zwei Übertragungsnetzbetreiber beteiligt. 76 km in Sachsen-Anhalt sind fertig gestellt. Mit der Fertigstellung des Teilabschnittes in Bayern über 30 km rechnet der Netzbetreiber bis Ende 2015. Die fehlenden 124 km in Thüringen werden eventuell erst 2017 gebaut sein, auch wenn es aktuell einige ermutigende Entwicklungen gegeben hat – insbesondere die Entscheidung des Bundesverwaltungsgerichts gegen einen vorläufigen Baustopp. In Betrieb aber kann die Leitung erst gehen, wenn auch der letzte Kilometer errichtet ist.

Grund für die Rückstände beim Leitungsausbau ist zum einen die Planung der Leitungen in Landeszuständigkeit, was bei landesgrenzenüberschreitenden Projekten geradezu zwangsläufig zu Verzögerungen führt. Diese Schwierigkeiten sind mit der Übertragung wichtiger Kompetenzen auf die Bundesebene im Zuge der Beschlüsse zur Energiewende weitgehend gelöst. Zum anderen aber führen wichtige große Infrastrukturprojekte in Deutschland immer wieder zu heftigen Auseinandersetzungen.

In einem dicht besiedelten Land wie Deutschland kann es keinen Leitungsbau geben, der niemanden belastet. Da müssen wir ehrlich bleiben. Aber wir wollen die Belastungen so weit wie möglich minimieren und vielleicht fällt es den Betroffenen leichter, Entscheidungen hinzunehmen, wenn diese in einem offen geführten Prozess getroffen werden. Ganz wichtig ist deswegen, dass der Netzausbau wie die Energiewende selbst von der breitest möglichen Akzeptanz getragen wird. Bei aller gebotenen Geschwindigkeit hat sich die Bundesnetzagentur daher die notwendige Zeit genommen, um sich über die EnLAG-Projekte hinaus erforderlichen Maßnahmen, die die Übertragungsnetzbetreiber vorgeschlagen haben, ein eigenständiges fundiertes Urteil zu bilden. Die vier Übertra-

gungsnetzbetreiber haben insgesamt ein schlüssiges Konzept für eine stabile Stromversorgung vorgelegt und schon die Ermittlung der Erforderlichkeit neuer Leitungen im Netzentwicklungsplan 2012 hat in einem transparenten und offenen Verfahren stattgefunden. Unsere Grundphilosophie ist: Nur durch ein Höchstmaß an Transparenz und Bürgerbeteiligung vom ersten Tage an wird die notwendige Akzeptanz gefördert. Dies führt im Ergebnis zu einer stärkeren Beschleunigung des Netzausbaus.

Zur Umsetzung dieser offenen Bürgerbeteiligung haben wir einen intensiven Bürgerdialog organisiert. Die Bundesnetzagentur hat quer durch die Republik verteilt Informationstage zum Netzentwicklungsplan 2012 und dem dazugehörigen Umweltbericht durchgeführt. Außerdem haben wir in einem Technik-Dialog mit vielen Bürgern die zur Verfügung stehenden Technologien diskutiert und haben ein Bürger-Telefon und eigens für den Netzausbau eine Homepage erstellt, die die Bürger immer auf dem Laufenden halten soll. Bei unserer Konsultation des Netzentwicklungsplans wird ersichtlich, wie sehr dieses Thema die Öffentlichkeit berührt. Zum Schluss sind über 3.300 Stellungnahmen bei uns eingegangen. Die Bundesnetzagentur hat diese Anmerkungen der betroffenen Verbände und Institutionen intensiv ausgewertet und bei ihrer Bewertung der vorgeschlagenen Projekte berücksichtigt. Im Ergebnis wurden nur die Netzausbauvorhaben bestätigt, die nach strengen Kriterien auch unter veränderten energiewirtschaftlichen Bedingungen unverzichtbar sind. Im bestätigten Netzentwicklungsplan sind erstmals die Optimierungs-, Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen enthalten, die bis 2022 für ein sicheres und zuverlässiges Übertragungsnetz erforderlich sind. Die Bundesnetzagentur hat die 74 vorgeschlagenen Maßnahmen auf 51 reduziert. Beispielsweise sind zum jetzigen Zeitpunkt nur drei von vier HGÜ-Korridoren bestätigt worden. Diese Leitungen, die mittels Höchstspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) künftig den im Norden erzeugten Windstrom in die Verbrauchszentren im Westen und Süden des Landes transportieren sollen, sind ein zentraler Baustein des Netzentwicklungsplans. Dies bedeutet allerdings nicht, dass die anderen Maßnahmen dauerhaft als nicht erforderlich eingestuft werden. Sie können bereits im nächsten Jahr im Netzentwicklungsplan Strom 2013 erneut geprüft werden. Mit ihrem Vorgehen stellt die Bundesnetzagentur die notwendige Flexibilität des Netzausbaus für sich verändernde energiewirtschaftliche wie energiepolitische Rahmenbedingungen sicher. Ganz zentrale Bedeutung kommt Zusage zu, die die Regierungschefs der 16 Bundesländer der Bundeskanzlerin gegeben haben, sich untereinander und mit dem Bund auf eine Ausbaustrategie für die Energiewende zu verständigen. Diese wird unmittelbare Auswirkungen auf den künftigen Netzausbaubedarf haben. Je schneller diese Strategie vorliegt, desto solider ist die Grundlage für die Planung der Stromnetze der Zukunft.

Ende 2012 hat das Bundeskabinett den Entwurf für ein Bundesbedarfsplangesetz beschlossen, das die von der Bundesnetzagentur bestätigten Projekte umfasst. Eine solche gesetzliche Verankerung des Netzausbaubedarfs ist das zentrale Fundament für eine nachhaltige Beschleunigung des Ausbauprozesses.

Der nächste Schritt wird die Raumordnung konkreter Leitungsvorhaben auf Basis einer vereinheitlichten Bundesfachplanung durch die Bundesnetzagentur sein. Hierzu können die Übertragungsnetzbetreiber für die im Bundesbedarfsplan als länderübergreifend oder grenzüberschreitend markierten Vorhaben die ersten Bundesfachplanungsverfahren beantragen. Das Bundesfachplanungsverfahren ist ein an die Stelle der Raumordnungsverfahren der Länder tretendes Planungsinstrument, mit dem die Trassenkorridore verbindlich festgelegt werden. Die Aufgabe der Bundesfachplanung wurde mit dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz einheitlich der Bundesnetzagentur übertragen. Nach dieser Festlegung der geeigneten Korridore sind die konkreten Trassen zu planen. Damit diese Verfahren durchgehend einheitlich und schnell realisiert werden können, soll künftig die Bundesnetzagentur auch für die entsprechenden Planfeststellungsverfahren zuständig sein. Erfreulich ist, dass die Bundesländer dieser Übertragung der Kompetenzen grundsätzlich bereits zugestimmt haben. Insofern wird das Bundeswirtschaftsministerium hierzu in Kürze den Entwurf einer Rechtsverordnung vorlegen, die der Zustimmung der Länder bedarf. Selbstverständlich wird die Bundesnetzagentur bei allen Genehmigungsverfahren eng mit den Ländern und deren Planungs- und Genehmigungsbehörden zusammenarbeiten.

Während sich die öffentliche Debatte stark auf die Übertragungsnetze fokussiert, hat die Bundesnetzagentur auch die Verteilnetze im Blick. In diesem Zusammenhang wird viel über die sog. „intelligenten Stromnetze“ der Zukunft geredet. Die „smarte“ Energiewende klingt modern und verheißungsvoll. Daher ist es umso wichtiger, die Erwartungen an Smart Grids, Smart Markets und Smart Meter zu versachlichen und auf das zu beschränken, was sie wirklich sind: Ein wichtiger Baustein zum Gelingen der Energiewende, nicht aber die Lösung aller Probleme.

Zentrale Forderung der Bundesnetzagentur ist die klare Abgrenzung der Bereiche intelligente Netze und intelligente Märkte. Wo immer dies geht, sollten wir nicht auf staatliche Regulierung setzen, sondern die Kräfte von Markt und Wettbewerb nutzen. Diesem Leitgedanken folgt die Bundesnetzagentur, weil wir davon überzeugt sind, dass nur so die für die Energiewende notwendige Innovationsdynamik erzeugt wird. Die Bundesnetzagentur sieht konsequenterweise deshalb nur den Bereich „smart grids“ als eine Aufgabe der Netzbetreiber. Die Netzbetreiber können durch den zusätzlichen Einsatz von Kommunikations-, Mess-, Regel-, Steuer- und Automatisierungstechnik die Steuerungsmöglichkeiten ihrer Netze erhöhen. Ziel ist es im Wesentlichen, „mehr Platz“ im Verteilernetz zu schaffen, also die dort tatsächlich nutzbaren Netzkapazitäten zu vergrößern, wenn dies wirtschaftlicher sein sollte als der Zubau weiterer konventioneller Netzkomponenten. Das Bundeswirtschaftsministerium hat aktuell eine Studie „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ in Auftrag gegeben, die den Um- und Ausbaubedarf in den Verteilernetzen beziffern und das Potential von intelligenter Netzausrüstung bewerten soll.

Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist dagegen ein flächendeckender Rollout von intelligenten Stromzählern für die Weiterentwicklung der Energienetze zu Smart Grids nicht erforderlich. Ob es zu einem über die Pflichteinbaufälle hinausgehenden, vielleicht flächendeckenden Rollout von Smart Metern kommen wird, lässt das Bundeswirtschaftsministerium in einer umfassenden Kosten-Nutzen-Analyse gutachterlich untersuchen. Erst auf der Basis dieser Ergebnisse wird der Gesetzgeber beurteilen können, ob die Einführung intelligenter Zähler nach aktuellem Stand weiter zu forcieren ist und welchen Umsetzungsaufwand dies ggf. erfordert. Smartness ist für den Umbau der Energieversorgung in der Tat eine Komponente, die sich zwischen Wunsch und Wirklichkeit bewegt.

Am Beispiel des Aufbaus zusätzlicher Intelligenz im Verteilnetz sind Verteilnetzbetreiber in einer großen Verantwortung und es ist die Aufgabe der Bundesnetzagentur, über die Regulierung sicherzustellen, dass die Netzbetreiber diese Herausforderungen auch finanziell bewältigen können. Die Anreizregulierung stellt sicher, dass sich die notwendigen Investitionen für die Verteilnetzbetreiber rentieren. Das geschieht über die Abschreibungen auf bestehende Anlagen und den im System der Anreizregulierung angelegten Erweiterungsfaktor. So gibt es für Verteilnetzbetreiber zum Beispiel einen Aufschlag auf die Erlösobergrenze, wenn zusätzliche erneuerbare Stromproduktion an das Netz angeschlossen wird. Die der Bundesnetzagentur vorliegenden Zahlen zeigen, dass die Verteilnetzbetreiber derzeit durch den Erweiterungsfaktor und Abschreibungen in der Summe deutlich mehr Geld zur Verfügung haben, als sie investieren. Sie haben also durchaus finanziellen Spielraum. Das ist allerdings eine Durchschnittsbetrachtung. Es mag durchaus einzelne Verteilnetze geben, an die in den kommenden Jahren besonders hohe Anforderungen gestellt werden und bei denen in einzelnen Jahren oder bezogen auf konkrete Einzelprojekte der Erweiterungsfaktor nicht ausreicht. Das muss dann auch bei der Regulierung berücksichtigt werden. Falls aus der Anreizregulierung Probleme für Verteilnetzbetreiber resultieren, kann über verschiedene Justierungen am bestehenden System diskutiert werden. Die Bundesnetzagentur nimmt die Herausforderungen der Energiewende für die Verteilnetze ernst und ist an einer Identifizierung der realen Probleme interessiert. Wo immer Handlungsbedarf identifiziert worden ist, wird die Bundesnetzagentur darauf zugeschnittene Lösungsvorschläge konstruktiv begleiten und wenn nötig eigene Vorschläge unterbreiten.

Neben dem Ausbau der Netze wird die Verfügbarkeit ausreichender Erzeugungskapazität, die einspringt, wenn die Erneuerbaren nicht zur Verfügung stehen, von zentraler Bedeutung sein. Speichertechnologien spielen hier erst in der langfristigen Realisierung der Energiewende eine Rolle und es muss klar sein, dass es bisher noch überhaupt keine letztgültige Sicherheit gibt, welche Speichertechnologien tatsächlich großtechnische Bedeutung und Marktreife erlangen werden. Es gibt keinen konkreten Plan, welche Speicherkapazitäten wann gebaut werden müssen, um die wachsenden Strommengen aus erneuerbaren Energieträgern zwischenspeichern zu können. Zur Entwicklung der erforderlichen Speichertechnologien werden zahlreiche Ansätze diskutiert

und zeitweise kann der Eindruck entstehen, dass fast wöchentlich neue Ansätze in die Debatte geworfen werden. Das ist gut, weil es Ausdruck der innovativen Kraft ist, die die Energiewende begleiten muss, es zeigt aber auch, dass hier eine Diskussion mit vielen Unbekannten zu führen ist. Technisch und ökonomisch. Insofern handelt es sich um den Bereich „Zukunftsmusik“ – ohne den ein ambitioniertes Projekt wie die Energiewende nicht auskommt gleichzeitig, aber verdeutlicht, dass wir neue Leitungen und ausreichend konventionelle Erzeugungskapazität brauchen.

Solange es noch keine nennenswerten Speichermöglichkeiten für Strom gibt und die Nachfrage unflexibel ist, können nur konventionelle Kraftwerke die Volatilität der Erneuerbaren ausgleichen. Durch den Zubau der Erneuerbaren verschlechtern sich jedoch die Investitionsbedingungen für konventionelle Kraftwerke zunehmend. Die installierte Leistung Erneuerbarer Energien wirkt sich schon heute spürbar auf den Strompreis aus, denn in Zeiten von viel Wind und Sonne ist der Strompreis großem Druck ausgesetzt. Ein zu niedriger Börsenstrompreis hemmt die Investitionsentscheidungen in konventionelle Kraftwerke; insbesondere in flexible Gaskraftwerke. 2010 gab es in Deutschland etwa 160 GW Stromerzeugungskapazitäten und das zwischen allen Beteiligten abgestimmte Szenario, das dem Netzentwicklungsplan zugrunde liegt, geht für 2022 von einer installierten Erzeugungskapazität von knapp 220 GW aus. Noch wichtiger: 2010 betrug der Anteil der Erneuerbaren Energien an der installierten Gesamtleistung 35 %, 2022 werden es knapp 60 % sein. Diese Entwicklung führt zu mehr volatiler Erzeugung und dürfte einen weiter steigenden Druck auf die Börsenpreise zum Ergebnis haben. Der tendenziell sinkende Strompreis wirkt dabei gleichermaßen als Investitionsbremse für erneuerbare wie für konventionelle Erzeugungsanlagen.

Die sinkende Rentabilität konventioneller Kraftwerke zwingt die Energieerzeuger, über Kraftwerksstilllegungen nachzudenken. Diese Entwicklung ist problematisch. Als Industrienation sind wir auf ein hohes Maß an Versorgungssicherheit angewiesen, die nicht allein durch die installierte Leistung Erneuerbarer gewährleistet werden kann. Es gilt die Jahreshöchstlast zu decken und das unabhängig davon, ob gerade der Wind bläst oder die Sonne scheint. Natürlich wird die volatile Einspeisung Erneuerbarer Energien einen Beitrag leisten können – das aber auch nur unter der Voraussetzung, dass die Verteil- und Übertragungsnetze ausgebaut werden. Vor dem Hintergrund eines strukturellen Wandels der Stromerzeugung stellt sich die Frage, ob das gegenwärtige Modell des Energy-Only-Marktes den zukünftigen Anforderungen noch genügt. Wir brauchen ein neues Marktdesign. Eines, das nachhaltige, belastbare Signale für die erforderlichen Investitionen sendet und dabei die effizientesten Projekte bevorzugt.

Derzeit werden verschiedene Modelle zu Kapazitätsmechanismen diskutiert. Ein Königsweg ist allerdings bisher nicht zu erkennen und das optimale Modell ohne Nebenwirkungen scheint noch nicht gefunden zu sein. Mögliche Kapazitätsmechanismen sollten zunächst gründlich analysiert werden, damit sie auch die gewünschten Ergebnisse liefern. Insbesondere darf das Problem fehlender

Rentabilität der konventionellen Erzeugung nicht losgelöst von seinen Ursachen im System der EEG-Förderung diskutiert werden, wenn man verhindern will, den Teufel mit dem Beelzebub auszutreiben.

Die Energiewende besteht aus zwei Teilen: Dem Ausstieg aus der Kernenergie und dem beschleunigten Ausbau der Erneuerbaren Energien. Beide Teile stellen die Stromnetze schon heute aber auch zukünftig vor große Herausforderungen – die Entscheidungen der Bundesregierung zur Beschleunigung des Netzausbaus sind daher eine wichtige Voraussetzung für das Gelingen der Energiewende gewesen. Diese Entscheidungen müssen umgesetzt werden und die Bundesnetzagentur wird ihrerseits alles Erforderliche tun, damit die Netze den gestiegenen Herausforderungen auch weiterhin gewachsen sind.

Darüber hinaus wird sich die Umsetzung der Energiewende auch weiterhin an den jeweils aktuellen Erfordernissen orientieren müssen. Es ist heute kaum vorherzusagen, wie sich der technische und wirtschaftliche Rahmen in den kommenden Jahrzehnten verändert – auf genau diese Einflussfaktoren aber wird die Energiepolitik auch zukünftig angemessen und ordnungspolitisch reagieren müssen. Dafür wird es weiterhin klarer Entscheidungen und praktischer Vernunft bedürfen. Wenn das Projekt Energiewende mit Augenmaß, einer gewissen Nüchternheit und Vernunft angegangen wird, wird es nicht nur gelingen, sondern für Deutschland sehr gewinnbringend sein. Neben der Tatsache, dass der Ausstieg aus der Kernenergie in keiner vorstellbaren politischen Konstellation rückgängig gemacht werden wird, gibt mir das nachhaltige Interesse und die nicht abebbende Begeisterung der Menschen für dieses Projekt die notwendige Zuversicht. Und wir sollten auch nicht vergessen: Die deutsche Energiewende wird weltweit sehr aufmerksam verfolgt. Sie muss erfolgreich sein, damit andere Länder uns folgen. Dafür lohnt sich jede Anstrengung.



Stefan Kapferer
Staatssekretär im Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie

Stefan Kapferer wurde 1965 in Karlsruhe geboren. Er studierte Verwaltungswissenschaften an der Universität Konstanz und war nach seinem Diplom in einem Forschungsprojekt der Treuhandanstalt tätig. Ab 1993 arbeitete er für den FDP-Landesverband Niedersachsen und war dort von 1994 bis 1998 Landesgeschäftsführer und Pressesprecher. 1999 wechselte er zur FDP-Bundestagsfraktion und leitete von 1999 bis 2003 die Abteilung Strategie und Kampagnen in der FDP-Bundesgeschäftsstelle. Anschließend war er bis 2008 Abteilungsleiter der Niedersächsischen Staatskanzlei und damit Dienststellenleiter der Vertretung des Landes Niedersachsen beim Bund. Von 2008 bis 2009 war er Staatssekretär im Niedersächsischen Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr und von 2009 bis 2011 Staatssekretär beim Bundesminister für Gesundheit. Seit Juni 2011 ist Stefan Kapferer beamteter Staatssekretär im Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie.

Die weitere Umsetzung der Energiewende - Handlungsfelder und Herausforderungen

Stefan Kapferer

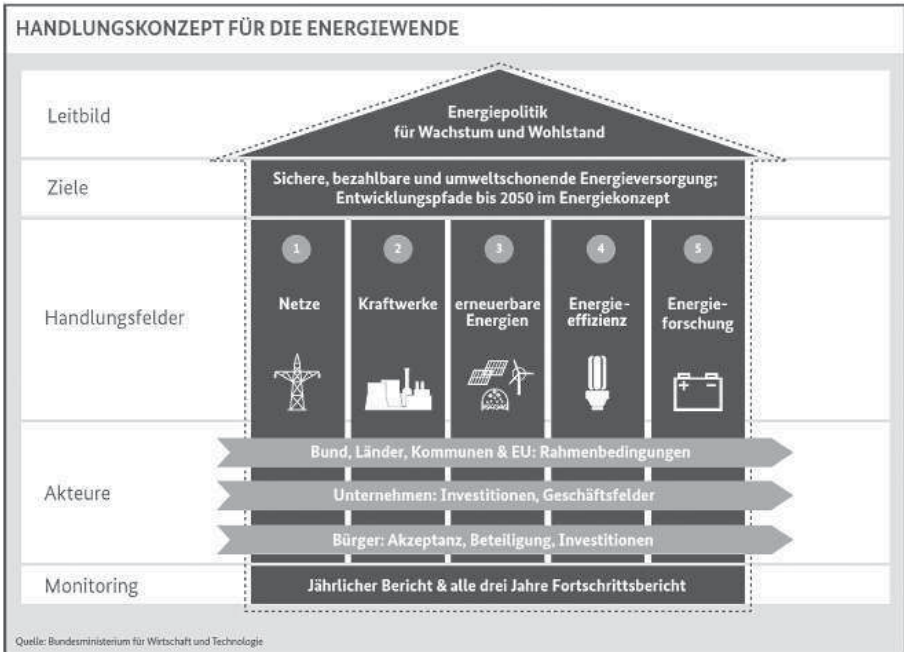
Der im Dezember 2012 vom Kabinett verabschiedete erste Monitoringbericht der Bundesregierung zur Energiewende hat gezeigt, dass Deutschland bei der Umsetzung der Energiewende auf dem Zielpfad ist. 2011 war das Jahr der Energiewende-Beschlüsse, 2012 das erste Jahr der Umsetzung. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie hat die Rahmenbedingungen in allen Handlungsfeldern verbessert. Insbesondere hervorzuheben sind die neuen gesetzlichen Regeln zur Beschleunigung des Netzausbaus und zur Sicherstellung der Stromversorgung.

Die größten Herausforderungen für die weitere Umsetzung der Energiewende sind steigende Kosten und die Frage, wie diese fair verteilt werden. In diesem Zusammenhang muss das Erneuerbare-Energien-Gesetz grundlegend reformiert werden. Zugleich muss zur langfristigen Sicherung der Versorgung ein künftiges Strommarktdesign unter Einbeziehung erneuerbarer und konventioneller Kraftwerke entwickelt werden. Dieses Marktdesign muss dafür sorgen, dass der Wettbewerb zurück in die Energiewirtschaft gebracht wird. Beim Netzausbau sind die Rahmenbedingungen gesetzt; hier ist es wichtig, dass die Vorhaben von den Netzbetreibern in Zusammenarbeit mit den Planungsbehörden zügig in die Tat umgesetzt werden.

Zwischenbilanz zur Energiewende

Mit dem Energiekonzept vom September 2010 und den energiepolitischen Beschlüssen vom Juni 2011, dem so genannten „Energiepaket“, hat die Bundesregierung den Grundstein zu einem grundlegenden Umbau der Energieversorgung in Deutschland gelegt. Bis 2050 soll die Stromerzeugung von heute rund 75 Prozent konventioneller Erzeugung auf mindestens 80 Prozent erneuerbare Energien umgestellt werden. Die Bundesregierung hat fünf Handlungsfelder zum Gelingen der Energiewende definiert: Netzausbau, Kraftwerke, Erneuerbare Energien, Energieeffizienz und Energieforschung einschließlich Speichertechnologien.

Es handelt sich bei der Energiewende um einen langfristigen, breit angelegten Prozess mit vielfältigen Herausforderungen. Dabei wird in vielen Bereichen Neuland betreten. Deshalb überprüft die Bundesregierung mit dem Energiewende-Monitoring jährlich, wie der Umbau vorangeht. Am 19. Dezember 2012 ist der erste Monitoringbericht zur Energiewende vom Kabinett verabschiedet worden. Der Bericht zeigt, dass die Bundesregierung bei der Umsetzung der Energiewende auf dem Zielpfad ist¹:



Der Energieverbrauch sinkt, die Energieeffizienz steigt: Deutschland verbraucht trotz Wirtschaftswachstum 6 Prozent weniger Energie als noch 2008. Im Jahr 2011 ging der Energieverbrauch gegenüber dem Vorjahr trotz deutlich steigender wirtschaftlicher Tätigkeit um 4,9 Prozent zurück. Die Endenergieproduktivität ist seit 2008 um durchschnittlich 2 Prozent im Jahr angestiegen. Der Bruttostromverbrauch lag 2011 um 1,5 Prozent unter dem Wert des Vorjahres und um 2,1 Prozent unter dem Verbrauch von 2008. Damit liegen wir auf dem vorgegebenen Pfad, bis 2020 den Energieverbrauch um 20 Prozent und den Stromverbrauch um 10 Prozent zu reduzieren.

Die Treibhausgasemissionen sinken: Bis zum Jahr 2011 wurde bereits eine Gesamtreduktion der Treibhausgasemissionen von 26,4 Prozent gegenüber 1990 erreicht.

Beim Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor übererfüllen wir das Ziel der Energiewendebeschlüsse. Erneuerbare Energien tragen immer stärker zur Energieversorgung bei. Ihr Anteil am Primärenergieverbrauch (dies umfasst die Bereiche Strom, Wärme und Verkehr) ist 2011 auf rund 11 Prozent gestiegen. Der Beitrag der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung lag 2011 bei 20 Prozent. Allerdings stehen vor allem die Kraftwerke auf Basis von Sonne und Wind in einem Großteil der Zeit witterungsbedingt nicht mit voller Leistung zur Verfügung.

Handlungsfelder und Herausforderungen für die kommenden Jahre

Auch nach eineinhalb Jahren sind wir noch am Anfang eines ambitionierten, langfristigen Projektes. Die große Herausforderung für das Gelingen der Energiewende ist, die Energieversorgung in Deutschland langfristig sicherzustellen, ohne dass die Kostenbelastung für die Volkswirtschaft zu hoch wird. Das heißt zum einen, dass die Energiekosten für die Industrie bezahlbar bleiben müssen. Denn Deutschland muss auch in Zukunft ein wettbewerbsfähiger Industriestandort bleiben. Und zum anderen heißt es, dass die Energiekosten für die privaten Verbraucher im Rahmen bleiben müssen. Nur so sichern wir die Akzeptanz der Energiewende.

Eine wesentliche Ursache für die steigenden Energiekosten sind die hohen Weltmarktpreise für Erdöl, Erdgas und Steinkohle, die 2011 auf historische Höchststände gestiegen sind. Beim Strom trägt jedoch mit der steigenden EEG-Umlage auch eine hausgemachte Ursache erheblich zur Preiserhöhung bei. Weitere Kosten entstehen durch den notwendigen Netzausbau und Effizienzmaßnahmen. Eng verknüpft mit der Frage, wie die Kostensteigerung begrenzt werden kann, ist die Herausforderung, die Kosten der Energiewende fair zu verteilen.

Für das Gelingen der Energiewende sind für mich drei Handlungsfelder zentral: der Ausbau der Stromübertragungsnetze, die Sicherung moderner konventioneller Kraftwerke sowie die Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien.

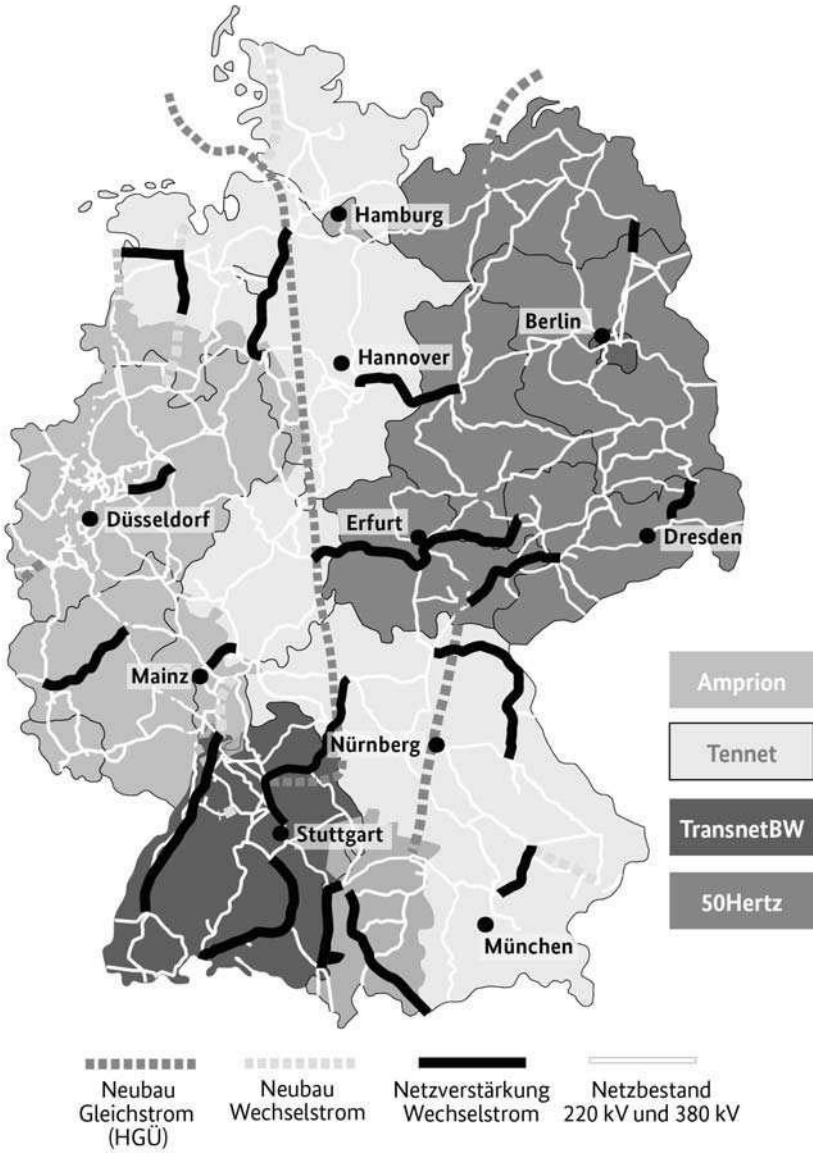
1. Ausbau der Stromnetze

Die Grundlagen für einen beschleunigten Ausbau der Stromnetze sind gelegt. Dieser hat hohe Priorität. Denn durch den Ausbau der erneuerbaren Energien hat sich die Struktur der Stromerzeugung bereits stark verändert. Die bestehenden Netze tragen dieser neuen Erzeugungslandschaft nicht mehr Rechnung. Es geht in erster Linie darum, Strom von den Erneuerbaren-Erzeugungsgeländen im Norden zu den Verbrauchszentren nach Süden zu transportieren, aber auch um die Anbindung der zunehmend dezentralen Stromerzeugung durch Kleinerzeuger.

Die Grundlagen hierfür haben wir mit den EnWG-Novellen von 2011 und 2012 sowie dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) und dem Entwurf des Bundesbedarfsplangesetzes geschaffen. Diese Gesetze dienen sämtlich dem Ziel, dass der Netzausbau zügig, transparent und mit der weitestgehenden Akzeptanz aller Betroffenen vorangeht. 2012 sind wir dabei in zweierlei Hinsicht weiter vorangekommen:

Erstens ist die Frage der Haftung für Verzögerungen und Störungen der Netzanbindung von Offshore-Windparks geklärt worden. Verbunden mit dem Systemwechsel hin zu einem Offshore-Netzentwicklungsplan, ist ein entscheidender

Schaubild : Das deutsche Höchstspannungsnetz



Quelle: Bundesnetzagentur

Zentraler Baustein des neuen Netzentwicklungsplans sind Leitungen, die mittels Höchstspannungsgleichstromübertragung, häufig als Stromautobahnen bezeichnet, künftig den im Norden erzeugten Windstrom in die Verbrauchszentren im Westen und Süden des Landes transportieren sollen.

Meilenstein für die Offshore-Anbindung der Windparks und damit für die Nutzung von verlässlichem Erneuerbaren-Strom gesetzt. Wir haben jetzt klare Rahmenbedingungen, die den Weg frei machen für Investitionen.

Von großer Bedeutung für den Netzausbau ist zweitens der im November 2012 fertig gestellte Netzentwicklungsplan der Bundesnetzagentur. Bei seiner Entwicklung waren die Übertragungsnetzbetreiber und die breite Öffentlichkeit eng eingebunden. Im Netzentwicklungsplan hat die Bundesnetzagentur den Ausbaubedarf von rund 2800 km an Neubautrassen und rund 2900 km an Optimierungsmaßnahmen für Bestandstrassen bestätigt. Er bildet die Grundlage für den Bundesbedarfsplan. Der Entwurf des Bundesbedarfsplangesetzes, vom Kabinett im Dezember 2012 beschlossen, stellt für die im Bundesbedarfsplan genannten 36 Vorhaben die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und den vordringlichen Bedarf fest. Dadurch werden die weiteren Planungs- und Genehmigungsverfahren für Netzausbauvorhaben auf der Höchstspannungsebene beschleunigt.

Während die Rahmenbedingungen stehen, ist die Umsetzung der Projekte in der Praxis oftmals langwierig. Hier spielen neben den Netzbetreibern die Länder eine wichtige Rolle: Sie müssen Verfahren für vordringliche Projekte beschleunigen, denn viele sind mehrere Jahre in Verzug. Ich verspreche mir von der Übertragung der Planfeststellungsverfahren für länderübergreifende und grenzüberschreitende Leitungen auf die Bundesnetzagentur eine deutliche Beschleunigung. Sie soll durch eine für 2013 geplante Verordnung auf der Basis des NABEG erfolgen. Das avisierte Einverständnis der Länder, hier Kompetenzen an den Bund abzugeben, zeigt, wie wichtig die Beschleunigung der Genehmigungsverfahren für alle Beteiligten ist.

Für die praktische Umsetzung des Netzausbaus ist auch die beim Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie eingerichtete Netzplattform von Bedeutung. In ihr haben wir alle Beteiligten zusammengebracht. Die Netzbetreiber und Länder haben sich in der Netzplattform auf Zieldaten für vordringliche Leitungsbauprojekte verständigt. So soll die Thüringer Strombrücke 2015 fertig gestellt werden; die Windsammelschiene in Norddeutschland wurde verabredungsgemäß im Dezember 2012 in Betrieb genommen. Dies ist ein wichtiger ergänzender Schritt zu den gesetzlichen Vorgaben.

2. Erhalt eines flexiblen und modernen Kraftwerksparks

Die Stromversorgung in Deutschland ist trotz der Abschaltung von acht Kernkraftwerken noch immer eine der sichersten in Europa. Die Situation in Süddeutschland war 2011 angespannt, weshalb die Bundesregierung mit den in der EnWG-Novelle vom Dezember 2012 enthaltenen so genannten „Wintergesetzen“ vorbeugende Maßnahmen ergriffen hat, um die Versorgungssicherheit auch mittelfristig zu gewährleisten. Die befristeten Maßnahmen umfassen vier Punkte: Erstens enthalten sie eine Verpflichtung der Kraftwerksbetreiber, die Stilllegung von Kraftwerken 12 Monate im Voraus anzuzeigen.

Zweitens eröffnen sie die Möglichkeit, systemrelevante Kraftwerke auf staatliche Anordnung gegen Kostenerstattung in Betrieb zu halten. Drittens wird der Betrieb wichtiger Gaskraftwerke bei Versorgungsengpässen abgesichert. Und schließlich gibt es eine Verordnungsermächtigung, um die bestehende Praxis der Bindung von Reservekraftwerken zu systematisieren; in begründeten Einzelfällen soll auch der begrenzte Neubau von Reservekapazitäten ermöglicht werden. Die entsprechende Verordnung wollen wir im Sommer 2013 vorlegen.

Langfristig bleibt die Herausforderung, ausreichende Ausgleichskapazität für die Erneuerbaren sicherzustellen. Deutschland braucht hierfür auch in Zukunft hochmoderne und flexible Gas- und Kohlekraftwerke. Diese müssen die schwankende Stromerzeugung aus immer mehr erneuerbaren Energien ausgleichen und gegebenenfalls einspringen, wenn diese nicht produzieren können, weil kein Wind weht und die Sonne nicht scheint. Denn viele der hierzu theoretisch nutzbaren Speichertechnologien befinden sich noch in der Entwicklungsphase. Konventionelle Kraftwerke rentieren sich aber immer weniger: Je mehr Erneuerbaren-Strom auf dem Markt ist, der vorrangig einzuspeisen und abzunehmen ist, desto geringer wird die Auslastung fossiler Kraftwerke.

Im Strommarkt der Zukunft dürfen höhere Anteile an erneuerbaren Energien und Versorgungssicherheit kein Widerspruch sein. Deshalb muss der Strommarkt neu strukturiert werden. Gemeinsam mit den Ländern will die Bundesregierung daran arbeiten, bis Sommer 2013 ein Konzept vorzulegen.

Bei den damit verbundenen Diskussionen um die so genannten Kapazitätsmechanismen geht es meistens in erster Linie um staatlich veranlasste Investitionsanreize oder Kompensationen für fossile Kraftwerke. Ich warne aber davor, neue Subventionen zu erfinden. Vor allem dürfen wir nicht Fehlanreize bei der Erneuerbaren-Förderung durch neue Subventionen bei den fossilen Kraftwerken ausgleichen. Vielmehr sollten wir marktwirtschaftlichere Lösungen entwickeln. Derzeit wird zum Beispiel ausschließlich die elektrische Arbeit vergütet; die Verfügbarhaltung von Erzeugungsleistung hingegen nicht (so genannter Energy-Only-Markt). Wir sollten auch diskutieren, inwieweit eine Abkehr vom Energy-Only-Markt durch die Schaffung eines ergänzenden Marktes für Verfügbarhaltung von Erzeugungsleistung zielführend ist.

3. Grundlegende Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG)

Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugungskapazität ist rasant angestiegen, die Kosten steigen. Hier zeigt sich eine Fehlentwicklung, der wir dringend gegensteuern müssen:

Für den Strom aus erneuerbaren Energien regelt das EEG feste, nach Technologien differenzierte Einspeisevergütungen, gekoppelt mit einem Einspeisevorrang gegenüber konventioneller Erzeugung. Die Differenzkosten zwischen dem Marktpreis für den Erneuerbaren-Strom und der Vergütung werden über eine Umlage von den Stromverbrauchern finanziert. Dieses System führt zwangsläufig zu weiteren Kostensteigerungen: Der Zubau Erneuerbarer-Erzeugungs-

anlagen, der nicht gedeckelt ist, geht zügig voran, und erst ab 2020 werden die ersten Anlagen aus der Festvergütung hinausfallen.

Nach gegenwärtigen Schätzungen werden die Stromverbraucher im Jahr 2013 über 20 Milliarden Euro an EEG-Umlage zahlen. Das ist eine Steigerung um knapp 50 Prozent gegenüber 2012.

An dieser Erhöhung der EEG-Umlage haben die Ausgleichsregeln für energieintensive Unternehmen nur einen Anteil von weniger als 20 Prozent: Sie machen auch 2013 nur rund einen Cent pro Kilowattstunde aus. Im Gegenzug sorgt diese Regelung für wettbewerbsfähige Bedingungen für energieintensive Unternehmen in Deutschland mit rund 875.000 Arbeitsplätzen.

Auch wenn einige dieser Entlastungsregeln derzeit richtigerweise überprüft werden: Festzuhalten ist, dass der Großteil der Stromverbraucher von der steigenden EEG-Umlage unmittelbar betroffen ist: Über die Hälfte der EEG-Umlage, nämlich 52 Prozent, wird nach wie vor von Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen erbracht. Das sind 10,7 Mrd. Euro im Jahr 2013. Der Rest wird von den privaten Verbrauchern getragen.

Der Bundesminister für Wirtschaft und Technologie hat bereits 2011 auf die drohende Kostenexplosion bei der Photovoltaik hingewiesen und entsprechende Anpassungsvorschläge präsentiert. Inzwischen ist bei allen Beteiligten angekommen, dass wir eine grundlegende Reform des EEG brauchen. Hierfür gibt es verschiedene Ansatzpunkte.

So muss eine bessere Synchronisation des Ausbaus der erneuerbaren Energien mit dem Netzausbau erfolgen. Der eingespeiste Erneuerbaren-Strom muss von den Netzen aufgenommen und verteilt werden können. Derzeit läuft der Ausbau Erneuerbarer-Anlagen aber ohne Rücksicht auf den Netzausbau und damit auch ohne Rücksicht auf die Versorgungssicherheit und die Kosten für die Verbraucher. Dies liegt schlicht daran, dass Anreize für einen bedarfsgerechten Zubau fehlen.

Auch müssen sich Bund und Länder auf eine gemeinsame nationale Ausbaustrategie verständigen. Wenn die Länder an der Festlegung gemeinsamer Ausbauziele mitwirken, wird auch der Zubau der Erneuerbaren planbar. Bisher interpretiert jedes Land die Energiewende noch auf seine Weise. Manche sehen sich als Stromexporteur; andere streben Energieautarkie an. Ein kohärentes Bild ergibt sich nur, wenn der Ausbau deutschlandweit abgestimmt vonstatten geht.

Mittelfristig ist ein Systemwechsel hin zu wettbewerblichen Fördersätzen unumgänglich. Das EEG war als Markteinführungsinstrument für die erneuerbaren Energien sehr erfolgreich. Jetzt, bei bald einem Viertel Anteil der Erneuerbaren am deutschen Stromverbrauch, gilt es, den Wettbewerb zurückzuholen. Hier gibt es unterschiedliche Möglichkeiten, die derzeit untersucht werden.

Wichtig ist für mich bei allen Modellen, dass sie zu einer wirksamen Kostenbegrenzung führen. Sie müssen eine Förderfestlegung im Wettbewerb, möglichst ohne politische Nachjustierung, ermöglichen. Marktsignale müssen Wirksamkeit entfalten. Zugleich sollte ein zukünftiges Fördersystem eine politische Steuerung des quantitativen sowie netzverträglichen Erneuerbaren-Zubaus ermöglichen.

Bei allen Überlegungen darf beim Ausbau der erneuerbaren Energien die europäische Perspektive nicht aus dem Blick geraten. Unser Ziel muss es sein, die besten Potenziale europaweit zu erschließen. In diesem Zusammenhang interessiert der Blick nach Brüssel: Die Europäische Kommission will voraussichtlich im Frühjahr 2013 Leitlinien für eine stärkere Koordinierung der Fördersysteme für erneuerbare Energien vorstellen. Diese Leitlinien können die Chance für eine europäischere, marktnähere Lösung sein.

4. Ein integriertes Strommarktdesign für alle Erzeugungsquellen

Allerdings reicht mittelfristig der Blick auf die erneuerbaren Energien alleine nicht aus. Das bisherige Nebeneinander der Erneuerbaren-Förderung und des konventionellen Energiesektors ist überholt und führt zu immer stärkeren Verwerfungen vor allem im Bereich der konventionellen Kraftwerke. Es ist widersinnig, für die erneuerbare und die konventionelle Erzeugung zwei dauerhaft getrennte Energiemärkte zu etablieren. Vielmehr müssen beide gemeinsam den Auftrag erfüllen, eine sichere Energieversorgung zu gewährleisten. Die Diskussionen um eine Reform des EEG und um geeignete Rahmenbedingungen zum Erhalt ausreichender konventioneller Erzeugungskapazität sind deshalb nicht getrennt voneinander zu führen. Die Märkte für die erneuerbare und die konventionelle Erzeugung müssen miteinander verzahnt werden.

Fazit

Die Energiewende ist eine Herausforderung für die Politik. Wir müssen die Rahmenbedingungen für einen fast vollständigen Umbau der Energieversorgung setzen. Der Monitoringbericht zeigt, dass die Bundesregierung auf dem richtigen Weg ist. Trotzdem müssen wir kontinuierlich überprüfen, ob wir unter dem Vorzeichen der Energiewende die richtigen Weichen für eine bezahlbare und sichere Energieversorgung für Deutschland stellen.

Hierfür müssen wir die energiepolitischen Rahmenbedingungen mit Augenmaß setzen. Dabei ist eine Rückbesinnung auf die Grundlagen unserer Wirtschaftsordnung notwendig: Marktwirtschaft und Wettbewerb.

¹ Zur Zeit des Redaktionsschlusses für diesen Artikel (Januar 2013) lagen lediglich geschätzte Daten für das Jahr 2012 vor, weshalb die Auswertung der Fortschritte auf Grundlage der im Monitoring-Bericht der Bundesregierung verwendeten Datenlage von 2011 erfolgt. Der Monitoringbericht ist abrufbar auf der Website der Bundesnetzagentur, <http://www.bundesnetzagentur.de>



***Dr. Markus Kerber
Hauptgeschäftsführer und Mitglied des Präsidiums, Bundesverband der
Deutschen Industrie***

Dr. Markus Kerber wurde 1963 in Ulm geboren. Er ist verheiratet und hat vier Kinder.

Von 1983 bis 1988 absolvierte er ein Studium der Wirtschaftswissenschaften an der Universität Hohenheim sowie an der University of California in Los Angeles. Im Anschluss begann er seine Promotion in Sozialwissenschaften, die er 1992 an der Universität Hohenheim abschloss.

Ab 1992 war Dr. Markus Kerber als Associate Director im Bereich Equity Capital Markets bei der S.G. Warburg Ltd in London tätig, bis er 1995 als Director Equity Capital Markets zur Deutsche Bank AG in London wechselte.

Im Jahr 1998 wurde Kerber Gesellschafter der GFT Technologies AG in Stuttgart. Dort war er bis 2003 als Finanzvorstand und bis 2009 als Aufsichtsratsmitglied tätig.

Im Bundesministerium des Innern leitete er von 2006 bis 2009 die Abteilung Grundsatzfragen und internationale Analysen. 2009 wurde er Abteilungsleiter für finanzpolitische und volkswirtschaftliche Grundsatzfragen im Bundesministerium der Finanzen in Berlin.

Dr. Markus Kerber ist seit Juli 2011 Hauptgeschäftsführer und Mitglied des Präsidiums des Bundesverbandes der Deutschen Industrie e.V. (BDI).

Planen, Vernetzen, Umsetzen!

Die deutsche Industrie als Schlüssel zum Erfolg der Energiewende

Dr. Markus Kerber

Aufmerksamen Touristen und Berlinern gleichermaßen sind die großflächigen Werbeplakate am Potsdamer Platz schon lange vertraut. Im Allgemeinen werden an diesem werbewirksamen Ort vor allem Hochglanz und Luxusprodukte – auch der deutschen Industrie – angepriesen. Umso mehr überrascht es daher, dass nun nur einige Meter weiter – am Leipziger Platz – etwas aus der Zeit gefallene Exemplare den Passanten von rund 100 Quadratmetern Posterfläche begrüßen. Zur Illustration der Sprüche „Höchste Zeit, dass sich was ändert!“ und „Energiewende, made in Germany“, wird dort seit ein paar Wochen der Idealkunde eines jeden Gebäudesanierers gezeigt: ein stark erneuerungsbedürftiger Heizkörper vor dem Hintergrund einer Tapete der Stilrichtung „Gelsenkirchener Barock“.

Das Bundesumweltministerium ist für diese Kampagne verantwortlich und will so Aufmerksamkeit für das derzeit wohl wichtigste innenpolitische Projekt des Landes schaffen. Die Mehrzahl der ausländischen Gäste der Stadt, die der deutschen Sprache nicht mächtig sind, wird bei diesem Anblick kaum mit dem Gedanken an ein neues Exportwunder „made in Germany“ den Heimweg antreten. Jedoch auch den deutschsprechenden und mit dem Thema Energiewende vertrauten Passanten regt das Poster zum Nachdenken an; skizziert es doch einige wichtige Aspekte im Zusammenhang mit der Energiewende.

Der BDI hat seit Ausrufung der Energiewende die Oberziele dieses Umbauprojektes akzeptiert. Gleichfalls hat die deutsche Industrie stets einen strukturierten Prozess zur Bewältigung der großen Herausforderung Energiewende gefordert. Der BDI hat zudem mit der Kompetenzinitiative-Energie im Sommer 2012 eine eigene Initiative unter Beteiligung aller im BDI vertretenen Branchen angestoßen. Aus diesem Projekt lassen sich klare Anforderungen an Politik ableiten.

Vernetzt denken und das Marktdesign im Stromsektor nachhaltig verändern – permanente Nachbesserungen vermeiden

- Die Reform des Strommarktdesigns sollte im Idealfall die Gewährleistung der Versorgungssicherheit und den Ausbau der erneuerbaren Energien miteinander kombinieren.
- Diese Herausforderungen müssen gut überlegt zeitnah angepackt werden, da die Versorgungssicherheit sonst gefährdet ist.

- Die Bundesregierung muss die Energiewende europäisch koordinieren und den Austausch mit den Nachbarstaaten suchen. Die Unsicherheit über konkurrierende Ziele und Initiativen hemmt Investoren in der Industrie.

„Zeit, dass sich was ändert!“ kann mit Nachdruck für die derzeitige Verfassung des Strommarktes gefordert werden. Dabei müssen besonders in diesem Teil des Energiesektors systemische Zusammenhänge beachtet werden. Indem insbesondere der Zubau der Photovoltaik verstärkt dazu beiträgt, dass sich Investitionen in gesicherte Kraftwerksleistung im derzeitigen Marktdesign aus betriebswirtschaftlicher Sicht nicht mehr lohnen, kann ab 2022 die Sicherheit der Stromversorgung in Gefahr geraten, wie die Kompetenzinitiative des BDI gezeigt hat. Nur wenn Stilllegungen vermieden werden und es zu Neubauten kommt, wird die Spitzenlast die gesicherte Kapazität nicht strukturell übertreffen.

In Anbetracht der langen Planungs- und Baufristen, die für die Errichtung energiewirtschaftlicher Infrastruktur benötigt werden, und auch unter Berücksichtigung der derzeit voranschreitenden Stilllegungspläne bei verschiedenen Bestandskraftwerken müssen daher heute die Weichen für die Stabilität der Stromversorgung gestellt werden. Das zukünftige Marktdesign muss dabei jedoch über die Ermöglichung gesicherter Erzeugungsleistung hinaus überarbeitet werden. Möglichst gelingt ein großer Wurf, der die effiziente Integration der erneuerbaren Energien ins Gesamtsystem mit der Verfügbarkeit von gesicherter Leistung kombiniert.

Nachdem die Bundesregierung mit ihrem Vorschlag zur „Strompreis-Sicherung im EEG“ Ende Januar erste Vorstellungen formuliert hat, müssen nun möglichst rasch weitere Überlegungen hinsichtlich des gesamten Marktdesigns vorgelegt und dann unmittelbar nach der Wahl in Gesetzesform gegossen werden. Obwohl der Handlungsdruck groß ist, sollte das zukünftige Marktdesign gründlich überlegt und klug implementiert werden. Die Schaffung eines neuen Rahmens muss etliche Zielkonflikte im Auge behalten. Auf europäischer Ebene ist eine bessere Koordination und Harmonisierung anzustoßen. Nationale Alleingänge verbreiten in einem EU-weiten Marktumfeld Unsicherheit, wie die jetzige Diskussion der europäischen Wettbewerbsbehörde über die Förderpraxis beim Ökostrom zeigt. Ziel muss es sein, einen Ordnungsrahmen zu schaffen, der über mehrere Jahre Bestand hat und nicht Gegenstand von kontinuierlicher Flickschusterei wird.

Wirtschaftlichkeit des Umbaus muss im Vordergrund stehen – tiefhängende Früchte im Gebäudesektor müssen als erstes geerntet werden!

- Konzept zur Sanierung der fast 20 Millionen Bestandsgebäude in Deutschland fehlt
- Stimmiger Instrumentenkasten mit einer Vielzahl an Maßnahmen bereitgestellt

Die auf dem Poster gezeigte Heizungsanlage wirkt so marode, dass sich deren Ersatz durch ein modernes und effizienteres Gerät nicht nur positiv auf die Umwelt, sondern auch auf den Geldbeutel auswirken würde. Eine sanierte Wohnung mit einem modernen Heizungssystem wird so nicht nur Schadstoffemissionen reduzieren, sondern auch weniger Brennstoffe benötigen. Damit hat das BMU ein Beispiel gewählt, welches eine klassische Win-Win-Situation darstellt. Die manchmal miteinander in Konflikt stehenden Dimensionen des energie-wirtschaftlichen Zieldreieckes werden so in diesem Beispiel sinnvoll miteinander verknüpft.

Nach Meinung vieler Experten kommt dem Gebäudesektor die Schlüsselrolle bei der Bewältigung der Energiewende zu; fallen hier doch rund 40 Prozent des Energieverbrauchs an. Zusätzlich kann man im Gebäudesektor trotz der hinreichend beschriebenen Dilemma auch von „low hanging fruit“ für die Zielerreichung im Bereich Reduktion des Primärenergieverbrauchs sprechen – Ziel der Bundesregierung ist es, bis 2050 die Hälfte einzusparen. Im Vergleich zu anderen Bereichen müssen bei der Sanierung keine großen technologischen Hindernisse ausgeräumt werden, und auch die wirtschaftliche Amortisationszeit ist relativ kurz.

Leider sind in diesem wichtigen Bereich kaum Fortschritte zu sehen. Lange von der Industrie geforderte Maßnahmen hat die Politik noch nicht angepackt. Nach wie vor fehlt es an einem langfristig angelegten Gesamtkonzept zur Sanierung der fast 20 Millionen Bestandsgebäude in Deutschland. Immer wieder neue, nicht aufeinander abgestimmte politische Vorschläge zum Heben der unbestritten großen Einsparpotenziale beim Betrieb von Gebäuden, die oftmals nach wenigen Wochen wieder in der Versenkung verschwinden, führen zu nachhaltiger Verunsicherung der Eigentümer und damit zu Investitionszurückhaltung.

Notwendig ist ein Dreiklang aus einer unabhängigen Energieberatung, einem stringenten Sanierungsfahrplan und vor allem einer attraktiven Förderkulisse. Die langwierige Diskussion und das schlussendliche Scheitern der Pläne für ein steuerliches Anreizsystem bieten ein Paradebeispiel dafür, wie man es nicht machen sollte. Hier wurde nicht nur aufgrund parteipolitischer Erwägungen auf ein wirksames Förderkonzept verzichtet. Zusätzlich hat die Politik Millionen von privaten Ein- und Zweifamilienhausbesitzern dauerhaft verschreckt. Im Gebäudesektor stehen wir vor der Situation, dass es kein Allheilmittel zur Auslösung einer Sanierungswelle gibt. Vielmehr muss ein in sich stimmiger Instrumentenkasten mit einer Vielzahl an Maßnahmen bereitgestellt werden. Denn kein Gebäude gleicht dem anderen, kein Eigentümer dem nächsten.

Sollte es allerdings gelingen, ein flexibles, Sicherheit spendendes und attraktives Gesamtkonzept zu erstellen, so kann Deutschland es erreichen, den Gebäudebereich bis 2050 fast vollständig zu dekarbonisieren. Sollten wir scheitern, so rücken die Ziele der Energiewende insgesamt in noch weitere Ferne.

Stärkere Priorisierung der Ziele notwendig zur effizienten und effektiven Bewältigung der Energiewende – Abstimmung auf europäischer Ebene notwendig

- Die Bundesregierung muss sich sowohl national als auch international für eine klare Zielhierarchie einsetzen und sich dann konsequent für das Erreichen weniger Oberziele einsetzen
- Der möglichst schnelle Ausbau bestimmter Stromerzeugungstechnologien stellt keinen Wert an sich dar

Bei anderen energiewirtschaftlichen Baustellen liefert die Kosten-Nutzen Analyse leider nicht ein so eindeutiges Urteil. Auch ist häufig nicht zu erkennen, wie sich abzeichnende Konflikte zwischen ausgerufenen Zielen der Energiewende untereinander und auch unter Einbeziehung des energiewirtschaftlichen Zieldreiecks lösen lassen. Im Jahr 2012 wurde in Deutschland erneut der im Vorjahr aufgestellte Rekord bei der neu-installierten Leistung von Photovoltaik-Anlagen übertroffen. Insgesamt wurden wieder mehr als 7.000 MW an Kapazität zugebaut, und dies trotz der Anpassung der Fördersätze im Sommer. Die Anpassung entfaltet laut Bundesregierung erst langsam ihre Wirkung: Seit Oktober 2012 gehen die Neuinstallationen zurück.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien – vor allem im Stromsektor – schreitet schneller voran, als von der Regierung und auch von anderen Experten erwartet. Diese hohe Transformationsdynamik kommt jedoch nicht zum Nulltarif. Zwar sinken die Stromgestehungskosten insbesondere bei den Photovoltaikanlagen konstant. Mit dem verstärkten Zubau heute werden jedoch Realitäten für die Zukunft geschaffen. Von den dann wohl tatsächlich „wettbewerbsfähigen“ Kosten bei dieser Technologie kann Deutschland dann nicht mehr profitieren – trotz seiner Pionierarbeit. Denn ein Großteil der Anlagen wird in den kommenden 15 Jahren immer noch nicht aus der Solarförderung entlassen sein, und zusätzliche Stromnachfrage soll es laut Bundesregierung nicht geben. Gleichzeitig steigt die für die Refinanzierung der Anlagen aufgewendete EEG-Umlage im Jahr 2013 weiter auf rund 5,3 Cent je Kilowattstunde. Damit hat sie die Größenordnung des Großhandelspreises erreicht. Haupttreiber ist hier neben einmaligen Korrekturmaßnahmen der Ausbau der erneuerbaren Energien.

Die Dimension der Umweltverträglichkeit steht hier zumindest mittelfristig mit der Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung in Konflikt, und auch die Ziele der Bundesregierung folgen keiner klaren Hierarchieordnung. So gibt es weder innerhalb des Ausbaus der erneuerbaren Energien noch mit Bezug auf die Vermeidung von CO₂-Emissionen eine Priorisierung. Für den Aufbau der Photovoltaik werden finanzielle Ressourcen aufgewendet, die bei Priorisierung der CO₂-Emissionsreduktion an anderer Stelle sinnvoller investiert wären. Folglich entstehen unnötige Kosten für Industrie und Haushalte.

Die Bundesregierung soll bei ihrer eigenen Priorisierung zudem verstärkt die Europäische Union einbeziehen. Die Energiewende funktioniert nicht ohne die Dekarbonisierungspolitik auf EU-Ebene. Sich einander beeinflussende Politikmaßnahmen lassen sich nicht isoliert voneinander steuern.

Geschlossene industrielle Wertschöpfungsketten der Industrie bewahren und Innovationschancen ergreifen

- Die Energiewende muss aus einem Guss gelingen und Chancen für den gesamten Standort Deutschland bedeuten
- Investitionen im Energiesektor werden Innovationen und Marktchancen hervorbringen
- Energieintensive Industrien sind vom Erhalt der Ausnahmeregelungen abhängig

Wohingegen die vom BMU ausgewählte Heizungsanlage auch bei ihrer technischen Nutzungsdauer ihren Zenit überschritten hat, lässt sich dies für einen Großteil der in Deutschland vorhandenen Energieinfrastruktur nicht behaupten: Deutschland ist trotz einiger Baustellen, etwa bei den Stromnetzen, nicht mit vielen anderen Ländern auf eine Ebene zu stellen. Im Vereinigten Königreich ist beispielsweise der Kraftwerkspark deutlich älter als in Deutschland. Die Energiewende in Deutschland entwertet bestimmte Anlagen politisch, denen technisch durchaus noch eine längere Lebenszeit zugebilligt werden könnte. Dies gilt im Stromsektor für bestimmte in Süddeutschland gelegene, neue Gaskraftwerke, deren Betrieb sich nach nur einigen Jahren Laufzeit nicht mehr lohnt genauso wie für einige Atomkraftwerke.

„Präferenzordnungen und Märkte ändern sich, und das ist eben Geschäftsrisiko“, könnte man den Anlagenbesitzern nun zurufen – wäre da nicht die Tatsache, dass es bisher keinen vollständig adäquaten Ersatz bei dieser kritischen und nachgefragten Infrastruktur gibt. Gesamtwirtschaftlich betrachtet, erneuert Deutschland heute einen wichtigen Teil seiner Infrastruktur, baut dabei jedoch teilweise Parallelstrukturen auf und entwertet wirtschaftlich noch nutzbare Anlagen. Das verkürzt Investitions- und Payback-Zyklen. Infrastrukturinvestitionen folgen zudem dem Quasi-Naturgesetz, dass der Großteil der Kosten zu Beginn, während der Planungs- und Bauzeit, anfällt. Erneuerbare Anlagen, obwohl auch diese irgendwann erneuert werden müssen und keineswegs „ewig“ halten, benötigen keine Brennstoffe. Deutschland ist daher momentan in der kritischen Phase der Vorfinanzierung für spätere Zeiten. Es muss aufpassen, dass es sich dabei nicht verhebt. Nur so können die großen technologischen Chancen genutzt werden.

Die Kompetenzinitiative des BDI hat gezeigt, dass für die Energiewende bis 2030 rund 200 Mrd. Euro zusätzlich an Investitionen anfallen. Diese Investitionen führen dazu, dass die gesamtwirtschaftlichen Kosten abhängig von der Entwicklung der internationalen Brennstoffpreise in diesem Zeitraum um 15 bis 35 % steigen werden. Ein Großteil des Infrastrukturaufbaus wird in den erneuerbaren Technologien und im Stromsektor bei Netzen geschehen.

Deutschland wird so als erste große Industrienation sein Energieversorgungssystem umbauen, ja sogar revolutionieren. Schon heute schauen Delegationen aus anderen Ländern neugierig auf die Umsetzung dieses industriepolitischen Projektes Energiewende. Ausländische Unternehmen gründen Abteilungen, die sich explizit der Analyse der deutschen Situation widmen. Der grundsätzliche Umbau der Energieversorgung hin zu einer intelligenteren und dezentraleren Struktur kommt Schumpeters Konzept der „Kreativen Zerstörung“ nahe. Innovation und neue Wertschöpfung, die zu gesamtwirtschaftlichem Wohlstand führen, können die Folge sein. Die technologischen Chancen gilt es zu ergreifen. Der Industriestandort Deutschland ist ein Labor für diesen Umbau. Einen Fehlversuch kann sich das Land jedoch nicht leisten.

Wie auch immer dieser Umbau refinanziert wird: Am Ende bleiben jedoch zunächst die zusätzlichen Kosten, die die Gesellschaft tragen muss.

Derzeitig geschieht dies vor allem direkt durch die EEG-Umlage und die Netzentgelte, die eine mögliche steuerliche Finanzierung ersetzen. In Deutschland wird der Infrastrukturaufbau also über den Strompreis refinanziert.

Davon sind vor allem diejenigen betroffen, die am meisten Strom nutzen; die Unternehmen aus der Industrie. Energie ist neben der Arbeit der alles entscheidende Produktionsfaktor in Deutschland. Energieverbrauch ersetzt zunehmend die Arbeit und sorgt so für die Steigerung der Produktivität, die das Wirtschaftswachstum ermöglicht. Bei der Befreiung vieler industrieller Betriebe von wettbewerbsgefährdenden Preissteigerungen – Deutschland ist schon heute ein Land mit im internationalen Vergleich sehr hohen Strompreisen – herrscht größtenteils ein parteienübergreifender Konsens. Diese Einigkeit ist mit Blick auf die Kostensteigerungen für die Zukunft dringend notwendig.

Die zukünftige Bundesregierung muss sich zum Industrieland Deutschland bekennen. Ein solches Bekenntnis schließt den Einsatz für ein internationales „level playing field“ voraus. Industrie und industrienaher Dienstleistungen bilden den Wachstumskern der Volkswirtschaft. Das hat sich bei der Bewältigung der Finanz und Wirtschaftskrise 2008/2009 eindrucksvoll gezeigt. Dank der starken industriellen Basis ist Deutschland schneller und stärker aus der Krise gekommen als viele unserer Nachbarn. Deutschland ist zum Vorbild für andere hochentwickelte Länder geworden. Ein mehr als 20-prozentiger Anteil der Industrie an der Wertschöpfung in Deutschland macht diese zu einem strategischen Sektor für das Land. Über Wertschöpfungsketten und Innovationscluster ist die energieintensive Industrie ein elementarer Bestandteil dieser Leistung.

Die Kompetenzinitiative hat in diesem Zusammenhang exemplarisch dargestellt, wie sich die Preise verändern würden. Im Durchschnitt würden laut Kompetenzinitiative die Preise bei Wegfall aller Entlastungen und unter Beibehaltung des derzeitigen Marktdesigns um mehr als ein Drittel ansteigen. Für die stromintensivsten Unternehmen würden sich die Preise von rund 5 Cent auf mehr als 15 Cent sogar verdreifachen. Ein Zurückfahren der Ausnahmeregeln würde daher existentielle Probleme für die energieintensiven Branchen bedeuten. Es sind jedoch auch gerade diese energieintensiven Industrien, die das Rückgrat für viele technologische Innovationen bilden. Werkstoff- und Grundlagenforschung und deren großtechnische Anwendung, z. B. in der chemischen Industrie, schaffen erst die Voraussetzungen für eine energie- und material-effiziente Zukunft auf globaler Ebene.

Schon heute hemmt die Unsicherheit über den Fortbestand der Ermäßigungen gerade die Investitionen der Anlagenbauer. Die Bundesregierung muss hier eine klare Position vertreten. Es wäre nicht mit den umweltpolitischen Zielen der Bundesregierung zu vereinbaren, wenn in Zukunft Erzeugnisse energieintensiver Produktion aus dem Ausland „made in Germany“ verdrängten, denn in vielen Ländern herrschen deutlich geringere Umweltstandards als in Deutschland. Für Umwelt und Klima wäre so nichts gewonnen. Die Energiewende muss als gesamtwirtschaftliches Projekt aus einem Guss gestaltet werden und allen Branchen – den Technologieanbietern und den Grundstoffindustrien – eine faire Chance zur Partizipation bieten.

Internationale Entwicklungen im Fokus behalten, gegebenenfalls mehr Flexibilität einbauen (zeitlich, örtlich, technologisch)

- Deutschland ist als ein in den Welthandel integriertes Land nicht unabhängig von internationalen Entwicklungen. Schon heute wirken Entwicklungen in anderen Ländern sich auf die Energieversorgung und die Wirtschaftlichkeit des Standortes Deutschland aus.
- Die Regierung sollte diese Entwicklungen im Fokus behalten und gegebenenfalls an bestimmten Stellen durch höhere Flexibilität bei der Zielerreichung nachsteuern.

Durch den Ausbau der erneuerbaren Technologien reduziert Deutschland langfristig den Einsatz fossiler Energieträger, die 2012 mit rund 80 % noch den Großteil der Energieversorgung sicherstellen. Deutschland deckt dabei zurzeit den Großteil seines Energieverbrauchs mit Importen aus dem Ausland, zum Beispiel mit Kohle aus Kolumbien oder mit Erdgas aus Russland. Durch die Energiewende macht sich das Land unabhängiger von den internationalen Brennstoff- und Rohstoffmärkten, was sowohl Vor- als auch Nachteile mit sich bringt.

Auf der einen Seite erwarten die meisten Experten, dass langfristig bei den fossilen Energieträgern mit strukturellen Preissteigerungen zu rechnen ist; be-

nötigten die sich rasch industrialisierenden Schwellenländer doch immer mehr Rohstoffe für die Fortsetzung ihres Entwicklungspfades. Mit der Energiewende sinkt der Brennstoffkostenanteil der Stromversorgung durch die Verdrängung fossiler Erzeugung von 20 % im Jahr 2010 auf 8 bis 11 % im Jahr 2030. Die Importmengen fossiler Brennstoffe sinken dadurch bis 2030 um mehr als 30 %. Deutschland senkt somit das Preisrisiko bei Öl, Gas und Kohle.

Auf der anderen Seite verdeutlicht der seit 2008 anhaltende Boom bei der Förderung unkonventioneller Erdgas- und Ölvorkommen, dass sich die Knappheit auf den Brennstoffmärkten nicht bereits morgen einstellen wird. Die Schiefergasrevolution in den Vereinigten Staaten, die auch anderenorts Nachahmer finden kann, zeigt, dass mittelfristig zumindest keine geologischen Gründe für ein Ende des fossilen Zeitalters sprechen. In den USA sind die Preise für Erdgas seit 2008 um zwei Drittel gefallen, was neben der amerikanischen Klimabilanz auch deutlich die Wettbewerbsfähigkeit der Energieversorgung in den USA verbessert.

Wenn man sich zudem die gewaltigen Investitions- und Forschungsbudgets der Öl- und Gasbranche vergegenwärtigt, dann wird deutlich, dass sich die beteiligten Unternehmen noch lange gute Geschäfte mit fossilen Energieträgern versprechen. Schon rufen Unternehmensvertreter auf der anderen Seite des Atlantiks neben einem „goldenen Zeitalter für Gas“ auch ein „goldenes Zeitalter für die amerikanische Industrie“ aus. Wie tangiert uns das in Deutschland?

Zunächst einmal müssen wir uns vor Augen führen, dass die Energiewende nicht im luftleeren Raum stattfindet. Sie ist vielmehr von internationalen Entwicklungen betroffen. Die mit der Energiewende einhergehende Reduktion der Handelsverflechtungen bei den fossilen Brennstoffen sorgt dafür, dass das Land von steigenden Preisen nicht betroffen ist. Bei fallenden Preisen profitiert die deutsche Industrie jedoch auch nicht, während sich andernorts die Wettbewerbsfähigkeit verbessert.

Die Kompetenzinitiative des BDI zeigt, dass die Energiewende die Umsatzchancen deutscher Unternehmen im Weltmarkt verbessert. Von heute rund 42 Mrd. Euro pro Jahr wird bis 2020 ein Anstieg auf rund 61 Mrd. Euro erwartet. Deutschland baut durch die Energiewende Systemkompetenz in der Bereitstellung neuartiger Infrastrukturleistung auf. Jedoch sind auch diese Exportchancen bei verschiedenen Technologien abhängig von Preisentwicklungen auf den internationalen Rohstoffmärkten. Der „Business Case“ für den Verkauf von Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien ist fundamental an die Preise für fossile Energieträger gebunden. Viele Staaten werden ihr Energiesystem nicht aus Altruismus umbauen, sondern bei ihren Planungen hart rechnen.

Wirtschaftlich markiert die Energiewende eine Wette auf steigende Brennstoffpreise. Es liegt nicht nur in der Hand der Bundesregierung, dass die Energiewende zu jedem Zeitpunkt Deutschland wirtschaftlich besser darstellen lässt.

Sie muss sich jedoch jeden Tag dafür einsetzen, dass wir uns mit eigenen und vermeidbaren Fehlern bei der Umsetzung der Energiewende nicht aus dem Markt katapultieren. Hier nimmt die deutsche Industrie die Politik in die Pflicht: Die Energiewende wird nur dann zu einem Modell für Nachahmer in der Welt werden, wenn sie wirtschaftlich tragfähig gestaltet wird.

Die Bundesregierung sollte zu der Einsicht kommen, dass die Energiewende zugrunde liegenden Annahmen – beispielsweise rasch ansteigende Brennstoffpreise – nicht in Stein gemeißelt sind. Aus dieser Einsicht sollte die Bereitschaft für etwas mehr Flexibilität bei der Umsetzung der Energiewende resultieren. Der Zubau der erneuerbaren Energien im Stromsektor schreitet zu schnell voran. Eine Planübererfüllung in einem Teilbereich riskiert, das große Ganze zu gefährden.

Die deutsche Industrie sieht in der erfolgreichen Umsetzung der Energiewende große Chancen. Deutschland baut als erste Volkswirtschaft nennenswerte Systemkompetenz im Umgang mit einem gänzlich neuen Energiesystem auf. Dadurch entstehen Marktchancen für deutsche Leitanbieter – für neuen Wohlstand und neue Arbeitsplätze im Industrieland Deutschland.



Wilfried Köplin

Leiter des Bereichs Corporate Energy Policy & Reporting innerhalb der Bayer MaterialScience AG, Vorstandsstab der Bayer AG, Repräsentant der Unternehmenspolitik für NRW, Vorsitzender des Fachausschusses für Energiepolitik im Verband der chemischen Industrie (VCI), Mitglied des Vorstandes des Ausschusses für Energie- und Klimapolitik im BDI

Wilfried Köplin, am 3. November 1952 in Detmold geboren, studierte Energietechnik an der Technischen Universität Hannover und begann 1979 seine Berufslaufbahn beim Rheinisch-Westfälischen Elektrizitätswerk AG (RWE). Bis 1999 war Köplin in der Regionalversorgung Bergisch-Land der RWE Energie AG in verschiedenen betrieblichen und energiewirtschaftlichen Funktionen, zuletzt als Leiter des Vertriebs, tätig.

1999 wechselte Köplin zur Bayer AG in Leverkusen und übernahm dort die Leitung des Bereichs Energiewirtschaft, um die Energiebeschaffung des Konzerns auf die neuen Möglichkeiten in liberalisierten Märkten umzustellen. Im Zuge der organisatorischen Neuausrichtung des Konzerns wechselte Köplin mit der Funktion 2002 zur Bayer Technology Services und 2004 zum Chemieparkbetreiber Bayer Industry Services, die spätere Currenta

Seit 2007 leitet Köplin die Konzernenergiepolitik der Bayer AG, die organisatorisch der Bayer MaterialScience AG zugeordnet ist.

Seit 2009 ist er zusätzlich dem Vorstandsstab angegliedert und vertritt als Repräsentant des Unternehmens die Unternehmenspolitik in NRW.

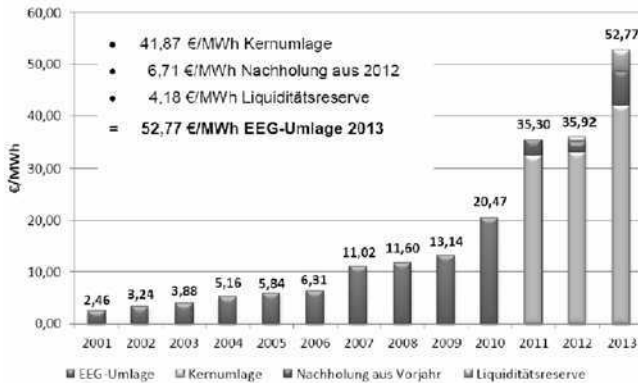
Mehr Markt und weniger Regulierung - Marktintegration erneuerbarer Energien mit neuem Strommarktdesign

Wilfried Köplin

Erneuerbare Energien haben im Jahr 2012 in Deutschland bereits einen Anteil von rund 23 Prozent an der Stromerzeugung erreicht. Das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) – ursprünglich als Markteinführungsinstrument erdacht – fördert ungebremst den weiteren Ausbau, obwohl die technischen Systeme und die für die Förderung zahlenden Stromverbraucher bereits an den Grenzen ihrer Belastungsfähigkeit stehen. Die EEG-Umlage zur Förderung Erneuerbarer Energien ist in 2013 auf den Rekordwert von 5,28 Cent pro Kilowattstunde angehoben worden – 47 Prozent mehr als noch 2012 (Abb. 1). Der rasante Kostenanstieg belastet private Stromverbraucher und die Wirtschaft gleichermaßen. Die Rufe nach sozialen Stromtarifen werden lauter und unverzichtbare Sonderregelungen zur Entlastung der im globalen Wettbewerb stehenden stromintensiven Industrie werden zunehmend in Frage gestellt. Eine gefährliche Entwicklung! Statt die Ursachen der Fehlsteuerung schnellstmöglich zu beheben, wird eine Diskussion über die Kostenverteilung geführt. Die Systemstabilität der Stromversorgung ist bereits massiv gefährdet, weil die vorhandenen Stromnetze für die neuen Lastverhältnisse nicht konzipiert sind. Da Wind und Solarstrom einen Einspeisevorrang erhalten haben, verdrängen sie Strom aus konventionellen Kraftwerken aus dem Markt, wenn Sonne und Wind zur Verfügung stehen. Das macht zunehmend den Bau neuer Gas- und Kohlekraftwerke unwirtschaftlich. Doch wir brauchen dringend neue, sicher verfügbare Kraftwerke, um die Stromversorgung für Zeiten sicherzustellen, in denen Photovoltaikanlagen und Windkraftanlagen mangels Sonne und Wind nicht produzieren. Die beschriebenen Probleme sind darauf zurückzuführen, dass das EEG den Zubau von Anlagen mit zwanzigjährigen Einspeise- und Vergütungsgarantien bedingungslos belohnt, unabhängig davon, ob der in diesen Anlagen produzierte Strom benötigt wird. Auch wenn ein Stromnetz für den Abtransport fehlt, oder wenn Anlagen aus Gründen der Versorgungssicherheit vorübergehend abgeschaltet werden müssen, wird die Vergütung bezahlt. Das Vergütungssystem sieht weder Anreize für den Einsatz kostengünstigerer Stromerzeugung vor, noch ist es relevant, ob bei Ausfall der Anlagen ausreichende Ersatzkapazitäten zur Verfügung stehen. Die parlamentarische Anpassung der gesetzlichen Einspeisevergütungen an die tatsächlichen Kosten der Stromerzeugung dauert Monate. Dies führt zum Teil zu unverhältnismäßig hohen Renditen der Strom-einspeiser, die sich zu Lasten der Stromverbraucher in immer höheren EEG-Umlagen widerspiegeln.

Dieser Aufsatz beschreibt die Anforderungen an ein neues Strommarktdesign, setzt sich mit konkurrierenden, in der Öffentlichkeit diskutierten Ansätzen zur Lösung der beschriebenen Defizite heutiger Strukturen kritisch auseinander und beschreibt das vom Autor präferierte Modell einer energiewirtschaftlichen

Abb.1: Entwicklung der EEG-Umlage



Verknüpfung von erneuerbaren Energien mit konventioneller Stromerzeugung, Stromspeichern und verbraucherseitigen Lastflexibilitäten.

ANFORDERUNGEN AN EIN NEUES STROMMARKTDESIGN

Ein neues Strommarktdesign muss gewährleisten, dass die volkswirtschaftlichen Kosten des gewollten Umstiegs von Stromerzeugung aus Kohle und Kernenergie auf überwiegend erneuerbare Energien minimiert werden und dass die für ein Industrieland unverzichtbare Qualität und Zuverlässigkeit der Stromversorgung erhalten bleibt. Dazu müssen genügend Innovations-, Investitions- und Effizienzreize gesetzt werden (Abb. 2).

Marktwirtschaftliche Strukturen haben sich gegenüber anderen Wirtschaftsformen als klar überlegen herausgestellt. Ziel und Richtschnur bei der Umstellung des Stromversorgungssystems auf erneuerbare Energien muss deshalb sein, die marktwirtschaftlichen Prinzipien so weit wie möglich zu erhalten. Die Preisbildung muss sich kontinuierlich aus Angebot und Nachfrage ergeben. Staatliche Eingriffe müssen, soweit sie erforderlich sind, auf ein Mindestmaß reduziert werden. Soweit eine Anreizsetzung für den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien notwendig ist, um die angestrebten Ausbauziele zu erreichen, muss diese so erfolgen, dass ein effizientes Marktgeschehen so wenig wie möglich beeinträchtigt wird.

Die **Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit** darf durch das Marktdesign nicht gefährdet werden. Das System sollte Anreize setzen, möglichst zum richtigen Zeitpunkt am richtigen Ort die erforderlichen technischen Einrichtungen zu errichten, die erforderlich sind, erneuerbare Energien so effizient wie möglich in das System zu integrieren. Zum Ausgleich volatiler Stromeinspeisungen

Abb.2: Anforderungen an ein neues Strommarktdesign



1. Soviel Markt wie möglich, so wenig Regulierung wie nötig.
2. Setzen von Innovationsanreizen
3. Setzen von Investitionsanreizen
4. Setzen von Effizianzanreizen
5. Hinreichend genaue Mengensteuerung für den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien
6. Minimale Kostenbelastung der Stromverbraucher
7. EU-weite Anwendbarkeit

aus Photovoltaikanlagen und Windkonvertern müssen jederzeit ausreichende Ersatzkapazitäten vorhanden sein, um den Strombedarf zu decken.

Der Ausbau weiterer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien muss zeitlich möglichst präzise gesteuert werden können. Nur so ist zu gewährleisten, dass die für die Stromeinspeisungen erforderlichen Netzausbauten rechtzeitig fertiggestellt werden können. Und nur so ist zu gewährleisten, dass die Energiewende industrielle wie private Stromverbraucher nicht wirtschaftlich überfordert. Mit Bedacht gesetzte Ziele dürfen nicht unkontrolliert übererfüllt werden.

Industriestrompreise müssen international wettbewerbsfähig sein. Die Industrie ist auf eine sichere Energieversorgung zu wettbewerbsfähigen Preisen angewiesen. Industrielle Produktion ist in der energieintensiven Industrie mit einem hohen spezifischen Energiebedarf je produzierter Einheit verbunden. Energie ist für die Unternehmen ein wesentlicher Kosten- und Wettbewerbsfaktor und entscheidet mit darüber, ob sich Unternehmen mit hiesiger Produktion im internationalen Wettbewerb behaupten können. Gerade für das Industrieland Deutschland und dessen im globalen Wettbewerb stehenden energieintensiven Industrien ist eine sichere und wettbewerbsfähige Energieversorgung unabdingbar, damit sie weiterhin in Deutschland produzieren, damit Wertschöpfung und Arbeitsplätze in Deutschland garantieren und mit ihren hier entwickelten und hier gefertigten Produkten maßgebliche Beiträge zum Klimaschutz leisten können.

Ein neues Strommarktdesign muss dafür ausgelegt sein, zu einem späteren Zeitpunkt europaweit angewendet zu werden (**EU-Kompatibilität**). Es ist schwer vorstellbar, eine Energiewende dauerhaft nur in den Grenzen Deutschlands

umzusetzen. Langfristig müssen wir einen Binnenmarkt für Elektrizität realisieren, in dem erneuerbare Energien dort bevorzugt genutzt werden, wo die besten Bedingungen dafür vorliegen. Auch die Vorhaltung konventioneller Kraftwerkskapazitäten für den Ausgleich volatiler Stromeinspeisungen aus Wind- und Photovoltaikanlagen sollte schon aus wirtschaftlichen Gründen europaweit organisiert werden.

SPIEGELUNG DER ANFORDERUNGEN AN ALTERNATIVEN MODELLEN

EEG (Status Quo)

Das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) in der vorliegenden Fassung (31.01.2013) erfüllt alle beschriebenen Anforderungen nicht. Insbesondere die Vermarktung des Stroms aus Windkonvertern und Photovoltaikanlagen durch die Übertragungsnetzbetreiber am Spotmarkt ohne Festlegung eines Gebotspreises hat zu den erkannten, auch in diesem Aufsatz beschriebenen Fehlentwicklungen geführt. Eine hinreichend genaue Mengensteuerung findet durch den Gesetzgeber nicht statt. Die Folge ist, dass das für 2020 gesetzte Ausbauziel für Strom aus erneuerbaren Energien sehr wahrscheinlich weit übererfüllt werden wird, wenn nicht bald Korrekturmaßnahmen eingeleitet werden. Da das System vollständig reguliert ist, fehlen jegliche Anreize zur Effizienzverbesserung. Das EEG ist nicht kompatibel mit anderen in Europa praktizierten Fördermodellen, was von vielen Befürwortern auch gar nicht angestrebt wird. Regelrecht kontraproduktiv wirkt sich die EEG-Förderung hinsichtlich der Versorgungssicherheit aus. Die Stromnetze geraten immer häufiger an die Grenzen ihrer Belastungsfähigkeit und der Kraftwerkspark veraltet, weil der Neubau von modernen, flexibel einsetzbaren Gas- und Kohlekraftwerken unter bestehenden Rahmenbedingungen nicht wirtschaftlich ist. Die Kostenbelastung der Verbraucher hat akzeptable Grenzen längst überschritten. Um die energieintensive Industrie vor Wettbewerbsnachteilen und damit unsere Volkswirtschaft vor Wertschöpfungsverlusten zu verschonen sind Entlastungsregelungen eingeführt worden, die gesellschaftlich aber unter Kostenverteilungsaspekten zunehmend in Frage gestellt werden.

Fazit: Das EEG erfüllt alle Anforderungen nicht!

Kapazitätsmechanismen, wie sie gegenwärtig zur Schaffung einer sicheren Kraftwerksreserve diskutiert werden, sind wenig geeignet, wettbewerbliche Strukturen zu erhalten. Es sind keine Märkte, auf denen täglich Angebot und Nachfrage aufeinander treffen. Vielmehr wird durch regulierte Verfahren die Bereitstellung von Kraftwerkskapazitäten ausgeschrieben. Der Gewinner dieser Ausschreibungen erhält dann für eine festgesetzte Zeitdauer zugesicherte Erlöse, unabhängig davon, ob und wieviel Strom in der Anlage produziert wird. Die Kosten würden über Umlagen auf die Stromverbraucher verteilt werden. Problematisch bei derartigen Kapazitätsauktionen ist die richtige Festlegung der Ausschreibungsmenge. Wird sie zu hoch angesetzt, werden zu Lasten der

zahlenden Stromverbraucher Überkapazitäten geschaffen; wird sie zu niedrig angesetzt, werden Versorgungsengpässe provoziert. Hinzu kommt, dass es zusätzlicher Regulierung bedarf, um „Vorfahrtsregeln“ im Strommarkt für Kraftwerke mit und ohne Kapazitätsprämien aufzustellen. Kapazitätsmechanismen sind ergänzende Mechanismen, die nur dann erforderlich werden, wenn ein Strommarktdesign die Kapazitätsbereitstellung nicht marktwirtschaftlich anreizt.

Fazit: Kapazitätsmechanismen sind eine risikobehaftete Ergänzung zu marktwirtschaftlich unzureichend ausgerichteten Strommarktmodellen.

Quotenmodell

Mit einem Quotenmodell werden technologieunabhängig Vorgaben für zu erreichende Anteile von Strom aus erneuerbarer Energie im Portfolio eines Stromhändlers gesetzt. Dieses mengengesteuerte Modell ist sicherlich gut geeignet, die beschlossenen Ausbauziele zu erreichen. Die technologieunabhängige Förderung führt sicher auch dazu, dass der gewünschte weitere Ausbau erneuerbarer Energien zu volkswirtschaftlich vergleichsweise niedrigen Kosten erfolgt. Diesen Effizienzreizen steht allerdings gegenüber, dass ebenso wie bei der EEG-Einspeisevergütung vom Modell keinerlei Impulse zur Systemstabilisierung ausgehen. Ein Quotenmodell wird vor allem den Ausbau der relativ kostengünstigen Windenergie verstärken, was die Stromnetze wegen der ungleichen regionalen Anlagenverteilung zunehmend belasten wird. Auch gehen vom Quotenmodell keine Anreize für den Bau erforderlicher konventioneller Kraftwerke aus, was zusätzliche Regulierungen zur Kapazitätsbeschaffung erforderlich macht.

Fazit: gute Ansätze vorhanden, aber marktwirtschaftlich unzureichend.

Auktionsmodell

In einem Auktionsmodell wird vorgegeben, welche Anlagenkapazität in welcher Technologie (Wind, Photovoltaik, u.a.) zugebaut werden soll. In einer Auktion würden sich die potentiellen Investoren um den Zuschlag bewerben. Die Gewinner bauen die Anlagen und erhalten für eine definierte Zeit eine risikofreie Einspeisevergütung. Von diesem Modell geht eine exakte Mengensteuerung für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien aus. Wettbewerb findet aber nur kurzzeitig im Rahmen der Auktionen statt. Ein marktwirtschaftliches Modell, in dem kontinuierlich Angebot auf Nachfrage trifft, ist dies nicht.

Die Stabilisierung der Stromnetze müsste ebenso durch regulatorische Eingriffe gesichert werden wie die Bereitstellung notwendiger Ersatzkapazitäten auf fossiler Basis – mit allen im Kapitel „Kapazitätsmärkte“ beschriebenen Risiken.

Fazit: Suboptimal! Zu viel Regulierung, zu wenig Markt!

PRÄFERIERTES MODELL

Die beschriebenen Anforderungen lassen sich durch eine energiewirtschaftliche Verknüpfung von volatilen Stromeinspeisungen aus Anlagen zur Umwandlung erneuerbarer Energien mit konventionellen Kraftwerken, Stromspeichern und verbraucherseitigen Lastflexibilitäten am besten erfüllen. Diesen Ansatz vertreten auch namhafte Energiewissenschaftler (u.a. Professor Dr. Georg Erdmann, TU Berlin).

Die Vermarktung von Strom aus Windkraftwerken und Photovoltaikanlagen muss weitgehend aus dem Spotmarkt in den Termin- oder Forwardmarkt überführt werden, denn Terminprodukte sind per Definition mit einer Liefergarantie versehen, die durch diese Verknüpfung hergestellt werden kann. Die Stromhändler müssen durch den Markt Anreize erhalten, sich im Wettbewerb durch Anbieten langfristig planbarer Produkte mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energie zu positionieren. Um den Übergang vom heutigen EEG in das neue Strommarktdesign zu gestalten, sollten den Stromhändlern durch eine differenzierte Marktprämie zusätzliche Anreize gesetzt werden. Die Marktprämie würde an die Stelle der heutigen Einspeisevergütungen treten und langfristig abgebaut werden. Am Ende dieses Prozesses stünde eine neue, marktübliche Mischkalkulation für im Terminmarkt nachgefragte Stromprodukte (Monatsbänder Jahresbänder)

Rahmen für ein neues Strommarktdesign:

1. Strom aus erneuerbaren Energien konsequent in den Strommarkt integrieren

Die Stromerzeuger müssen ggfs. mit Hilfe von Dienstleistern den Strom selbst vermarkten und die Netzbetreiber (regulierter Bereich) von diesen Aufgaben entlasten. Nur wenn den Stromerzeugern diese Verantwortung übertragen wird, werden Sie zur Steigerung des Marktwerts ihrer Produkte selbst dafür Sorge tragen, dass die volatilen Wind- und Solarstromangebote mit geeigneten Back-up-Kapazitäten (konventionelle Kraftwerke, Stromspeicher, abschaltbare Lasten) ausgeglichen werden. Im Strommarkt werden sich sehr schnell neue Strukturen bilden, die es auch der Vielzahl von Stromeinspeisern mit kleinen Anlagen (z. B. PV-Anlagen auf Einfamilienhäusern) leicht machen, „ihren Strom“ über Stromhändler „zu veredeln“ und im Markt anzubieten. Für die Bestandsanlagen hat der Gesetzgeber bekanntlich 20jährige Einspeisevergütungen garantiert. Im neuen Strommarktdesign müssten den Stromeinspeisern aus diesen Anlagen von den Stromhändlern die garantierten Vergütungen ausgezahlt werden. Die Händler würden dafür einen 1:1-Ausgleich erhalten, der über die EEG-Umlage zu refinanzieren wäre.

2. Markteinführungsförderung optimieren

Die bisher nach dem EEG entrichteten Einspeisevergütungen und optionalen Marktprämien müssten in eine Markteinführungsprämie überführt werden. Neben der schon bisherigen Differenzierung nach Technologien sollten weitere Steuerungselemente eingeführt werden:

- a. Differenzierung nach „Veredelungsgüte“ (Nachfrageorientierung)
(geringste Prämien für Day-ahead-Fahrpläne; höchste Prämien für Jahresbänder)
- b. Keine Prämienzahlung bei negativen Börsenpreisen (Nachfrageorientierung).
Wenn es der Bestandsschutz erfordert, müsste für Bestandsanlagen der dadurch entstehende Zahlungsausfall ggf. im Wege einer pauschalen Jahresausgleichszahlung nachgeholt werden, die in die EEG-Umlage einfließt.
- c. Keine Entschädigungszahlungen gemäß § 12 EEG (Netzausbau-Orientierung).
Für die Abregelung aus netztechnischen Gründen soll es künftig keine Entschädigung geben. Nur wenn Anlagenbetreiber auch wirtschaftliche Risiken tragen müssen, werden sie die Standortauswahl mit Bedacht und in Abstimmung mit den Netzbetreibern auswählen.

Die Markteinführungsprämie sollte von einer zentralen Instanz (möglichst ohne parlamentarische Verfahren) den Markterfordernissen kurzfristig angepasst werden können und degressiv gestaltet werden.

Die Prämienzahlungen werden wie bisher über eine EEG-Umlage an die Letztverbraucher belastet. Die hier vorgeschlagene Optimierung wird zu erheblichem Effizienzgewinn und damit zu niedrigeren Umlagen führen.

3. Den Zubau von Kapazitäten marktwirtschaftlich regeln

Wie vorangehend beschrieben muss ein Ausgleich des volatilen Wind- und Solarenergieangebots durch flexible Erzeugungs- oder Lastkapazität erfolgen. Die Stromeinspeiser können diese bei Betreibern konventioneller Kraftwerke, flexibler Verbraucher und/oder den Betreibern von Stromspeichern kontrahieren. Als Verträge dafür kommen Langfristverträge, Optionsverträge und Speicherverträge in Betracht. Aus Langfristverträgen könnten definierte Strommengen mit zeitlicher Flexibilität bezogen werden. Optionsverträge würden die Option sichern, dann aus konventionellen Kraftwerken Strom zu beziehen, wenn die erneuerbaren Energien nicht zur Verfügung stehen oder Ersatzstrom einen definierten Marktpreis übersteigt. Und Speicherverträge würden das Ein- und Ausspeisen von Strom aus Speichern vertraglich regeln. Die Nachfrage nach diesen Verträgen wird durch die differenziert gestaltete

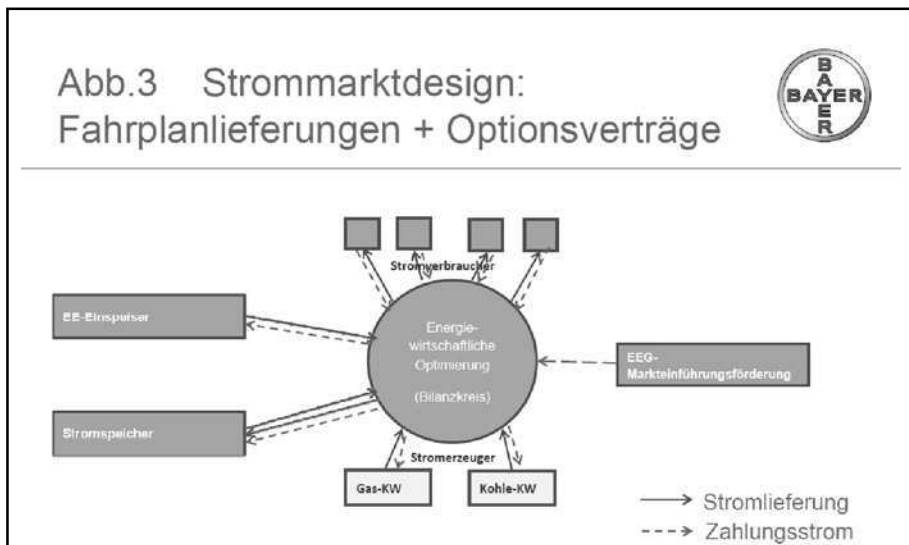
Markteinführungsprämie (s.o.) angereizt. Aus der Nachfrage würden markt- und wettbewerbsorientiert Anreize für Neuinvestitionen in notwendige Kraftwerkskapazitäten entstehen. Regulatorische Maßnahmen wie im Fall von „Kapazitätsmechanismen“ wären nicht erforderlich.

ZUSAMMENFASSENDE BEWERTUNG

Der Autor schlägt vor, die EEG-Einspeisevergütung durch Anreize für markt-erfahrene Händler zu ersetzen, den eingespeisten Strom in von Sonne und Wind unabhängige Stromprodukte zu integrieren, welche die Verbraucher nachfragen. Dazu würden die Händler Strom aus erneuerbaren Energien mit Strom aus konventionellen Kraftwerken energiewirtschaftlich verknüpfen, Stromspeicherkapazität einbinden und Verträge mit Großverbrauchern abschließen, die vorübergehend ihren Stromverbrauch senken oder erhöhen können (Lastflexibilitäten). Mit diesen bereits bewährten Instrumenten lassen sich viele der identifizierten Probleme lösen und die wachsenden Kosten des weiteren Ausbaus erneuerbarer Energien minimieren (Abb. 3).

Das vorgeschlagene Modell verzichtet weitestgehend auf die unmittelbare regulatorische Einflussnahme auf den Zubau von Kraftwerkskapazitäten und setzt sowohl für den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien als auch für den Zubau notwendiger konventioneller Kraftwerkskapazitäten auf marktwirtschaftliche Mechanismen. Wettbewerb wird in mehrfacher Hinsicht angeregt:

- die Anbieter von Strom aus erneuerbaren Energien müssen sich untereinander im Wettbewerb behaupten,



- die Anbieter von Maßnahmen zur Systemstabilisierung (Back up-Kapazitäten, Speicher, verbraucherseitige Maßnahmen, u.a.) bieten ihre Leistungen im Wettbewerb an.
- Optionsverträge und langfristige Lieferverträgen werden unter Wettbewerbsbedingungen angeboten und nachgefragt.
- Die Stromhändler, die die Optimierungsaufgaben wahrnehmen, müssen sich untereinander im Wettbewerb um Stromkunden behaupten.

Im Ergebnis wird eine Marktintegration von Strom aus erneuerbaren Energien im gewünschten Umfang zu volkswirtschaftlich niedrigsten Kosten erreicht, ohne die für ein Industrieland unverzichtbare Versorgungssicherheit zu gefährden. Nach einer Übergangszeit kommt das Modell ohne Markteinführungsförderung aus. Das Modell ist offen und vorbereitet für eine erweiterte Anwendung über die Grenzen Deutschlands hinaus.



Dr. Rolf Linkohr
Abgeordneter des Europäischen Parlaments (1979 - 2004)

Herr Linkohr begann 1961 mit seinem Studium der Physik und der Physikalischen Chemie an den Universitäten Stuttgart, München und Aberdeen/Schottland und promovierte über die Kinetik von Ionenaustauschern. Danach war er als Forschungsarbeiter bei der Deutschen Automobil GmbH (DAUG) in Esslingen-Mettingen tätig und beschäftigte sich dort insbesondere mit dem Thema Wasserstoffspeicherung und der Entwicklung neuer Batteriesysteme.

Von 1979 – 2004 war er Abgeordneter des Europäischen Parlaments, wo er sich insbesondere für Energie- und Forschungsthemen eingesetzt hat.

Von 2005 – 2007 war er Sonderberater des EU-Kommissars für Energie.

Von 2005 – 2009 leitete er den von ihm gegründeten Think-Tank „Centre for European Energy Strategy – C.E.R.E.S sprl in Brüssel.

Herr Linkohr ist in verschiedenen nationalen und internationalen Gremien tätig und hat zahlreiche Artikel zur Europa-, Energie- und Forschungspolitik veröffentlicht. Er ist Offizier der Französischen Ehrenlegion und Träger des chilenischen Ordens „Al Merito de Chile: Gran Cruz“.

Der Europäische Binnenmarkt - eine Voraussetzung für die Energiewende

Dr. Rolf Linkohr

Deutschlands Energiepolitik ist in die EU vertraglich und technisch fest eingebunden.

Die deutsche Energiepolitik bildet sich auf dem europäischen Binnenmarkt ab. So steht es im Vertrag von Lissabon, einer Art Europäisches Grundgesetz, in dem die Rechte und Pflichten der Mitgliedstaaten der EU beschrieben werden. Danach gehört die Energiepolitik zu den so genannten geteilten Aufgaben: die Mitgliedstaaten sind für den Energiemix zuständig, sie bestimmen also die Wahl der Energieträger, während die EU für den Energiemarkt, die Versorgungssicherheit, die Energieeffizienz, die Entwicklung neuer und erneuerbarer Energiequellen und für die Energienetze verantwortlich ist.

Der Vertrag von Lissabon hat allerdings keine neuen Tatsachen geschaffen, sondern nur fest geschrieben, was ohnehin schon Übung war. Doch im Unterschied zu früher besteht jetzt eine Rechtsgrundlage für das Handeln der EU wie auch der Mitgliedstaaten.

Über die Aufnahme eines Energiekapitels in den Vertrag gab es übrigens viele Jahrzehnte unterschiedliche Meinungen, denn die Mitgliedstaaten der EU konnten sich lange Zeit nicht über ein gesondertes Kapitel im Vertrag einigen. Denn schließlich nehmen auch viele nationale Verfassungen keinen Bezug auf diese besondere Form der Industriepolitik. Ein Hinweis auf die Energiepolitik wurde deshalb von den meisten Mitgliedstaaten abgelehnt. Schließlich gibt es im Vertrag auch keine Erwähnung der Chemiepolitik, des Maschinenbaus, der Informationstechnik, etc. Nur das Europäische Parlament hat immer wieder verlangt, dass in die verschiedenen Europäischen Verträge die Pflicht zu einer gemeinsamen Energiepolitik aufgenommen wird, da es der Meinung war, Energie sei Teil der Daseinsfürsorge und Europa sei dafür verantwortlich, dass ausreichend Energie zu kostengünstigen Preisen zur Verfügung stehe. Am Ende gaben die Mitgliedstaaten dem Drängen des Europäischen Parlaments nach und kodifizierten, was eigentlich schon lange Übung war. Geändert hat sich in der Sache aber nichts.

Dennoch verdienen drei Tatsachen einen erläuternden Kommentar. Zum einen bleibt die Auswahl der Energiequellen in der Verantwortung des jeweiligen Mitgliedstaates. Damit wurde bestätigt, dass der nationale Energiemix von der öffentlichen Meinung abhängt und die ist bekanntlich von Land zu Land verschieden. Den Österreichern die Vorliebe der Tschechen für die Atompolitik aufzuzwingen, ist ebenso sinnlos wie umgekehrt den Tschechen eine Begeisterung für Erneuerbare nahe zu bringen. Da es keine einheitliche europäische öffent-

liche Meinung in Sachen Energie gibt und auch nicht versucht wird, sie herzustellen, bleibt es also bei der nationalen Auswahl der Energiequellen.

Die zweite Bemerkung hebt auf den Begriff der neuen Energiequellen ab. Darunter werden alle Energiequellen verstanden, die neu, aber nicht erneuerbar sind. Neu sind effizientere Kohlekraftwerke, CCS, also die Abtrennung von CO₂ aus den Abgasen der Kohlekraftwerke und ihre Verbringung unter der Erde, die Kraft-Wärme-Kopplung, neue Gaskraftwerke, aber auch die Kernspaltung und die Kernfusion, mit anderen Worten alles, woraus sich nachhaltig Strom gewinnen lässt. So können sich Frankreich wie Deutschland auf den EU-Vertrag stützen.

Zum dritten verdient der Beschluss der EU, bis 2020 20% der Endenergie aus erneuerbaren Energiequellen zu gewinnen, noch eine besondere Aufmerksamkeit. Genau genommen greift er in die Wahlfreiheit der Mitgliedstaaten ein, denn wer 20% seiner Energie zwingend aus Erneuerbaren gewinnen muss, kann sie nicht aus anderen Energiequellen herstellen. Er ist in seinen Entscheidungen eingeschränkt. Auch gehen die meisten Staaten davon aus, dass aus den 20% 30 oder 40% werden, wenn die Ziele für 2030 oder 2040 festgelegt werden. In diesem Fall wäre die Entscheidung der Nationalstaaten über den Energiemix noch mehr eingengt.

Nun sieht der Vertrag aber vor, dass sehr wohl alle möglichen Beschlüsse gefasst werden können, auch wenn sie nicht explizit im Vertrag festgelegt sind. Es müssen sich nur alle Mitgliedstaaten einig sein. Das war offenbar bei den Erneuerbaren der Fall, die derzeit einen sehr hohen Stellenwert in allen Mitgliedstaaten haben, so dass es in der Öffentlichkeit nicht gut ankäme, wenn sich eine Regierung oder ein Parlament einer Steigerung der Erneuerbaren in den Weg zu stellte. Ob aber auch in Zukunft die Erneuerbaren einen derart hohen Stellenwert behalten werden, wissen wir nicht. Denn die öffentliche Meinung ist keine Konstante in der Zeit. Auch lassen die hohen Kosten für die Erneuerbaren in Deutschland jene Staaten zögern, die durch die Finanz- und Wirtschaftskrise in finanzielle Schwierigkeiten geraten sind. In einigen Ländern wird sogar bereits jetzt die Unterstützung für die Erneuerbaren spürbar verringert, in anderen – wie in Frankreich – findet auf Initiative des Staatspräsidenten eine öffentliche Debatte über die zukünftige Energiepolitik statt, die sehr stark von der Abschätzung der Kosten bestimmt sein dürfte. Bei den Kosten handelt es sich in der Regel um kurzfristige, über wenige Jahre hinweg auftretende Belastungen. Langfristige Vorteile, etwa die Verringerung von Importen, spielen in der Debatte eine untergeordnete Rolle. Eine solche Betrachtung ist verständlich, wenn einem das Wasser bis zu Hals steht.

Ob aus diesen oder aus anderen Gründen die Erneuerbaren eine hohe, wenn nicht ausschließliche Stellung behalten werden, ist nicht ausgemacht. So haben etwa jüngst die Tschechische und die Slowakische Republik in einer gemeinsamen Kabinettsitzung beider Regierungen eine Höherbewertung der Kernenergie in der EU gefordert. Aus heutiger Sicht ist schwer zu sagen, ob es sich

dabei um eine einmalige Stellungnahme handelt oder ob es im Laufe der Jahre zu einer europaweiten Neubewertung der Energiequellen kommen wird.

Aus diesen Sätzen geht zumindest hervor, dass die Europäischen Institutionen eine Verantwortung bei der Gestaltung der Energiepolitik haben. Kommission, Rat und Parlament sind deshalb zur Zusammenarbeit verpflichtet. Es nimmt deshalb nicht Wunder, dass der Beschluss der Bundesregierung zur Energiewende, bei dem die Mitgliedstaaten der EU weder konsultiert noch informiert wurden, eine Verstimmung auslöste. Kritik kam vor allem von schwedischer und französischer Seite, während Österreich die deutsche Wende begrüßte. Die Bundesregierung hat beim Atomausstieg wohl vertragskonform gehandelt, denn nur sie ist für den deutschen Energiemix zuständig, doch sie hat sich sehr undiplomatisch verhalten. Sie hat die europäischen Nachbarn in einer Weise brüskiert, die nicht ohne Folgen bleiben dürfte. Denn den Nachbarn entstehen durch die Energiewende hohe Schäden. So klagt der schwedische Staatskonzern Vattenfall auf Entschädigung, weil die Schließung seiner beiden Kernkraftwerke Brunsbüttel und Krümmel Verluste in Milliardenhöhe nach sich ziehen. Bekommt Vattenfall Recht, dann muss die Bundesrepublik für den Milliardenverlust aufkommen. Frankreich fürchtet um die Versorgung aus deutschen Kernkraftwerken, vor allem in einem kalten Winter, wenn die französischen Elektro-speicheröfen nicht mehr ausreichend Strom aus den eigenen Kernkraftwerken beziehen können. Erst jüngst hat Polen seine Leitungen für deutschen Windstrom gesperrt, da es nicht einsieht, der deutschen Entscheidungen wegen Stromleitungen ausbauen zu müssen. Die Tschechen wollen sich dieser Haltung anschließen.

Nun wird die Suppe sicher nicht so heiß gegessen wie sie gekocht wird. Deutschland hat weiterhin Strom exportiert. Und die Stromnetze sind noch nicht zusammen gebrochen. Inzwischen gibt es auch eine Vielzahl von europäischen Arbeitsgruppen, um die Folgen der deutschen Energiewende besser beherrschen zu können. Schließlich ist Deutschland nicht das einzige Mitgliedsland, das aus der Kernenergie aussteigen oder nicht in sie einsteigen will. Deutschlands Vorgehensweise wird auch von vielen bewundert. Doch der rasche Ausbau der Wind- und Solarenergie verlangt nach völlig neuen Strukturen, neuen Netzen, Speichern, etc. Europa muss versuchen, die verschiedenen nationalen Energiesysteme, um nicht zu sagen Energiekulturen, verträglich zu machen, was nicht einfach ist, um nicht zu sagen, fast unmöglich ist, denn bei den Erneuerbaren handelt es sich um fluktuierende Systeme, bei den herkömmlichen Systemen um eine kontinuierliche Stromerzeugung.

Der erste und vielleicht wichtigste Rat an die Bundesregierung, die neue wie die alte, lautet deshalb, dass sie auf europäische Kompatibilität bei ihren Bemühungen mehr als bisher achtet.

Dass diese Empfehlung nicht selbstverständlich ist, zeigt ein Blick auf die Zehn Punkte, die Umweltminister Altmaier als wichtigsten Wegweiser für die Energiewende vor kurzem veröffentlichte. Europa kommt in den Empfehlungen gar nicht vor. Doch strebt der Umweltminister offenbar einen Club von Staaten an, der genauso wie Deutschland die Erneuerbaren zum Staatsziel erklärt.

Dabei wäre eine stärkere Berücksichtigung der Europäischen Zusammenarbeit im Sinne der Energiewende, denn wenn sich die Deutsche Energiepolitik tatsächlich auf die EU abbilden würde, könnte – so zumindest die Einschätzung der Kommission – bis zu zwanzig Prozent des europäischen Energieverbrauchs gespart werden.

Was wäre deshalb zu ändern?

Zum einen läge nahe, die Energie dort zu gewinnen, wo sie am kostengünstigsten zur Verfügung steht, also die Photovoltaik im warmen Süden und die Windenergie im stürmischen Norden zu konzentrieren. Um dies zu erreichen, wäre eine Anpassung der verschiedenen nationalen Förder-systeme angebracht. Am Ende würde die EU, nicht der Nationalstaat zum Bezugsrahmen für die Förderung. Allerdings wäre die Voraussetzung, dass die Regierungen Abschied von der nationalen Vision der Energiepolitik nähmen, wonach es leider nicht aussieht.

Des Weiteren wäre zu empfehlen, die verschiedenen Back-up Systeme zu europäisieren. Die Sicherstellung der Stromversorgung mit ausschließlich nationalen Kapazitäten widerspricht dem Geist des Binnenmarkts und hält Kraftwerke am Leben, die bei einem funktionierenden Binnenmarkt nicht gebraucht würden.

Auch wäre es sinnvoll, eine europäische Einspeisegarantie anzustreben. Strom aus Erneuerbaren sollte nicht nur im nationalen Netz, sondern auch im europäischen Netz Vorrang haben.

Nehmen wir ein Beispiel. Strom aus Windkraftanlagen, der in einem Land im Überschuss erzeugt wird, müsste im Nachbarland zwingend gekauft werden müssen. In der Folge müsste das aufnehmende Land die Leistung seiner Grundlastkraftwerke verringern. Der Betreiber würde Gewinneinbußen hinnehmen müssen, für die er aber eine europäisch festgesetzte Entschädigung beanspruchen könnte. So könnten bestehende Kraftwerke besser genutzt werden und der Bedarf an Neuanlagen wäre geringer.

Und zuletzt müssten der Leitungsbau und der Bau von Stromspeichern grenzüberschreitend beschleunigt werden.

Die Vorstellungen dazu wurden bereits erarbeitet und der Ausbau – jedenfalls was die Leitungen betrifft - beschlossen. Allerdings wird es lange dauern, bis die Kuppelstellen und die Leitungen fertig sind.

Bleiben diese Maßnahmen aus, was vermutlich der Fall sein wird, dann führt die deutsche Energiewende zwangsläufig zu einer Renationalisierung der Energiepolitik.

Energieautonomie?

Seit längerem gibt es den Versuch, den Zwängen der Europäischen Energiepolitik durch eine Renationalisierung zu entkommen. Das Stichwort heißt Energieautonomie. Demnach erzeugt jeder Staat, jede Region mehr oder weniger die von den Verbrauchern benötigte Energie durch entsprechende Vorkehrungen selbst. Nicht Integration, sondern Autonomie wird zum Ziel erklärt. Dem entspricht auf politischer Ebene die Dezentralisation als Gegenpol der Globalisierung. Dezentrale Technologie wird als demokratiefreundlich betrachtet, Zentralität wird mit Bürokratie und Demokratiefeindlichkeit gleichgesetzt. Die Energieversorgung wird somit zum Feld politischer Prioritäten.

Welche Kosten die Dezentralität verursacht, bleibt im Dunkeln. Es wird einfach unterstellt, dass eine lokale Energiepolitik kostengünstiger ist, da sie weniger oder keine Hochspannungsnetze benötigt. Auch würde die Importabhängigkeit abnehmen und Deutschland müsste weniger für seine eingeführte Energie bezahlen. So wenden sich die Anhänger der Energieautonomie auch gegen den Transport von Strom aus den Windkraftanlagen der Nordsee nach Süddeutschland oder gegen Desertec, das im heißen Nordafrika Strom aus solarthermischen Anlagen gewinnen möchte und ihn – zumindest teilweise – nach Europa leiten will.

Techniken für diese Vision sehen die Vertreter der Energieautonomie in den „smart grids“. Auch erwartet man Fortschritte bei den Energiespeichern, etwa der „Power to Gas“-Technologie, bei der überschüssiger Wind- oder Solarstrom in speicherfähigen Wasserstoff oder Methan umgewandelt werden kann. Ohnehin sollen alle verfügbaren natürlichen Ressourcen genutzt werden.

Die Idee – oder ist es eine Vision? – der Energieautonomie hat sicher etwas Verführerisches und sollte nicht einfach verworfen werden. Bereits heute sind viele Städte und Regionen in Mitteleuropa bemüht, Kraft und Wärme selbst bereit zu stellen. Sollte die Dezentralisierung aber zum politischen Ziel erklärt werden, dann hätte sie das Ende der europäischen Energieintegration zur Folge. Nicht mehr die kostengünstigste Lösung käme zum Zuge, sondern die dezentralste. Am Ende wäre Europa da, wo es vor vielen Jahrzehnten stand, nämlich bei der teureren nationalen Energiepolitik.

Die künftige Bundesregierung muss sich deshalb entscheiden, was sie will. Und sie muss sich über die Folgen bewusst sein.

Die Europäische Energiepolitik setzt bislang auf die Vorteile der Integration. Dazu gehört der freie grenzüberschreitende Handel, der in der Energiepolitik bedeutet, dass jeder und jede seinen oder ihren Strom in Europa einkaufen kann, wo er oder sie es will. Die Erneuerbaren sollten dort genutzt werden, wo sie am kostengünstigsten sind, also die Sonne im Süden und der Wind im Norden Europas. Und die Netze verbinden die einzelnen Staaten und Regionen, wie einst die Straßen und Schiffswege im alten Rom die einzelnen Regionen zusammenhielten. Netze wurden als ein Kitt für die Integration Europas angesehen. Nach dieser Vorgabe verfuhr die EU spätestens seit dem Maastrichter Vertrag aus dem Jahre 1992. Mit einem gesonderten Kapitel über die Trans-europäischen Netze erhielt zum ersten Mal die EU die Verantwortung über die europäischen Magistralen, wozu auch die Stromnetze gehören.

Über die Möglichkeiten der dezentralen Stromversorgung wusste man in Maastricht noch wenig oder nichts. Deshalb wäre es durchaus angebracht, heute intensiv über sie nachzudenken. Vor allem aber muss sich die EU, und damit auch Deutschland, im Klaren über die Folgen einer solchen Entscheidung sein.

Naheliegender wäre eine Mischung beider Strategien. Dezentralität käme dort zum Zuge, wo Kosten verringert werden können, Integration aber dort, wo ebenfalls Kosten gespart werden können. Der Maßstab für die Energiestrategie wären also vermiedene Kosten, nicht aber politische Vorgaben. Nicht kleine Strukturen wären das Ziel, sondern die europäische Wirtschaftlichkeit.

Die Zukunft der EU wird sich daran entscheiden, ob wir den Weg der Renationalisierung – denn nichts anderes ist die Dezentralisierung – gehen wollen, oder nicht. Es könnte sehr wohl sein, dass die EU einer solchen Debatte nicht mehr ausweichen kann.

In Österreich werden zum Beispiel spätestens ab 2015 alle Verbraucher, also auch die Industrie, nur noch atomfreien Strom von den Elektrizitätswerken beziehen können. Die EVUs haben sich verpflichtet, in den Nachbarländern keinen Atomstrom mehr zu kaufen, selbst wenn er billiger als Strom aus erneuerbaren Quellen wäre. Offiziell verboten ist der Kauf wohl nicht, denn damit würde Österreich gegen EU-Recht verstoßen, doch Regierung, Umweltschutzverbände und Elektrizitätswirtschaft einigten sich nach langen Diskussionen im April 2012 über ein Herkunftszertifikat, was nach den Europäischen Richtlinien durchaus möglich ist. Der Verbraucher soll wissen, woher sein Strom stammt. Nur in den Fällen, wo Unternehmen direkte Verträge mit nicht-österreichischen Atomstromanbietern unterhalten, soll der Bezug noch möglich sein. Doch wie auch immer, der Import von Atomstrom wird stigmatisiert

Sollte das Beispiel des geächteten Atomstromimports Schule machen, dann könnten nicht nur mehr und mehr Länder dem österreichischen Beispiel folgen, sondern es könnten auch weitere Produkte gefunden werden, die auf den Index der eingeführten Waren gesetzt werden. Schließlich gibt es in vielen Län-

dem Abneigungen gegen das eine oder andere Produkt. Beispiele könnten gentechnisch veränderte Lebensmittel oder Produkte sein, die mit Atomstrom hergestellt wurden. Oder Wasser aus privaten Anlagen. Der Nationalismus käme auf Umwegen zurück und würde die Vorteile des offenen Markts in das Gegenteil verkehren. Europa würde sich selbst strangulieren.

Nun mögen diese Befürchtungen übertrieben sein, zumindest wäre es zu hoffen, doch die Tendenzen sind nicht mehr zu übersehen. Besonders die integrative Wirkung des Energiemarkts scheint gefährdet zu sein. Autonomie, einst ein Begriff, der die Freiheit der Städte beschrieb, könnte so zur Gefahr für die Europäische Integration werden.

Der kommenden Bundesregierung wäre deshalb zu raten, auf eine Klärung hinzuarbeiten, wieweit sie gehen will, um Energieautonomie ohne Rücksicht auf Kosten und auf die Europäische Integration durchzudrücken.

Denn klein ist nicht zwingend mit kostengünstig gleichzusetzen. Unsere Versorgung mit den lebensnotwendigen Gütern ist sowohl auf kleine, aber auch auf große Strukturen hin ausgerichtet. Wir beseitigen unseren Abfall auch nicht hinter dem Haus, sondern haben dafür zentrale Einrichtungen eingerichtet, die zuweilen sogar die regionalen Grenzen sprengen. Auch exportieren wir Güter in alle Welt und erhalten damit unsere Arbeitsplätze, so wie wir andere Güter oder Rohstoffe importieren. Würden wir nicht bei der Versorgung nach den Gesetzen der kostengünstigsten Arbeitsteilung vorgehen, wären unsere Lebenshaltungskosten weit höher als heute. Die Kosten zu senken ist deshalb kein böswilliges kapitalistisches Anliegen, sondern eine gesellschaftliche Notwendigkeit.

Die Europäischen Energiesteuern müssen harmonisiert werden

Ohne in die Einzelheiten zu gehen, so kann doch ohne großes Risiko behauptet werden, dass die deutschen Stromkosten zu hoch sind. Bisläng nehmen die Deutschen die gestiegenen Kosten wohl noch hin, doch bereits heute sind je nach Umfragen mindestens ein Drittel der Befragten der Auffassung, dass der Strompreis zu hoch ist.

Es lohnt sich, die Vor- und Nachteile hoher Energiekosten kurz zu diskutieren.

Dass Deutschlands Bürgerinnen und Bürger den hohen Strompreis noch hinnehmen, hat wohl damit zu tun, dass es ihnen im Schnitt besser geht als den meisten übrigen Europäern. Der hohe Strompreis wird von den meisten Verbrauchern akzeptiert, denn schließlich handelt es sich ihrer Meinung nach um einen guten Zweck, denn damit werden erneuerbare Energien ausgebaut. Längerfristig wird ohnehin der Strompreis geringer, so wird uns erzählt, denn

irgendwann ersetzen heimische Energiequellen die teuren Importe. Sollten aber Armut und Arbeitslosigkeit wie in Spanien oder anderswo zunehmen, wären hohe Strompreise nicht mehr so leicht zu vermitteln.

Hohe Strompreise zwingen aber auch zum Sparen. Deutschland ist es tatsächlich gelungen, den Stromverbrauch, der spürbar zurückging, vom Wirtschaftswachstum, das zunahm, weitgehend abzukoppeln. Im Gegensatz etwa zu Frankreich, wo der Strompreis niedriger ist, hat Deutschland seinen Stromverbrauch verringert. Womöglich bekommen diejenigen Recht, die es für realistisch halten, dass wir mit weit geringerem Stromverbrauch auskommen können, ohne den Wohlstand verringern zu müssen.

Doch um diesen Prozess zu beschleunigen, sollten Strompreise eigentlich hoch sein. Denn gespart wird nur, wenn der Strompreis hoch ist.

Ein geringerer Strom- und Energieverbrauch verringert auch die Energieimporte. Deutschland importiert pro Jahr Energie in der Größenordnung von • 80 Mrd. Ein Teil davon ließe sich und lässt sich bereits heute durch Erneuerbare und Energieeinsparung ersetzen. Zu Recht können deshalb positive wirtschaftlich Impulse von den hohen Strompreisen der neuen Energiepolitik erwartet werden.

Nebenbei erwähnt, auch Atomkraftwerke verringern Energieimporte. Denn die Kosten des importierten Urans sind gering. Atomkraft unterstützt also die Autonomie. Doch das ist nicht unser Thema. Schließlich will die Mehrheit der Deutschen weg von ihr.

Auf der anderen Seite verringern hohe Strompreise die Wettbewerbsfähigkeit. Nach Umfragen in Deutschland glauben wohl die meisten Unternehmen nicht, dass hohe Strompreise ihre Marktchancen verringern. Doch energieintensive Unternehmen könnten durchaus durch hohe Strompreise um ihre Existenz gebracht werden, vor allem dann, wenn sie mit einigen europäischen, vor allem aber mit amerikanischen Unternehmen im Wettbewerb stehen. Denn dort ist der Strompreis wesentlich niedriger als in Deutschland – und wird es wohl auch bleiben.

Auch sollte nicht unterschätzt werden, dass der hohe Preis, den die Deutschen für die Energiewende bezahlen, die übrigen Europäer nicht unbeeindruckt lässt. Mehr als fünfhundert Milliarden Euro bis 2050 zusätzlich aufzubringen, mag vielleicht das reiche Deutschland nicht beeindrucken, denn dort macht diese Summe lediglich ein halbes Prozent des Bruttoinlandsproduktes aus, doch Staaten, denen das Wasser bis zum Hals steht, ist diese Belastung nicht zuzumuten. Auch in der Debatte in Frankreich nimmt das Kostenargument einen großen Raum ein und dürfte die Auseinandersetzung wesentlich beeinflussen.

Wir stecken also in einem Dilemma. Hohe wie niedrige Energiepreise haben Vorteile, aber auch Nachteile. Hohe Preise regen zum sparsamen Umgang mit

Energie an, doch sie könnten uns Arbeitsplätze kosten, niedrige Preise helfen der Wettbewerbsfähigkeit vieler, aber nicht aller Unternehmen, schaden aber der Energieeffizienz. Was ist zu tun?

Energiepreise sind letztlich politische Preise, die auch die soziale Lage der Bevölkerung berücksichtigen müssen. Sie dürfen aus sozialen und wirtschaftlichen Gründen nicht zu hoch sein, doch auch wieder nicht zu niedrig, um Innovationen zu verhindern.

Aus europäischer Sicht wäre es deshalb sinnvoll, die Energiepreise anzugleichen, sprich zu harmonisieren. Eine Möglichkeit wäre die Harmonisierung der Energiesteuern. Doch Steuern liegen nicht in der Kompetenz der EU, weshalb eine Harmonisierung der Energiesteuern nur bei Einstimmigkeit der Finanzminister möglich wäre. Deshalb blieben bislang alle Versuche der Kommission zur Harmonisierung – etwa der Mineralölsteuer - ohne großen Erfolg.

Die neue Bundesregierung könnte aber zumindest das Thema einer Energiesteuerharmonisierung wieder auf die Tagesordnung setzen. Denn es macht keinen Sinn, die Erneuerbaren kräftig auszubauen, aber die Energiesteuern nicht anzugleichen.

Angeglichen werden müssten aber auch die Fördermaßnahmen für die Erneuerbaren, denn sie fließen in die Energiepreise ein. Auch in diesem Fall haben weder das Europäische Parlament noch die Europäische Kommission ein Durchgriffsrecht, sie können also nur handeln, wenn sich alle Mitgliedstaaten einig sind. Doch gerade weil sich die Mitgliedstaaten auf ein prozentuales Ziel für die Erneuerbaren geeinigt haben, müssten sie auch ein Interesse daran haben, die Fördermaßnahmen wenigsten Zug um Zug zu harmonisieren. Denn sonst könnte es sehr wohl sein, dass der Integrationsprozess durch sehr unterschiedliche Fördersätze für die Erneuerbaren beschädigt wird.

Der Energiesteuerharmonisierung sollte deshalb eine europaweite Angleichung der Fördersätze für die Erneuerbaren zur Seite gestellt werden.

Der Energieverbrauch kann und muss verringert werden

Bis zu zwei Drittel der verbrauchten Energie könnte eingespart werden, so meinen jedenfalls viele Ingenieure und andere Fachleute. In der Folge würde Europa weniger Energie importieren und es könnte die Energiekosten verringern. Nehmen wir einmal an, dass die EU tatsächlich zwei Drittel der jährlich eingeführten Energie in der Größenordnung von • 400 Mrd. durch technische Maßnahmen einsparen könnte, so stünde ihr ein zusätzliches Finanzvolumen

von jährlich über 250 Mrd. zur Verfügung, eine enorme Summe, die vor allem zur Belebung der Konjunktur und zum Abbau der Ungleichgewichte in der europäischen Wirtschaft genutzt werden könnte. Nebenbei - diese Summe ist ungefähr doppelt so hoch wie der umstrittene jährliche Europäische Haushalt!

Den Energieverbrauch zu verringern, ohne dem Wirtschaftswachstum zu schaden, ist deshalb zumindest genauso wichtig wie der Ausbau der erneuerbaren Energiequellen und ihrer Infrastruktur.

Doch um den Energieverbrauch spürbar zu verringern, braucht es zuerst einmal Investitionen in Milliardenhöhe. Die Mittel dafür könnten aus einem speziell dafür geschaffenen Fonds kommen, was aber zu hohem bürokratischem Aufwand führen würde, sie könnten aber auch von privaten Unternehmen und/oder privaten Personen aufgebracht werden, sofern die staatlichen Bedingungen stimmen. Ohnehin lohnen sich die Investitionen, denn die Kosten für die Energie werden geringer, wenn weniger verbraucht wird.

Es wäre deshalb angebracht, innerhalb der EU nach finanziellen Mitteln und Wegen zu suchen, um insbesondere den finanzschwachen Staaten zu erlauben, den Energieverbrauch zu verringern. Die Energiesparrichtlinie, die jetzt in nationales Recht umgesetzt werden muss, ist nur der erste Schritt. Der zweite Schritt müsste folgen. Wir brauchen Geld, um jetzt, nicht irgendwann, die Energieeffizienz zu verbessern.

Ziele setzen, doch die Umsetzung den Unternehmen überlassen

Es ist nicht gerade elegant und wirksam, den Unternehmen Einzelheiten im Umgang mit Energiesparmaßnahmen vorzuschreiben. Findige Unternehmen wissen in aller Regel besser, wo und wie sie mit Energie sparsamer umgehen können. Es würde deshalb ausreichen, Ziele vorzugeben, doch die Umsetzung den Unternehmen zu überlassen. Ohnehin ist es ein Unsinn, in Brüssel viele Details zu beschließen, die den Unternehmen wenig Spielraum bei der Verwirklichung der Energieeffizienz lassen. In der Regel passiert dann nichts und der Kommission bleibt dann nur der Weg über ein langwieriges Vertragsverletzungsverfahren.

Die Bundesregierung sollte deshalb bei den Verhandlungen über Richtlinien auf die Festlegung verbindlicher Ziele bestehen, die Umsetzung aber den Unternehmen überlassen.

Gewiss, diese Empfehlungen sind weder neu noch haben sie nach den bisherigen Erfahrungen Aussicht auf eine rasche Umsetzung. Doch ein derart großes und wichtiges EU-Mitgliedsland wie Deutschland hat auch Möglichkeiten, die einem kleinen Land nicht ohne weiteres zustehen. Sie sollten genutzt werden. Denn sollte die Industrie weiterhin derart skeptisch gegenüber der Energiewende sein, wie es derzeit der Fall ist, so steht es nicht allzu gut um unsere Arbeitsplätze.



Dr. Ingo Luge
Vorsitzender der Geschäftsführung, E.ON Deutschland

Der Jurist startete nach Studium, Masterdiplom an der London School of Economics und Promotion in München bei der Frankona Rückversicherung. Er wechselte zur Energieversorgung Müritz-Oderhaff AG nach Neubrandenburg, danach zur Avacon AG nach Helmstedt. 2001 wurde er Finanzvorstand der E.ON Avacon AG und 2006 Vorsitzender der Geschäftsführung der E.ON Kraftwerke GmbH in Hannover. Von 2010 bis 2012 war Dr. Luge Vorstandsvorsitzender der E.ON Energie AG in München. In seiner jetzigen Funktion ist er seit Juli 2012 tätig.

Nachhaltigkeit muss anders aussehen!

Dr. Ingo Luge

Wir befinden uns heute zwei Jahre nach Fukushima. Vieles hat sich insbesondere in der deutschen Energiepolitik geändert und so langsam bekommt man ein Gefühl dafür, dass und in welche Richtung die Weichenstellungen der Politik der letzten beiden Jahre ihre Wirkung entfalten. Die Energiewirtschaft ist ein hochgradig komplexes System, bei dem das Justieren an einer Stellschraube unweigerlich Auswirkungen, vielleicht gar unerwünschte, an einer anderen Stelle nach sich zieht. So sieht sich die deutsche Politik, die die Energiewende zu einem europäischen Vorbild entwickeln will, in der Realität großen Veränderungen und Problemen ausgesetzt.

Hier gilt das erste Augenmerk den Entwicklungen auf europäischer Ebene, die zwangsläufig auch Auswirkungen auf den deutschen Energiemarkt haben. Der europäische Gedanke gelangt zunehmend ins Hintertreffen, weil nationalstaatlichen Einzellösungen immer mehr Vorrang eingeräumt wird. Die in 2012 in vielen Ländern erlebte politische und insbesondere regulatorische Intervention in Marktprozesse und deren Ergebnisse ist eher die Regel geworden. Die bisherige Überzeugung, marktwirtschaftliche Prinzipien würden sich bei der ordnungspolitischen Gestaltung der Energieversorgung durchsetzen, ist nicht mehr aufrecht zu erhalten. Auch an die Vollendung eines europäischen Binnenmarkts für Strom bis 2014 scheint trotzentsprechender Bekenntnisse in Brüssel heute ernsthaft niemand mehr wirklich zu glauben - nationale Energiekonzepte dominieren mehr denn je, Separierungstendenzen einzelner Länder sind auf dem Vormarsch. Diese fortschreitende Renationalisierung konterkariert die erreichten Liberalisierungsfortschritte. Das Nachsehen haben letztlich die Kunden, denen die erheblichen Effizienzgewinne, die ein echter europäischer Binnenmarkt für Strom und Gas ermöglichen würde, vorenthalten bleiben.

Und auch die reale klimapolitische Begeisterung Europas ist tief gefallen. Dies zeigt in aller Deutlichkeit der Niedergang des europäischen Emissionshandels, der seit etwa Mitte 2011 keinerlei Anreize mehr für einen sinnvollen Energiemix, saubere Kraftwerke und Investitionen in klimafreundliche Technologien gibt. Das einstige Leit-System der europäischen Klimapolitik steht vor dem Ende - ein schnelles und entschiedenes Gegensteuern durch Brüssel ist nicht in Sicht, obwohl Europa nach wie vor für sich die globale Führerschaft beim Klimaschutz in Anspruch nimmt, diesen Anspruch aber in der Realität massiv verfehlt. Leider ist Fakt: Europa bleibt derzeit in der Energie- und Klimapolitik hinter den eigenen Ansprüchen zurück.

Aber nicht nur die europäischen Entwicklungen, sondern vor allem auch rein deutsche Entscheidungen haben die Marktbedingungen in Deutschland massiv verändert: So zum Beispiel die Entwicklungen der Erneuerbaren Energien: Der

Ausbau der Erneuerbaren in Deutschland ist in jedem Fall zunächst eine Erfolgsgeschichte, wenn man bedenkt, dass in den letzten zwanzig Jahren ein Anteil von knapp 25% an der Stromversorgung erreicht werden konnte. Allerdings ist damit auch längst die Zeit des „David-gegen-Goliath“ vorbei, die Erneuerbaren können und müssen sich jetzt aus dem staatlich geschützten Bereich hinaus bewegen und im Wettbewerb auf eigenen Beinen stehen. Die Kostenspirale, die durch die EEG-Umlage entsteht, dreht sich ungebremst weiter und belastet Wirtschaft und Verbraucher. Vor diesem Hintergrund kann es in Niemandes Interesse liegen, den weiteren Ausbau der Erneuerbaren nach den bisherigen Subventions-Prinzipien fortzusetzen. Fakt bleibt aber auch, dass alle politischen Versuche, die Erneuerbaren mehr in den Markt zu integrieren, bislang gescheitert oder nicht entschieden genug durchgesetzt worden sind.

Gleichzeitig wird auch einer breiteren Öffentlichkeit zunehmend bewusst, dass die im Wettbewerb stehenden konventionellen Kraftwerke nicht immer weiter durch einen ungesteuerten Ausbau der Erneuerbaren unter Druck gesetzt werden können. Denn sie werden noch lange gebraucht. Die einst verbreitete Erwartung, man könne auf konventionelle Kraftwerke immer mehr verzichten, wenn man nur immer mehr und schneller Erneuerbare Energien zubaue, ist durch die Realität widerlegt worden. Wind und Sonne allein können noch lange nicht, und vielleicht nie, die alleinige Grundlage der Energieversorgung bilden. Aktuelle Studien belegen, dass wir sogar noch im Jahr 2050 zwischen 50 und 60 GW an konventioneller Leistung benötigen werden. Im Klartext heißt dies: bis zur noch völlig offenen großtechnischen Lösung der Speicherfrage haben beide Bausteine eine Existenzberechtigung.

Wir brauchen beide, die Konventionellen wie die Erneuerbaren, die beide ihre Stärken haben und in einem ausbalancierten Gesamtsystem zusammen wirken müssen, um eine sichere, klimafreundliche und bezahlbare Energieversorgung zu gewährleisten. Leider sieht die Realität anders aus: Trotz aller Notwendigkeit zeigt sich mehr und mehr, dass die konventionellen Kraftwerke nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden können. Gegen die staatlich protegierten Erneuerbaren können konventionelle Kraftwerke sich nicht behaupten. Die Lage vor allem der modernen und umweltfreundlichen Gaskraftwerke ist dramatisch: Die Margen aus der Gasverstromung sind bis nahe Null eingebrochen, die Auslastung der Kraftwerke sinkt zudem weiter stark. Selbst neueste und effizienteste Gaskraftwerke brachten es im vergangenen Jahr nur auf gerade mal 1.600 Betriebsstunden. Üblich und nötig sind 4.000 Stunden - und die natürlich ausreichend profitabel. Dies gilt nicht nur für Altkraftwerke, sondern auch für immer mehr effiziente neue Kraftwerke. Kein Unternehmen und kein Unternehmer kann Anlagen, die ihre Kosten nicht erwirtschaften, lange halten. Die Politik muss klar sehen, was sich hier an Risiken für die Versorgungssicherheit zusammenbraut – eine Zunahme von Stilllegungen wird die Konsequenz sein. Erste Vereinbarungen über Strategische Reserven aus Altkraftwerken, die Überlegungen in Richtung Kapazitätsmarktmodelle und die händeringende Suche nach neuen Investoren in neue Kraftwerksprojekte zeigen die kritische Lage des Patienten „Energieversorgung“, dem mit einem bloßen Kurieren an Symptomen nicht mehr geholfen werden kann.

Die im Wettbewerb stehenden konventionellen Kraftwerke und die noch von staatlicher Protektion abhängigen Erneuerbaren können heute vor allem deshalb nicht koexistieren, weil ihre jeweiligen Ordnungsprinzipien unvereinbar sind. Deshalb stellt sich die Frage, welches System von welchem „lernen“ sollte bzw. welche Rahmenbedingungen für beide gelten sollen, um die Energieversorgung in Deutschland dauerhaft sichern zu können. Viele in der Energiewirtschaft, in Politik und Wissenschaft haben sich dafür eingesetzt, das marktwirtschaftliche Prinzip auch auf die Erneuerbaren auszudehnen, um die Effizienzvorteile des Wettbewerbs zu nutzen und die Gesamtkosten möglichst niedrig zu halten. Da sich dieser Ansatz momentan aber nicht wirklich durchzusetzen vermag, müssen wir uns wohl darauf einstellen, dass staatswirtschaftliche Ordnungsprinzipien auch auf die konventionellen Kraftwerke übertragen werden.

Niemand kann behaupten, er hätte bereits verlässliche Antworten auf alle offenen Fragen. Aber eines ist klar: Die Option für den Staat, nichts zu tun und untätig zu bleiben, existiert nicht, will er nicht die Versorgungssicherheit gefährden und klimapolitisch und volkswirtschaftlich unsinnige Verwerfungen in Kauf nehmen. Die schwierige Lage, in die das bisherige, auf einen liberalisierten, europäischen Markt ausgerichtete Geschäftsmodell der konventionellen Stromerzeugung geraten ist, verlangt unternehmerische Antworten, denen wir bei E.ON nicht ausweichen, aber auch energiepolitische bzw. regulatorische Antworten, die auch im Wahljahr keinen Aufschub dulden.

Als Teil dieser Antwort gelten Kapazitätsmechanismen, wie sie derzeit in verschiedenen Varianten diskutiert werden. Damit sie ihren Zweck erfüllen können, Versorgungssicherheit verlässlich und möglichst effizient zu gewährleisten, müssen einige grundsätzliche Anforderungen beachtet werden:

- Ein künftiges Kapazitätsregime muss Neu- und Bestandsanlagen erfassen,
- es muss eine ausreichende Wirtschaftlichkeit der Anlagen ermöglichen und Planungssicherheit bieten,
- durch Marktmechanismen effizient sein
- und von Anfang an europa-kompatibel konzipiert sein.

Kapazitätsmechanismen sind aber nur ein Teil der Lösung. Dazu muss ebenso eine Reform des EEG und die Integration der Erneuerbaren in ein neues Strommarktdesign gehören, wie eine Revitalisierung des europäischen Emissionshandels, damit dieser wieder seine Aufgabe als Leitsystem der europäischen Klimapolitik erfüllen kann. Es braucht also den so genannten „großen Wurf“. Pragmatische Übergangslösungen, wie sie für den süddeutschen Raum vereinbart existieren und auch für einzelne Anlagen noch erweitert werden können, sind wichtig, weil damit Zeit gewonnen wurde. Diese Zeit muss nun aber auch genutzt werden, um nachhaltige Lösungen zu finden und möglichst im gesellschaftsübergreifenden Konsens zu etablieren. Denn die Menschen wollen nachhaltig saubere Energie und einen erfolgreichen Umwelt- und Klimaschutz. Und es ist eben kein nachhaltiges Konzept, einen Teil der Energie sehr sauber, sehr instabil und sehr teuer, den Rest aber klimaschädlich, sehr sicher und billig zu machen. Nachhaltigkeit muss anders aussehen.



Sven Morlok
Sächsischer Staatsminister für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr und stellvertretender Ministerpräsident des Freistaates Sachsen

Sven Morlok wurde am 5. Mai 1962 in Stuttgart geboren. Nach dem Abitur studierte er Betriebswirtschaftslehre in Mannheim und schloss sein Studium 1992 mit einer Diplomarbeit an der TU Dresden ab.

Von 1992 bis 1996 war Sven Morlok bei der Treuhandanstalt Dresden tätig. Von 1996 an arbeitete er als Geschäftsführungsassistent bei der Nacap GmbH in Leipzig. 1999 wurde er als Geschäftsführer der Nacap GmbH bestellt. Von 2007 bis 2009 war er geschäftsführender Gesellschafter der Pommer Spezialbetonbau GmbH, Leipzig.

Sven Morlok ist Mitglied der FDP. Er war von 2004 bis 2009 Stadtrat in Leipzig und ist seit Oktober 2004 Mitglied des Sächsischen Landtags. Seit November 2009 ist Sven Morlok Sächsischer Staatsminister für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr.

Plädoyer für eine ideologiefreie, marktorientierte Energiepolitik

Sven Morlok

1. Herausforderung „Energiewende“

Im Frühsommer 2011 hat die Bundesregierung eine Reihe von Gesetzen zur Energiewirtschaft beschlossen. Begründet wurde dies mit notwendigen Konsequenzen aus dem Reaktorunfall im japanischen Fukushima. Seitdem ist in Deutschland von einer „Energiewende“ die Rede („Stromwende“ wäre wohl der treffendere Begriff). Im Kern geht es um die vorgezogene Beendigung der Kernkraftnutzung und um den beschleunigten Ausbau erneuerbarer Energien.

Der vor noch nicht allzu langer Zeit gesetzlich beschlossene Ausstiegspfad für die Energiegewinnung aus der Kernspaltung wurde radikal verkürzt. Seitdem bewegt sich die Energiepolitik in Deutschland auf einem Suchpfad nach Lösungen und Antworten. Um es an dieser Stelle noch einmal ganz klar zu betonen: Es ist richtig, die Nutzung erneuerbarer Energien auszubauen und voran zu bringen. Fossile Energieträger, die heute noch den Hauptteil der Energieversorgung tragen, sind endlich. Die weltweit steigende Nachfrage nach Energie macht darüber hinaus die Abhängigkeit von Importenergien wie Öl und Gas risikoreicher. Erneuerbare Energien sind – genau wie die Braunkohle in Deutschland – heimische und insofern im internationalen Kontext sichere Energien.

Fraglich ist allerdings, ob der Begriff der „Energiewende“ für diese Zielstellungen treffend ist. Wende ist ein Synonym für Umkehr. Eine Umkehr wird vollzogen, wenn die bisherige Richtung falsch war. Genau das ist aber mit Blick auf die Energieversorgung in Deutschland nicht der Fall. Wir haben eine äußerst leistungsfähige Energiewirtschaft. Die Bürger und Unternehmen können sich bei der Versorgung mit Strom, mit Brennstoffen und mit Kraftstoffen auf einen Standard verlassen, der seinesgleichen sucht. So liegen die durchschnittlichen Ausfallzeiten der Stromversorgung in Deutschland lediglich bei rund 15 Minuten pro Jahr – mit sinkender Tendenz. Das ist im europäischen Vergleich ein Spitzenwert. Ein hohes Niveau hat auch die Art und Weise wie unsere Energie bereitgestellt wird. Die Anlagentechnik ist effizient. Die einzuhaltenden Umweltstandards sind anspruchsvoll. Im Freistaat Sachsen steht beispielsweise der weltweit modernste Braunkohle-Kraftwerkspark. Er garantiert rund 4600 Megawatt sichere und preiswerte Grundlastleistung mit einem durchschnittlichen Wirkungsgrad von über 40 Prozent. Die Emission von umweltschädlichen Stoffen, wie Staub, Schwefeldioxid und Stickoxiden je Kilowattstunde sächsischen Braunkohlestroms ist in den vergangenen 20 Jahren um bis zu 90 Prozent zurückgegangen. Und nicht zuletzt hatten wir in Deutschland bisher (noch) Energiepreise, die für die Wirtschaft und die privaten Verbraucher tragbar waren. Das alles gilt es zu erhalten.

Notwendig ist deshalb nicht eine Wende, sondern ein Weiterentwicklung für die Energiewirtschaft. Den neuen Rahmenbedingungen muss Rechnung getragen werden. Die Ziele dafür sind definiert. Jetzt geht es darum, den richtigen Weg zu finden. Wenn Deutschland auch in Zukunft ein Standort mit funktionierender Wirtschaft, mit zukunftsfähigen Arbeitsplätzen und mit hoher Lebensqualität bleiben soll, dann darf die Stabilität, die Qualität und die Kalkulierbarkeit unserer Energieversorgung nicht zur Disposition gestellt werden. Auch unter den neuen Rahmenbedingungen soll und muss die Ausgewogenheit des energiepolitischen Zieldreiecks die Grundlage aller Entscheidungen sein. Das ist die Herausforderung, vor der die Energiepolitik steht. Eine Herausforderung für die es bisher kein Beispiel gibt.

Verantwortungsbewusstsein und Sachorientiertheit, Augenmaß und Berechenbarkeit bei jeglichem energiepolitischen Handeln sind die Voraussetzungen dafür, um diese Herausforderung zu meistern. Eine Strategie gemäß dem „Trial-and-Error-Prinzip“ wäre fatal und riskant. Der Industriestandort Deutschland steht im internationalen Wettbewerb. Sicherheit und Verlässlichkeit sind Kriterien für unternehmerische Entscheidungen. Das gilt insbesondere auch für die Energieversorgung. Jeder Zweifel an dieser Zuverlässigkeit kostet Vertrauen in den Standort Deutschland und damit letztlich Arbeitsplätze. Sicherheit und Verlässlichkeit der Energieversorgung sind auch eine Grundlage für soziale Stabilität. Für alle Verbraucher muss Energie bezahlbar bleiben. Darauf müssen die Bürger unseres Landes vertrauen können – und zwar ohne Sozialtarife, sondern durch eine sachorientierte, marktnahe Energiepolitik.

Wir brauchen das Vertrauen und die Akzeptanz bei der Wirtschaft und bei den Bürgern, wenn die „Energiewende“ gelingen soll. In den vergangenen Monaten ist der Politik dazu ein großer Vertrauensvorschuss entgegen gebracht worden. Die Reaktionen in der Öffentlichkeit, in den Medien, in der gesamten Gesellschaft auf die Zielstellungen und die Vorhaben der Bundesregierung waren überwiegend positiv. Hoffnungen auf eine sichere und zukunftsfähige Energieversorgung waren damit verbunden. Jetzt laufen wir Gefahr, diesen Vorschuss aufzubrechen und die Akzeptanz der Bevölkerung zu verlieren. Energiepolitik – so wie sie in weiten Teilen wahrgenommen wird - vermittelt zunehmend den Eindruck, nicht der Treiber des Geschehens zu sein, sondern der Getriebene.

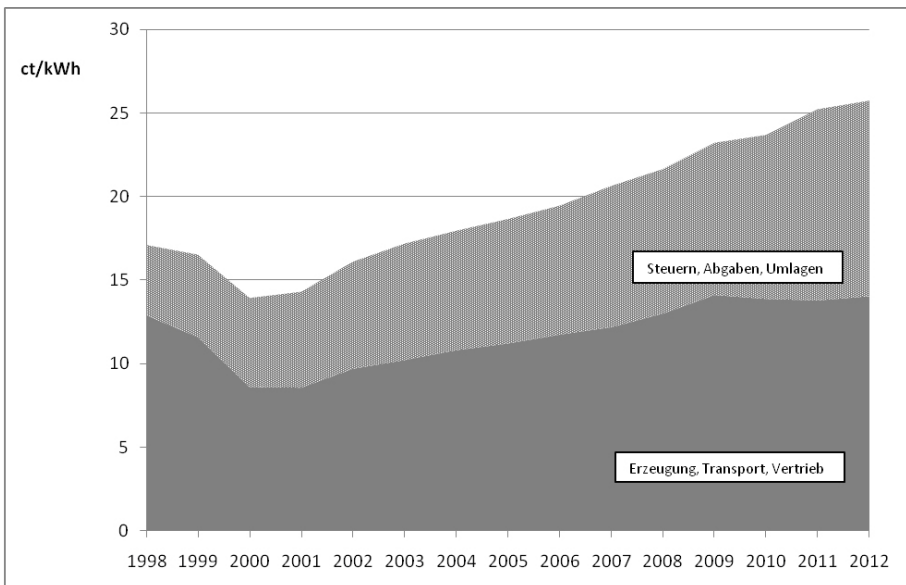
Eine besondere Schärfe und ein hohes Gefährdungspotential für die Wirtschaft und die privaten Verbraucher hat dabei die Entwicklung der Energiepreise. Der Preis, zu dem Energieträger auf dem Weltmarkt gehandelt werden, kann nur in geringem Maße beeinflusst werden. In unserer Verantwortung liegt es aber, die Rahmenbedingungen für den Energiemarkt in Deutschland zu gestalten. Die zunehmenden planwirtschaftlichen Eingriffe und Einschränkungen des Staates und damit das Zurückdrängen marktorientierter Strukturen und wettbewerblicher Mechanismen verhindern eine effiziente Energiewirtschaft.

2. Bezahlbare Energieversorgung

Die Entwicklung der Energiepreise wird ein Gradmesser dafür sein, ob und inwieweit es gelingt, die Ziele für die zukünftige Energieversorgung mit den Erfordernissen einer hoch entwickelten Industriegesellschaft in Einklang zu bringen. Dies ist gerade für Deutschland mit seinem im weltweiten Vergleich hohen Bruttowertschöpfungsanteil des Verarbeitenden Gewerbes existenziell.

Die Befürchtungen sind nicht ohne Grundlage. Bereits in den vergangenen Jahren sind die Preise für Strom, Brennstoffe und Kraftstoffe deutlich angestiegen. Wesentliche Ursache dieser Entwicklung sind insbesondere im Strombereich die staatlich verursachten Steuern und Abgaben. Der Staat war oberster Preistreiber, insbesondere in den letzten drei Jahren.

Die durchschnittliche monatliche Stromrechnung für einen privaten Haushalt mit einem Verbrauch von 3500 Kilowattstunden pro Jahr betrug im Jahr 1998 – dem Jahr der Liberalisierung des Energiemarktes in Deutschland – knapp 50 Euro. Im Jahr 2012 lag dieser Wert bei rund 75 Euro, eine Steigerung um ca. 50 Prozent. Im Jahr 1998 war knapp ein Viertel des Haushaltstrompreises von Steuern, Abgaben und Umlagen verursacht - im Jahr 2012 betrug dieser Anteil bereits mehr als 45 Prozent. Noch drastischer fällt die Vergleichsrechnung aus, wenn man die Preise für Industriestrom betrachtet. Die Steuern, Abgaben und Umlagen sind hier von 0,19 Cent je Kilowattstunde im Jahr 1998 auf 3,81 Cent je Kilowattstunde im Jahr 2012 angestiegen. Das ist eine Steigerung um das 20-fache!



Durchschnittlicher Strompreis für Haushalte in Cent je Kilowattstunde (Quelle: BDEW, 2012)

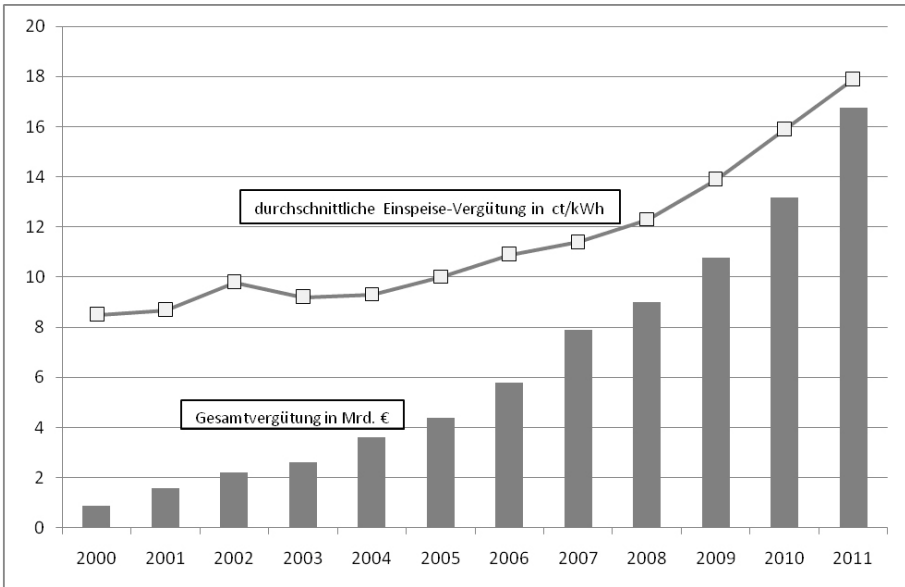
Eine Änderung in diesem Trend ist nicht absehbar. Für das Jahr 2013 ist eine weitere Erhöhung des Strompreises durch staatlichen Einfluss bereits festgeschrieben. Die wesentliche Ursache dafür ist das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Durchschnittlich rund 60 Euro mehr als im vergangenen Jahr muss jeder Haushalt aufbringen, um die Stromerzeugung aus Wasser, Wind, Biomasse und Solarenergie zu finanzieren -ein Preisaufschlag, zu dem es trotz aller gegenteiligen Beteuerungen auf Bundesebene gekommen ist. Das zeigt einmal mehr, wie wenig kalkulierbar die Kosten und die Risiken sind, die durch eine derartige Förderung der erneuerbaren Energien verursacht werden.

Mit dem Fördermodell des EEG wird ein stetig wachsender Anteil der Stromerzeugung dem Markt entzogen und über Jahrzehnte mit einer Abnahme- und Vergütungsgarantie bedacht. Marktliche Mechanismen und risikobasiertes Investitionsverhalten werden damit außer Kraft gesetzt. Was vor zwanzig Jahren, als mit dem Vorläufer des EEG, dem Stromeinspeisungsgesetz, dieses Modell eingeführt wurde, aufgrund der geringen Anteile an erneuerbaren Energien noch tragbar und tolerierbar war, stößt heute zunehmend an die Grenzen dessen, was das Energiesystem verkraften kann. Diese Art der Förderung erneuerbarer Energien belastet nicht nur in immer größerem Maße und unkalkulierbar die Strompreise, sie gefährdet auch zunehmend die Stabilität der Stromversorgung insgesamt. Die Betreiber von Anlagen zur erneuerbarer Stromerzeugung sind aus jeglicher Verantwortung für diese Systemstabilität herausgenommen.

Es ist unbestritten, dass wir unser Stromversorgungssystem umbauen müssen. Es muss an die zunehmende Nutzung erneuerbarer Energien angepasst werden. Stromerzeugung durch erneuerbare Energien stellt vollkommen andere Ansprüche an Lastmanagement, Speichertechnologien und Netzinfrastruktur als konventionelle Stromerzeugung. Dieser Umbau ist aufwendig. Er erfordert hohe materielle und finanzielle Investitionen und Zeit. Er erfordert im Einzelnen auch die Akzeptanz der Gesellschaft. Die Geschwindigkeit, mit der die erneuerbaren Energien ausgebaut werden, sollte der Geschwindigkeit des Systemumbaus entsprechen. Dies kann das EEG nicht leisten.

Der fehlende Wettbewerb ist das Grundübel des gegenwärtigen Fördermodells. Die Förderung nach dem EEG ist ineffizient in Bezug auf den Mix der Technologien, die Größe der Anlagen und die Wahl der Standorte. Sie verursacht damit Kosten, die nicht notwendig sind, um das eigentliche Förderziel zu erreichen. Die Ursache dafür ist das sehr ausdifferenzierte Fördersystem mit heute insgesamt über 300 verschiedenen Vergütungskategorien. Alle diese Kategorien führen zu unterschiedlichen Gewinnspannen. Investiert wird nicht in die effizienteste Art der erneuerbaren Stromerzeugung, sondern in diejenige Technologie, die - auf Grund gesetzlicher Preisgarantien - den höchsten Gewinn verspricht.

Dieser Mechanismus ist der Grund dafür, dass seit 2005 insbesondere die Photovoltaik überproportional ausgebaut wurde. Das starre System der festgelegten Einspeisetarife war nicht annähernd in der Lage, der Preisentwicklung für die Anlagentechnik zu folgen, die sich auf dem Weltmarkt vollzogen hat. Die



*Vergütungen nach Erneuerbare-Energien-Gesetz
(Quelle: BMU, 2012; www.eeg-kwk.net)*

Gewinnspannen wurden größer und die Errichtung von Photovoltaikanlagen in Deutschland lukrativer. Mit dieser massiven Überförderung sind Verpflichtungen eingegangen worden, die die Wirtschaft und die Bürger unseres Landes noch auf Jahrzehnte hinaus (als Kosten) belasten werden. Heute stehen über 40 Prozent der weltweit installierten Kapazität an Solarstromanlagen in Deutschland, einem nicht besonders sonnenreichen Land. Die Folge des EEG-Fördermodells ist offensichtlich: Es wurde in einem besonders starken Maße in eine besonders teure Technologie an einem dafür klimatisch nicht besonders geeigneten Standort investiert. Das ist ökonomisch hochgradig ineffizient und kann als ein Lehrbeispiel für die Folgen jeglicher Marktastinenz angesehen werden.

Nicht nur bei den Kosten und der Systemintegration, auch bei der Erreichung seiner ursächlichen, der klimapolitischen Zielstellung versagt das Fördermodell EEG. Seit 2005 wird in 30 europäischen Ländern der Kohlendioxid-Ausstoß mit Hilfe von handelbaren Zertifikaten begrenzt. Rund elftausend Anlagen sind in dieses System eingebunden. Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien werden Emissionszertifikate frei, die für kohlendioxid-intensive Anlagen preiswert zur Verfügung stehen. Insgesamt bleibt damit auf europäischer Ebene die Menge des Kohlendioxid-Ausstoßes unverändert. Verändert wird lediglich der Ort der Emission. So wird Klimapolitik konterkariert.

Das EEG, so berechtigt seine ursprüngliche Rolle als Initiator einer Entwicklung gewesen sein mag, verhindert gegenwärtig verantwortungsbewusste Lösungen für eine zukunftsfähige Energiewirtschaft in allen Bereichen.

3. Lösungsansätze aus Sachsen

Die Energiewirtschaft in Deutschland wird nur dann zukunftsfähig sein, wenn sie effizient ist. Effizientes Wirtschaften setzt wettbewerbsfähig und marktorientierte Strukturen und Mechanismen voraus. Die Rolle des Staates hat sich dabei auf das Definieren von Zielen und auf das Gestalten stabiler Rahmenbedingungen zu beschränken. Die Rahmenbedingungen müssen das Wirken eines effektiven Marktes im Sinne der Zielstellung ermöglichen.

Die Sächsische Staatsregierung sieht verschiedene Ansatzpunkte, um diesen Grundsätzen gerecht zu werden. Die Ansätze greifen in unterschiedlichen strategischen Ebenen und werden in unterschiedlichen Zeithorizonten wirksam.

Stromsteuer senken

Die Stromsteuer wurde in Deutschland 1999 als Teil der so genannten ökologischen Steuerreform eingeführt. Der Preis für das Produkt Energie wurde damit nach staatlichen Vorgaben gezielt angehoben. Es sollten Anreize zum Energiesparen geschaffen und mit den eingenommenen Mitteln gleichzeitig die Beitragsätze für die Rentenversicherung verringert werden. Die Höhe der Stromsteuer beträgt derzeit regulär 2,05 Cent je Kilowattstunde. Ausnahmen bestehen unter anderem für Bahnstrom und für Unternehmen des produzierenden Gewerbes in unterschiedlichen Sonderfällen.

Die Erhebung einer solchen Steuer wird den heutigen Bedingungen nicht mehr gerecht. Die Argumente, die bei ihrer Einführung vorgetragen wurden, sind längst überholt. Energie ist kein Produkt mehr, das, weil es billig zur Verfügung steht, unbedacht verschwendet wird. Die Belastungen durch Energiekosten sind seit dem Beginn der Steuererhebung um ein Vielfaches angestiegen. Sowohl in den Unternehmen als auch bei den privaten Verbrauchern ist die notwendige Sensibilität für einen rationellen und sparsamen Umgang mit Energie vorhanden. Auf der anderen Seite erwirtschaften die Sozialkassen auf Grund der konstant guten Lage am Arbeitsmarkt zurzeit erhebliche Überschüsse. Vornehmste Aufgabe der Wirtschaftspolitik sollte es sein, diese Situation nicht nur als vorübergehend anzusehen, sondern als dauerhaft zu etablieren. Eine zusätzliche Finanzierung der Rentenkassen durch die Stromsteuer ist deshalb nicht mehr notwendig.

Angesichts dieser Situation ist es nicht nur angemessen, sondern auch geboten, die Höhe der Stromsteuer in Deutschland künftig an das von der europäischen Gesetzgebung vorgesehene Niveau anzupassen und gleichzeitig alle Ausnahmetatbestände abzuschaffen. Ein durchschnittlicher privater Haushalt könnte damit rund 70 Euro im Jahr einsparen. Das entspricht nahezu genau der Größenordnung, die durch die Erhöhung der Umlage nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz in diesem Jahr zusätzlich aufzubringen ist. Parallel zu der Entlastung der Stromverbraucher würde der erhebliche bürokratische Aufwand, der mit den bisherigen Ausnahmeregelungen sowohl für die Unternehmen als auch für die Verwaltung verbunden ist, entfallen.

Die Senkung der Stromsteuer auf das Niveau der europäischen Vorgaben ist eine Maßnahme, die kurzfristig umgesetzt werden kann und die unmittelbar zu einer spürbaren Reduzierung der Energiekosten beiträgt.

Erneuerbare Energien in den Markt integrieren

Mittelfristig ist es notwendig, die Nutzung erneuerbarer Energien in den Markt zu integrieren. Die Ineffizienz der Förderung, so wie sie bisher besteht, sollte nicht länger toleriert werden. Die Umstellung des Fördersystems kann allerdings nicht abrupt erfolgen. Es ist ein kontinuierlicher Prozess erforderlich. Umso wichtiger ist es, jetzt die Weichenstellung dafür vorzunehmen. Das Sächsische Staatsministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr hat mit dieser Zielstellung ein Gutachten erarbeiten lassen. Die Gutachter kommen zu einem eindeutigen Ergebnis. Sie empfehlen, für die Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland künftig ein quotenbasiertes Modell vorzusehen.

Es gibt unterschiedliche Möglichkeiten, ein solches Modell zugestalten. Einen konkreten Vorschlag dazu enthält das Gutachten. Danach werden Elektrizitätsversorgungsunternehmen, stromintensive Unternehmen und Energieverbraucher in dem Maße wie sie entweder selbst Strom erzeugen und/oder Strom importieren und/oder Strom an der deutschen Strombörse kaufen, verpflichtet, einen bestimmten Anteil dieses Stromes aus erneuerbaren Energiequellen zu beziehen. Die Größe dieses Anteils wird jährlich erhöht und kann an die Zielstellungen der Politik angepasst werden. Der Bezug des Stromes aus erneuerbaren Energiequellen muss nicht physisch erfolgen. Die Verpflichtung gilt dann als erfüllt, wenn – ähnlich wie beim europäischen Emissionsrechtehandel – entsprechende Zertifikate nachgewiesen werden. Die Zertifikate sind das zentrale marktwirtschaftliche Instrument des Modells. Sie werden denjenigen zugeteilt, die Strom aus erneuerbaren Energien erzeugen. Sie sind handelbar und ihr Preis wird bestimmt durch das Verhältnis von Angebot und Nachfrage.

Ein solches Quotensystem hat gegenüber dem bestehenden Fördersystem wesentliche Vorteile. Zum einen stehen die einzelnen erneuerbaren Energietechnologien untereinander im Wettbewerb. Erneuerbarer Strom wird dort erzeugt werden, wo es am effizientesten ist. Das gilt nicht nur für die Entscheidung, ob Sonne, Wind, Wasser oder Biomasse genutzt wird. Auch die jeweilige Größe der Anlage und ihr Standort werden nach Effizienzkriterien gewählt. Zum anderen kann die Geschwindigkeit des Ausbaus der erneuerbaren Energien passgenau gesteuert werden. Das ist eine wesentliche Voraussetzung für ihre reibungsfreie technische Integration in das Energiesystem. Zurzeit erleben wir einen hektischen und zum Teil wenig durchdachten Aktionismus, wenn es um die Fragen des Netzausbaus, des Ausbaus und des Betriebs von Speicheranlagen und des Lastmanagements geht. Das gefährdet in hohem Maße die Stabilität und Effektivität des Systems. Ein dritter Vorteil des Quotenmodells liegt in seiner Perspektive für andere EU-Mitgliedstaaten. Grundsätzlich ist das Modell auf andere Länder übertragbar. Das entspricht den Bestrebungen der Europäischen Kommission, einer Zersplitterung des Binnenmarktes durch nationale, nicht kompatible Fördersysteme entgegenzuwirken.

Kritiker von quotenbasierten Modellen für die Förderung erneuerbarer Energien verweisen auf negative Erfahrungen in anderen Ländern. Als Beispiel wird oft Großbritannien genannt, wo es seit 2002 ein solches Modell gibt. Beim genauen Hinsehen zeigt sich jedoch, dass die aufgetretenen Probleme ihre Ursache nicht in der grundlegenden Methodik dieses Systems haben, sondern der konkreten Ausgestaltung in Detailfragen geschuldet sind. In welchem Maße ein Quotenmodell Erfolg haben kann, zeigt dagegen das Beispiel Schweden. Vor zehn Jahren ist dort eine entsprechende Förderung gesetzlich eingeführt worden. Die Zielstellungen, die für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2010 genannt wurden, sind damit weit vorfristig erreicht worden. Seit rund einem Jahr ist das schwedische System mit dem System in Norwegen, das auf ähnlichen Prinzipien beruht, verbunden. Die Quotenpflicht in beiden Ländern kann gegenseitig durch die jeweils anderen Zertifikate erfüllt werden. Beide Länder haben damit eine Vorreiterrolle für einen gemeinsamen Markt mit einer europaweit wirkenden Förderung erneuerbarer Energien übernommen. Die Vielfalt und die Kreativität der Marktakteure sollte zukünftig auch auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien in weit stärkerem Maße als bisher für neue und effiziente Formen des Wirtschaftens genutzt werden.

Die Sächsische Staatsregierung hat am 22. Januar 2013 einen konkreten Gesetzesentwurf für die Einführung eines Quotensystems zur Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland dem Bundesrat zugeleitet. Der Entwurf orientiert sich auf Grund der positiven Erfahrungen am schwedischen Modell. Die Inhalte sind europarechts- und verfassungskonform. Dadurch dürften insbesondere auch beihilferechtliche Bedenken - wie sie von Brüssel beim gegenwärtigen EEG geäußert werden - weitgehend ausgeschlossen sein.

Die vollständige Deckung des Energiebedarfs durch erneuerbare Energien kann nur erreicht werden, wenn das Gesamtsystem den neuen Anforderungen genügt. Das gilt insbesondere für das Stromversorgungssystem. Die Anlagen zur Erzeugung von erneuerbarem Strom müssen ergänzt werden durch entsprechende Netze und Speicherkapazitäten. Hier müssen insbesondere auch die Betreiber von Erzeugungsanlagen mehr Verantwortung übernehmen. Wir sollten darüber nachdenken, welche marktkonformen Anreize geeignet sind, sich dieser Verantwortung zu stellen. Eine Möglichkeit besteht darin, von den Anlagenbetreibern ein Einspeiseentgelt zu erheben, wenn der erzeugte erneuerbare Strom nicht gebraucht wird. Dieses Entgelt könnte einerseits zum Ausbau intelligenter Netze eingesetzt werden. Andererseits könnte es für Anlagenbetreiber ein Anreiz sein, Speicher zu installieren und dadurch den Strom bedarfsgerecht einzuspeisen.

Energie effizient nutzen

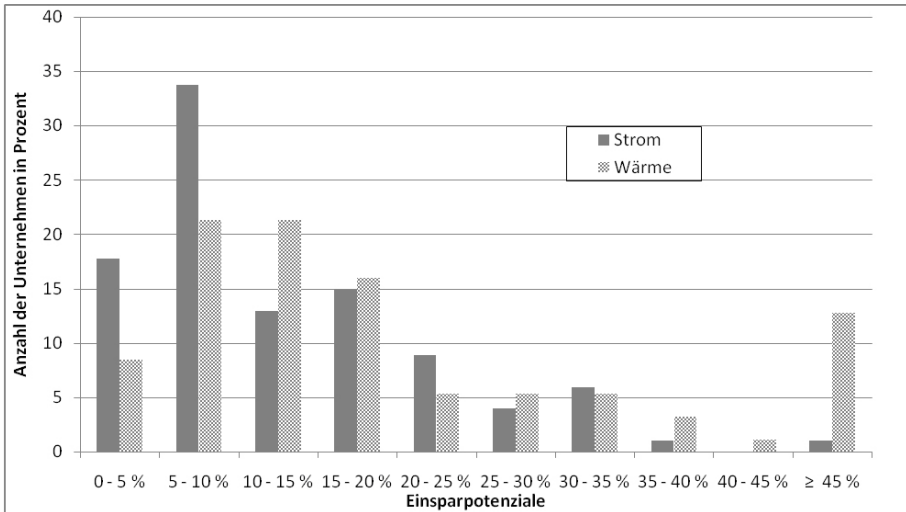
Der sparsame und rationelle Umgang mit Energie ist die entscheidende Grundlage für eine zukunftsfähige Energiewirtschaft. Unter den Maßgaben von Ressourcenschonung und Klimaschutz kann Energieversorgung nur dann sowohl sicher und preisgünstig als auch umweltverträglich sein, wenn jeder nicht

notwendige Verbrauch an Energie soweit wie möglich vermieden wird. Ein sparsamer Energieeinsatz entspricht im Besonderen auch den Kriterien einer nachhaltigen Entwicklung. Effiziente Energienutzung ist ökonomisch vorteilhaft, weil die Kosten für die Energiebereitstellung sinken; ökologisch vorteilhaft, weil Belastungen der Umwelt vermieden werden und sozial vorteilhaft, weil der ökonomische und ökologische Nutzen allen Verbrauchern zugute kommt. Sparsamer und rationeller Energieeinsatz ist nicht gleichbedeutend mit Komfortverlust. Das Ziel besteht nicht darin, das Angebot an Energiedienstleistungen wie Licht, Wärme, Kraft und Mobilität zu reduzieren. Reduziert werden soll lediglich der Aufwand, mit dem diese Dienstleistungen bereitgestellt werden.

Potenziale für mehr Energieeffizienz gibt es entlang der gesamten Energie-Umwandlungskette. Die Erzeugung, die Verteilung und die Anwendung von Nutzenergie stehen in Deutschland - im Vergleich zu anderen Regionen - auf einem hohen Niveau. Unabhängig davon sind die Möglichkeiten für weitere Verbesserungen vielfältig. Entscheidend für die Umsetzung von entsprechenden Vorhaben ist die Frage der Wirtschaftlichkeit. Betriebswirtschaftlich effizient ist ein Vorhaben dann, wenn die Investitionen von den eingesparten Energiekosten übertroffen werden. Volkswirtschaftlich kann es sinnvoll sein, über einen begrenzten Zeitraum Vorhaben zu unterstützen, die betriebswirtschaftlich (noch) nicht effizient sind. Damit kann eine Entwicklung initiiert werden, die letztlich in einen selbst tragenden Effekt mündet.

Die Sächsische Staatsregierung fördert und unterstützt mit einer breiten Palette von Maßnahmen die Verbesserung der Energieeffizienz insbesondere im Anwendungsbereich. Ein Schwerpunkt ist die Energienutzung in der Industrie, im Gewerbe, im Handel und in der Dienstleistungsbranche. Rationelle Energieanwendung wird zunehmend zu einem Kriterium für Wettbewerbsfähigkeit. Vor allem kleine und mittlere Unternehmen haben aus eigenen Ressourcen oft nicht die Kraft und das Know-how, sich dieser Herausforderung zu stellen. Mit einem integrierten Gesamtkonzept aus Information, Beratung, Qualifikation und Förderung bietet der Freistaat Sachsen dazu Unterstützung an. Bundesweit ist dies in dieser Form beispielhaft.

Das Kernstück dieses Konzeptes ist der „Sächsische Gewerbeenergiepass“. Hinter dem Zertifikat steht ein innovatives Softwareinstrument, mit dem in Unternehmen eine unabhängige, standardisierte und qualitativ hochwertige Energieberatung durchgeführt werden kann. Für die Beratung selbst sind ausschließlich fachlich geprüfte Gewerbe-Energieberater zugelassen. Branchen- und technologiegenau können so die betrieblichen Prozesse in Bezug auf ihre Energieeffizienz analysiert und wirtschaftliche Maßnahmen für eine Verbesserung vorgeschlagen werden. Bisher haben mehr als einhundert Unternehmen in Sachsen den „Sächsischen Gewerbeenergiepass“ erhalten. Im Durchschnitt konnte bei den Beratungen ein wirtschaftliches Einsparpotential für den Stromverbrauch von rund 15 % und für den Wärmeverbrauch von rund 25 % ermittelt werden.



*Energie-Einsparpotenziale in sächsischen Unternehmen
(Quelle: Sächsische Energieagentur - SAENA GmbH, 2012)*

Die europäische Gesetzgebung hat mit dem Erlass der Richtlinie 2012/27/EU zur Energieeffizienz die künftigen Anforderungen an Energieeffizienzmaßnahmen in Unternehmen festgelegt. Energiemanagementsysteme und Energieaudits spielen dabei eine zunehmende Rolle. Bei der Umsetzung der Richtlinie in nationales Recht wird unter anderem darauf zu achten sein, dass insbesondere für kleine und mittlere Unternehmen geeignete kostengünstige und auf das notwendige bürokratische Maß beschränkte Instrumente zu Verfügung stehen. Die Sächsische Energieagentur – SAENA GmbH wird dazu im Auftrag der Sächsischen Staatsregierung in einem Pilotprojekt Kriterien erarbeiten und Empfehlungen ableiten.

Forschung und Entwicklung fördern

In gleichem Maße strategisch langfristig ausgerichtet wie die effiziente Energienutzung ist die Forschung und Entwicklung im Bereich der Energietechnologien. Innovative Energietechnologien sind die Voraussetzung dafür, dass der für eine Energiedienstleistung notwendige Energieverbrauch weiter gesenkt werden kann, dass die Nutzung fossiler Energieträger mit den Anforderungen des Umweltschutzes vereinbar bleibt und dass nicht-fossile Energieträger die tragende Säule einer sicheren, leistungsfähigen und wettbewerbsorientierten Energieversorgung sein können. Darüber hinaus haben Energietechnologien weltweit ein Marktpotenzial mit überdurchschnittlichen Wachstumschancen. Der World Energy Outlook 2012 der Internationalen Energieagentur gibt für den Zeitraum von 2012 bis 2035 global einen kumulierten Investitionsbedarf für die Energieversorgungs-Infrastruktur in Höhe von 37 Billionen US-Dollar an.

Energieforschung, die den Erfordernissen einer nachhaltigen Energie- und Wirtschaftspolitik genügen soll, muss langfristig angelegt, leistungsstark, flexibel, anwendungsorientiert und technologie-neutral sein. Die bedarfsgerechte und umweltverträgliche Versorgung mit Energie gehört sowohl technisch als auch wirtschaftlich zu den großen Herausforderungen des 21. Jahrhunderts. Das Wissen darüber, ob und in welchem Umfang eine Technologie das Potenzial hat, zur Bewältigung dieser Herausforderung beitragen zu können, ist zeitlich veränderlich. Deshalb müssen alle zur Verfügung stehenden technologischen Optionen offen gehalten werden. Das gilt grundsätzlich auch für die Forschung und Entwicklung zu innovativen Technologien der Kernenergienutzung.

Die Energieversorgung hat eine grundlegende Bedeutung für das Funktionieren einer hoch entwickelten Industrie- und Dienstleistungsgesellschaft. Daraus ergibt sich für den Staat - insbesondere auch vor dem Hintergrund der durch ihn politisch vorgegebenen „Energiewende“ - eine besondere Verantwortung für die Energieforschung. Der Innovationsprozess selbst muss natürlich von Unternehmen und Forschungseinrichtungen getragen werden. Der Staat darf gerade auch in diesem Bereich nicht der „Anmaßung von Wissen“ unterliegen. Er muss sich vielmehr auf das Setzen geeigneter Rahmenbedingungen beschränken, um den Forschungs- und Entwicklungsprozess zu initiieren und zu unterstützen.

Dieser Verantwortung stellt sich der Freistaat Sachsen. Sachsen ist ein gleichermaßen traditionsreiches wie innovatives Energie- und Technologieland. Durch die Profilierung von Hochschulen, durch themenspezifische Zuwendungen für außeruniversitäre Forschungseinrichtungen, durch anteilige Finanzierung von Projekten der Grundlagenforschung, der angewandten Forschung und der Errichtung von Pilot- und Demonstrationsanlagen wird die Entwicklung und Markteinführung von neuen Energietechnologien zielgerichtet gefördert. Der Umfang der finanziellen Mittel, die durch den Freistaat Sachsen dafür aufgewendet werden, ist in den vergangenen Jahren kontinuierlich angestiegen. Mit diesen Investitionen wird in einem hohen Maße Verantwortung für eine zukunftsfähige und nachhaltige Energiewirtschaft übernommen.

Deutschland ist ein Land mit großen wirtschaftlichen, technologischen und gesellschaftlichen Potenzialen. Wir haben die Möglichkeit und die Chance durch eine sachorientierte, vernünftige, verantwortungsbewusste und marktorientierte Energiepolitik eine zukunftsfähige Energieversorgung zu gestalten, die auf die globalen Herausforderungen reagiert und die die Bürger und Unternehmen mitnimmt. Diese Chance darf nicht verspielt werden.



Harald Noske
Vorstandsmitglied, Stadtwerke Hannover AG

Harald Noske wurde am 15. April 1955 in Bielefeld geboren. In den Jahren 1976 bis 1982 studierte er Maschinenbau an der Universität Hannover mit der Fachrichtung Verfahrenstechnik und Anlagenplanung, Abschluss Diplom-Ingenieur. Gleich im Anschluss fing Herr Noske bei der Stadtwerke Hannover AG an. Bis 1988 war er als Planungsingenieur in der Hauptabteilung Kraftwerke und Fernheizung als Assistent des Hauptabteilungsleiters und der Projektleitung des Gemeinschaftskraftwerks Hannover tätig. In den kommenden drei Jahren leitete er die Abteilung Kraftwerksplanung. Von 1991 bis 2000 war er Leiter der Hauptabteilung Kraftwerke und von 2001 bis 2005 der Hauptabteilung Produktion (Strom, Fernwärme, Trinkwasser).

Im Zeitraum 1994 bis 2005 war Herr Noske Technischer Prokurist für die Gemeinschaftskraftwerk Hannover GmbH. Darüber hinaus war er ab 1998 für sieben Jahre Technischer Geschäftsführer der Gemeinschaftskraftwerk Linden GmbH.

Seit dem 1. Juli 2005 ist Herr Noske Vorstandsmitglied (Technischer Direktor) der Stadtwerke Hannover AG.

Herr Noske ist Mitglied in zahlreichen energiewirtschaftlichen Gremien, so u.a. auch als Kurator des Forum für Zukunftsenergien e.V.

Strommarkt-Design

Ein Blick zurück nach vorn - wie kann Markt künftig aussehen und Verantwortung organisiert werden

Harald Noske

Ein bewährter Ansatz für eine Zukunftsdebatte ist zuerst zu schauen, welche Lehren man aus der Historie ziehen kann. Dieser Ansatz ist nicht nur bewährt sondern auch ziemlich alt; die wohl bekannteste Beschreibung dazu geht auf Macchiavellis Discorsi aus dem 16. Jahrhundert zurück. Seine Argument: Leidenschaft. Leidenschaft an der Sache und Leidenschaft an deren Gestaltung.¹

Dieser Aufsatz ist auf den Strommarkt fokussiert, auf die Ebene, die direkt an die energiepolitischen Ebenen anschließt. (Netz-)Technische Aspekte werden nur insoweit beleuchtet wie es für das Verständnis notwendig ist – wohl wissend, dass Markt und Infrastruktur untrennbar miteinander verwoben sind.

Status Quo

Mit etwas Abstand betrachtet gibt es aktuell auf dem deutschen Strommarkt vier voneinander getrennte Teilsysteme, die nach jeweils eigenen Regeln unabhängig voneinander agieren (ich nenne sie bewusst Teilsysteme und nicht Teil-Märkte, weil es überwiegend keine sind):

- a. Erneuerbare Energien (EE), die sich nach den Regeln des EEG richten,
- b. Konventionelle Kraftwerke, die nach den Regeln des Energy-Only Marktes agieren,
- c. Netze (inkl. der erforderlichen zugekauften Systemdienstleistungen), die nach den Regeln der Regulierung agieren,
- d. Verbraucher (mit den Aspekten DSM und Energie-Effizienz), die nach den wettbewerblichen Regeln freier Märkte agieren.

Diese vier Teilsysteme sind in einen europäischen Gesamtkontext eingebettet und sollten gleichzeitig den Zielen des nationalen energiewirtschaftlichen Dreiecks, das die Abstraktion des §1 des EnWGs darstellt, verpflichtet sein.

¹„Kluge Männer pflegen nicht grundlos und zu Unrecht zu sagen, wer die Zukunft voraussehen wolle, müsse die Vergangenheit betrachten, denn alle Begebenheiten dieser Welt haben immer ihr Seitenstück in der Vergangenheit. Dies kommt daher, dass sie von Menschen vollbracht werden, die stets die gleichen Leidenschaften haben oder gehabt haben.“ (D III. 43, 1517)

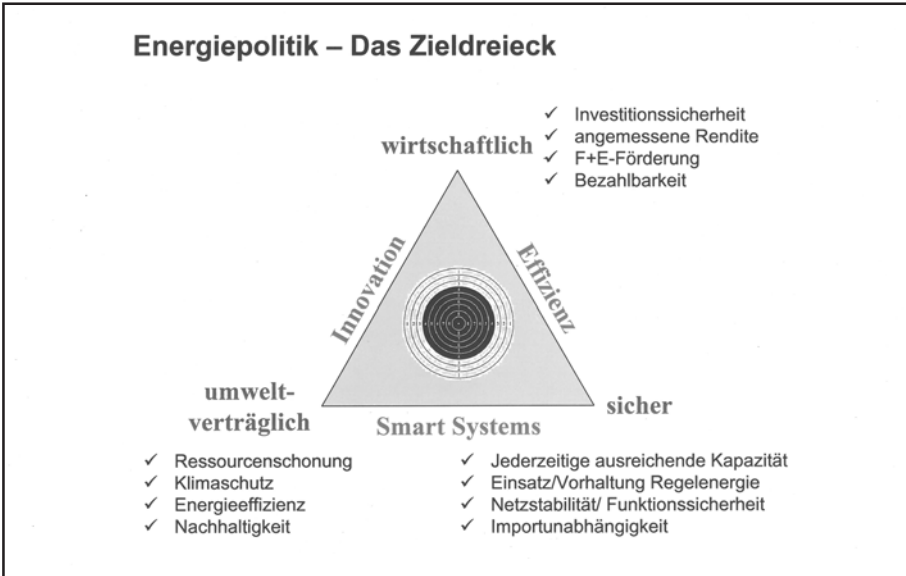


Abbildung 1: Das energiewirtschaftliche Dreieck

Historisch betrachtet waren Kraftwerke, Netze und Verbraucher über die EVUs verklammert, wodurch volkswirtschaftliche Ziele wie beispielsweise „kostenminimierte Gesamtlösungen durch richtige Allokation der Anlagen sowie das Gleichgewicht im energiewirtschaftlichen Dreieck“ systemimmanent und damit eben auch betriebswirtschaftlich angestrebt und auch überwiegend erreicht wurden. In dieser Rolle bildeten die EVU eine integrierende Klammer.

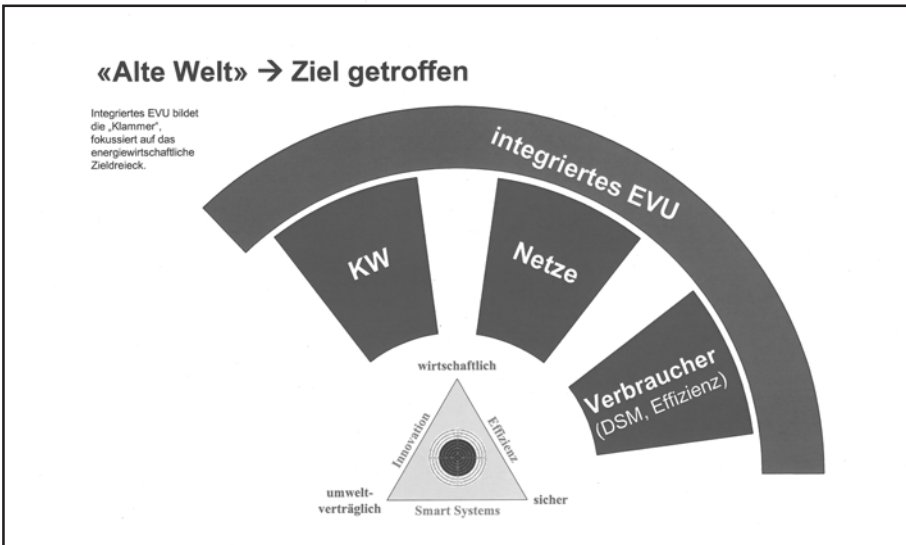


Abbildung 2: Integrierende Klammer, auf energiewirtschaftliches Dreieck fokussiert



Abbildung 3: Vier voneinander getrennte Teilsysteme

Vor rund 1 1/2 Dekaden wurde der strukturell stabile und, trotz der quasi monopolistischen Struktur, wirtschaftlich nicht ineffiziente Strommarkt von drei politischen Richtungsentscheidungen – Liberalisierung, EEG und Unbundling – „erschüttert“. Damit wurde ein Prozess gestartet, der bis heute mit andauernden Änderungen, Detaillierungen und Anpassungen der europäischen wie nationalen Gesetzgebung einhergeht und zu einer hohen Anzahl nicht miteinander abgestimmten bzw. verzahnter Gesetze und Verordnungen geführt hat.

Über die Jahre bildeten sich die oben beschriebenen vier voneinander getrennten Teilsysteme heraus. Die integrierende und fokussierende Klammer ist verloren gegangen – die vier Teilsysteme stehen heute entkoppelt dar, jeder sucht sein eigenes Optimum. Verbunden mit den andauernden regulatorischen Eingriffen und einer einseitigen Zielfokussierung auf den Ausbau der EE gerät die Balance im energiewirtschaftlichen Dreieck ins Wanken. Die Eckpunkte „wirtschaftlich, sicher und umweltverträglich“ haben unterschiedliche Niveaus erreicht und müssen neu austariert werden, um einen erfolgreichen Energie-Wende-Prozess möglich zu machen.

Mit Blick auf die strategischen und volkswirtschaftlichen Ziele der Energiewende gibt es insofern eine sichtbare Fehlentwicklung, weil sich durch die überbetonten Umwelt- und Klimaschutzziele, bei gleichzeitig vernachlässigten ökonomischen Aspekten der Stromversorgung (Bezahlbarkeit), mittlerweile potentiell negative Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit ergeben haben, wie beispielsweise das Ringen um sichere Kraftwerkwerkskapazitäten in den letzten beiden Wintern gezeigt hat.

Die Herausforderung

Das aktuelle Zusammenspiel der vier unabhängig agierenden Teilsysteme verdient jedoch kaum mehr den Namen „Strommarkt“ und trägt in dieser Form nicht in die Zukunft!

Der gesellschaftliche Anspruch an den künftigen Strommarkt ist im Kern seit Jahren unverändert und lautet übertragen auf heute:

Die effektive und zugleich effiziente Verknüpfung dieser vier Teilsysteme zu einem neuem Ganzen, ausgerichtet auf ein ausbalanciertes energie-wirtschaftliches Dreieck ist unabdingbar, um die Energiewende erfolgreich auf Zielkurs zu halten!

Dies bedeutet im Klartext: Ohne eine in gewisser Weise „Re-Integration“ der vier Teilsysteme geht es nicht!

Doch wer übernimmt diese Aufgabe? Wer bildet die neue Klammer? Wem kann die Verantwortung für diese Rolle (Integrator) übertragen werden?

Für diese Rolle kommen prinzipiell infrage:

- Die **EE-Erzeuger**, welche bisher völlig isoliert von anderen Erzeugern arbeiten können (Motto: Produce and forget), sich auf die Netze abstützen und denen die Nachfrageseite egal sein kann. Andererseits ist inzwischen allgemein anerkannt, dass sie künftig Systemverantwortung übernehmen müssen. Die im neuen EEG erweiterten Mechanismen zur Direktvermarktung, stellen

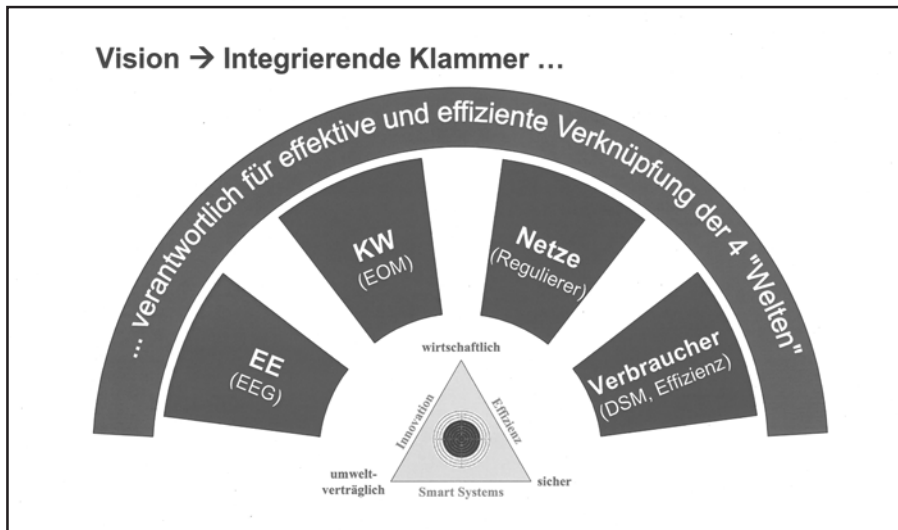


Abbildung 4: „Re-Integration“ der vier Teilsysteme

jedoch keine Systemintegration dar, sondern nur buchhalterische Mechanismen. Eine physikalisch-betriebliche Integration sähe ganz anders aus.

- Die **Betreiber konventioneller Kraftwerke** eignen sich zunehmend weniger, da sie nur noch eine, wenn auch unverzichtbare Restgröße des Gesamtsystems sind und die Unbundling-Vorschriften eine integrierende Tätigkeit stark behindern.
- Die **Netzbetreiber** (insb. die ÜNB), denen gemäß EnWG die Verantwortung für die Systemstabilität der Stromversorgung zugewiesen ist. Systemstabilität reicht von der Bereitstellung von Systemdienstleistungen (SDL), beispielsweise Regelenergie, bis hin zur Marktkommunikation über schlanke Prozesse in der Informations- und Kommunikationstechnik (IKT).

Sie haben daher ohnehin eine zentrale, systemrelevante Rolle. Diese gestaltend und proaktiv wahrzunehmen wird jedoch faktisch durch die beherrschende Regulierungsbehörde und ihren Kontroll- und Kostensenkungsanspruch dramatisch behindert.

- Die **Verbraucher auf der Nachfrageseite** definieren zwar die marktgängigen Produkte in Quantität und Qualität, sollen die „Energiequelle“ der Effizienzpotentiale mitbringen und auch ein künftiges Lastregel- und Schalt-Potential zur Verfügung stellen. Jedoch ist im Hinblick auf die strukturelle Vielfalt der Verbraucherseite die Rolle einer kollektiven Steuerungsverantwortung schon mangels Informationen und Fachkompetenz nicht vorstellbar.
- Die **Vertriebe** versorgen die Verbraucher mit Energie und sind über die Liefervertragsbeziehung direkt mit ihnen verbunden. Sie liefern in zwei Produktklassen: entweder Standardprodukte oder strukturierte Lastkurven, letzteres meistens im Sinne einer bedarfsgerechten Vollversorgung des Kunden. Diese werden über Stromhandel und Marktplätze beschafft.

Das jederzeitige Gleichgewicht zwischen auszuliefernden und dafür zu beschaffenden Produktmengen und -qualitäten wird von den etablierten Bilanzkreisverantwortlichen (BKV), also denjenigen, die den Bilanzkreisvertrag mit den ÜNB abgeschlossen haben, im Dienste der Vertriebe wahrgenommen.

Der BKV ist für die energetisch ausgeglichene Bilanz seines Bilanzkreises in der jeweiligen Regelzone verantwortlich. Für unausgeglichene Bilanzen beschafft der ÜNB Regelenergie über ein Marktverfahren von konventionellen Kraftwerken und verrechnet dies monetär mit den BKVs.

In der Regel wird die Rolle des BKV auch vom Vertriebspersonal wahrgenommen.

- Die **BNetzA** bietet sich für viele an. Dies käme jedoch einer vollständigen Regulierung des Strommarktes gleich und unterbände unternehmerisches Handeln in Gänze. Eine Vollregulierung bzw. „Null-Markt“-Variante ist weder effektiv noch effizient.
- Eine **neue (behördliche) Organisation** wäre quasi eine 2. BNetzA und müsste zuerst aufgebaut, qualifiziert und finanziert werden – ein Aufwand, der sich eigentlich unmittelbar verbietet.

Von diesen sieben Kandidaten kommen nach dieser groben Bewertung allenfalls die EE-Erzeuger, die Netzbetreiber und die Vertriebe in die engere Wahl.

Zukunftskonzept

Um nun festzustellen, wer von den verbleibenden drei Kandidaten am Ehesten für die Rolle des Integrators geeignet ist, müssen dessen Aufgaben und Rollenausprägungen im Strommarkt ausgeleuchtet werden.

In diesem Sinne sind folgende „**Design-Anforderungen**“ für einen künftigen Strommarkt zu nennen:

- **Aufspannen eines Marktes** aus handelbaren Produkten, welche in gleicher Quantität und Qualität auf der Verbraucherseite nachgefragt und anbieterseitig bereitgestellt werden. Da auf der Verbraucherseite ausschließlich eine 100% sichere und jederzeit bedarfsgerechte Stromqualität in Form von Standard-Handelsprodukten oder Lastkurven benötigt werden, muss der Integrator auf der Anbieterseite entsprechende Produkte generieren.

Da lückenhafte oder volatile Erzeugungsmengen (insbesondere von EE-Anlagen) nicht wirklich nachgefragt werden, muss die Leistung des Integrators daraus bestehen, verlässliche Bausteine oder Kurven aus volatilen und aus steuerbaren Erzeugungsanlagen zusammenzufügen und mit Hilfe jederzeit ausreichender und passender Netzstrukturen verlässlich zum Verbraucher zu transportieren.

- Auf der Zeitachse können auch **Speicher** in die Rolle von verlässlich verfügbaren Erzeugungsanlagen wie Kraftwerken schlüpfen. Die richtigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen können einen Ausbau der Speicher anreizen.
- Sicherstellung eines elektrotechnisch ordnungsgemäß und verlässlich betreibbaren **Stromnetzes**, welches trotz Aufnahme aller bislang beliebig allozierter EE-Erzeuger in allen dynamischen Belangen im Sinne der **SDL** (Spannungs- und Frequenzhaltung, Störungsbewältigung) sicher betreibbar ist.
- Sicherstellung einer höchstmöglichen Effizienz des Gesamtsystems der Stromversorgung. Sowohl die Gesamtkosten aller aktiven und passiven Elemente

sollten möglichst niedrig bleiben, als auch die Bezahlbarkeit einer angemessenen Stromversorgung für alle Verbraucher gewährleistet sein. Hierbei ist der Energie- und Energiekosten-Einsparung besonderes Augenmerk zu widmen. Investitionen in **Energieeffizienz und Innovation** mittels umfassender Technologie-Modernisierungen sind erfolgsorientiert anzureizen und ökonomisch effizient umzusetzen. Dabei sind ausufernde bürokratische und administrative Prozesse strikt zu vermeiden.

- Steuerung eines im Hinblick auf Investitions- und Betriebskosten optimierten Erzeugungsparks aus EE- und konventionellen Erzeugungsanlagen, die möglichst verbrauchsnahe und netz-entlastend allokiert sind. Besonders verbrauchsnahe **Heizkraftwerke** oder netzentlastende Laststeuerungsmaßnahmen im Sinne von **Demand Side Management (DSM)** sind den konventionellen **Kraftwerken** in der Regel vorzuziehen.
- Beachtung der Grundregeln des europäischen Binnenmarktes, wonach der Einkauf einer jeden Leistung oder Funktion möglichst unter Anwendung von **Markt-Instrumentarien** erfolgen soll.
- Gewährleistung eines weiterhin zügigen zielgerichteten **EE-Ausbaus**, ohne dass es hierbei zu Brüchen kommt.

Um die daraus resultierende Gesamt-Aufgabe des Integrators zusammenfassend und einprägsam zu illustrieren, eignet sich das Bild eines Puzzles recht gut.

Aus einem Puzzle ergibt sich erst ein Bild, wenn alle für ein marktgängiges Produkt erforderlichen Puzzle-Steine in der korrekten Art und Weise zusammengesetzt werden. Dabei darf auch kein Puzzlestück fehlen bzw. verloren gehen. So ergibt sich eine Topologie des Strommarktes, die vom Integrator verantwortet wird.

Die für diese Aufgabe benötigten Puzzleteile sind aus den oben genannten „Design-Anforderungen“ herausfilterbar.

Der besondere Vorteil der Puzzle-Methodik scheint, dass alle Puzzle-Steine zunächst auch in der heute bestehenden Form und Güte verwendet werden können. Sie sind nach klassischen Marktregeln zusammenzufügen. Dabei müssen einzelne Teile noch geschliffen werden, ihre Konturen müssen klar und geschärft hervortreten, um sich funktional schlüssig ins Gesamtbild einzupassen.

Mit diesem Vorgehen ist eine völlige Neu-Konstruktion beispielsweise des EEG vermeidbar (was ohnehin nur zahllose Widerstände wecken und damit ein Scheitern gleich am Anfang des Weges zum neuen Strommarkt-Design riskieren würde).

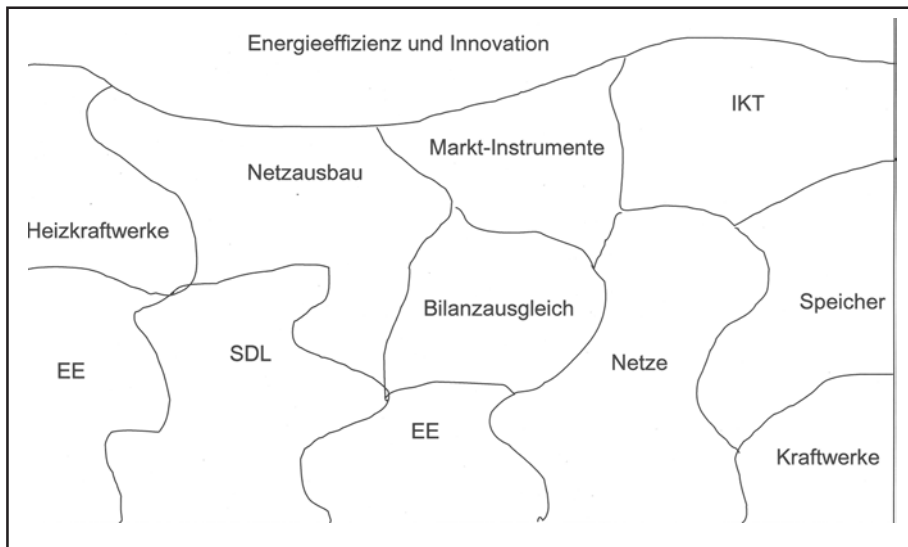


Abbildung 5: Puzzle

Der Rahmen des Rechtecks steht synonym für ein marktgängiges Produkt im Strommarkt

Der Integrator könnte also die einzelnen Puzzle-Teile zunächst zu den derzeit geltenden ökonomischen Bedingungen erwerben und zusammenbauen, um anschließend behutsam über die Implementierung wettbewerblicher bzw. marktgerechter Einkaufsmethoden eine „ökonomische Optimierung“ vorantreiben.

Diese Aufgabe bezeichnet man heute unter Vertrieben, Händlern und Bilanzkreismanagern als „**Portfolio-Optimierung**“, ist also auch nichts wirklich Neues!

Weiterer Vorteil dieses Vorgehens wäre, dass sich kein völlig einheitlicher, sondern ein **vielfältiger Markt** ausbilden würde.

Auf eine zentrale Steuerung von außen kann verzichtet werden.

Es muss lediglich die klare Grundregel gelten, dass nur wirklich (also auch physikalisch) marktgängige Produkte aus den Puzzleteilen zusammen gebaut werden, damit sie die Nachfrage treffen.

Diese Regel ordnungsrechtlich vorzugeben und sollte sich auch in ökonomischen Vorteilen für den Integrator niederschlagen.

Pseudo-Marktintegration á la Grünstrom-Privileg oder Marktprämienmodelle als rein buchhalterische Methoden genügen nicht mehr!

Fazit

Schlussendlich ist die eingangs gestellte Frage zu beantworten, wer die Rolle des Integrators bestmöglich wahrnehmen kann.

Für die **EE-Betreiber** gilt, dass sie das zukünftig dominierende Element des Stromversorgungsystems sein sollen (und wollen), dafür notwendiger Weise sich ihrer Volatilität stellen und ein wachsendes Stück Systemverantwortung übernehmen müssen. Damit gibt es genügend Gründe für eine höhere verantwortliche Aufgabe. Die EE-Betreiber haben jedoch das Handicap, dass sie bislang keinerlei Berührung mit den Strommarkt-Prozessen haben und sich auch um andere Puzzleteile wie Netzausbau, Kraftwerke etc. nicht kümmern mussten. Außerdem handelt es sich bei den EE-Betreibern um eine vielfältige Zahl an Akteuren, die sich erst bündeln müssten. Dieses Handicap wiegt schwer.

Für die **Netzbetreiber** ist trotz ihrer besonderen Verantwortung für die Versorgungssicherheit und die Netzstabilität ein Scheitern an den Anforderungen des Unbundling und den Ausprägungen der Regulierung absehbar.

Sie dürfen weder die erforderlichen technisch-wirtschaftlichen Informationen über Kraftwerke und Märkte haben, noch lässt der umfassende Kontrollanspruch der BNetzA das nötige unternehmerische Handeln zu.

Die meiste Erfahrung, den Strommarkt mit bedarfsgerecht konstruierten Produkten zu bedienen, die Balance zwischen In- und Output im Bilanzkreis zu halten und Netzbetreiber-Leistungen mit einzubinden haben heute zweifelsohne die **Vertriebe** mit ihren zumeist direkt angeflanschten BKVs.

Diese Bewertung führt zu der klaren Empfehlung, die „Vertriebe respektive Bilanzkreisverantwortlichen“ als Integrator einzusetzen.

Eine solche wesentliche Weichenstellung für die Funktion eines zukünftigen Strommarktmodell, bedarf natürlich vor Einführung einer breiten öffentlichen Debatte, die vielleicht mit diesem Impulsbeitrag auslösbar ist. Dazu gehört insbesondere ein systematischer Einbindungsprozess für alle „Betroffenen“, damit sie für die Neugestaltung des Strommarktdesigns zu „Beteiligte“ werden.

Diese Diskussion ist daher nach dieser Analyse keineswegs zu ende und muss in den kommenden Monaten mit Sachverstand und Leidenschaft geführt werden.



Dietmar Schütz

Präsident des Bundesverbandes Erneuerbare Energie e.V. (BEE)

Geboren am 21. Oktober 1943 in Oldenburg

Studium der Geschichte, Politik und Rechtswissenschaften an der Georg-August-Universität Göttingen; 1970 erstes und 1973 zweites juristisches Staatsexamen

1974 bis 1987 Verwaltungsbeamter der niedersächsischen Landesregierung, darunter längere Zeit im Wissenschaftsministerium, Bezirksregierung Weser-Ems – dort Genehmigungsverfahren für zahlreiche Großanlagen nach BImSchG

Von 1987 bis 2001 Mitglied des Deutschen Bundestages, dort unter anderem:

- Landesgruppensprecher der niedersächsischen SPD-Abgeordneten im Bundestag*
- stellvertretender energiepolitischer Sprecher der SPD-Fraktion*
- Mitglied im Ausschuss für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit*
- Mitglied im Haushaltsausschuss*
- Mitglied im Vertrauensgremium des Bundestages*
- Mitautor des EEG*

2001 bis 2006 Oberbürgermeister in Oldenburg

Seit Februar 2008 Präsident des Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE)

Dietmar Schütz ist verheiratet und hat einen Sohn.

Anforderungen an einen zukünftigen Energiemarkt

Dietmar Schütz

Das heutige Design der Strommärkte ist nicht zukunftsfähig – diese Erkenntnis ist in der Energiebranche beinahe schon Allgemeingut. Längst ist eine breit geführte Debatte entbrannt, wie die Strommärkte neu zu konzipieren sind, um sie fit zu machen für die kommenden Herausforderungen. Die bislang vorgelegten Vorschläge greifen aus Sicht des Bundesverbandes Erneuerbare Energien (BEE) entschieden zu kurz. Sie adressieren vor allem das „Missing-Money-Problem“ konventioneller Kraftwerke, also die Herausforderung, dass diese Kraftwerke immer häufiger ihre Vollkosten nicht verdienen und Neubauten unrentabel werden. Die Erneuerbaren Energien bleiben aus den Überlegungen zur Neugestaltung des Marktdesigns bislang weitgehend ausgeblendet.

Tatsächlich benachteiligt das heutige System die Erneuerbaren Energien (EE), insbesondere Wind- und Photovoltaik-Anlagen, bei Vermarktung und Preisfindung; ein Umstand, der sich unter anderem in der steigenden EEG-Umlage zum Ausgleich dieser systemischen Benachteiligung widerspiegelt. Die Definition zuverlässiger, angepasster Refinanzierungsinstrumente für Bau und Betrieb sauberer Kraftwerke gehört ebenso zu den Kernaufgaben bei der Entwicklung eines neuen Marktdesigns wie Lösungen für das „Missing-Money-Problem“.

Schon in wenigen Jahren werden die Erneuerbare Energien zu den tragenden Säulen unserer Stromversorgung werden. Deshalb muss ein neues Marktdesign von den Erneuerbaren her gedacht werden und deren Besonderheiten Rechnung tragen. Das bedeutet nichts anderes als eine technische Revolution, die weltweit bislang – mit Ausnahme Dänemarks – ohne Vorbild ist.

Damit dieses System auch in Zukunft sicher und zuverlässig betrieben werden kann, bedarf es einer Ergänzung um Anlagen und sonstige Optionen, die sehr flexibel immer dann abgerufen werden können, wenn der Wind nicht genug weht und die Sonne nicht genug scheint („Flexibilitätsoptionen“). Schließlich werden netztechnische Anlagen benötigt, die der Aufrechterhaltung der Systemstabilität (insbesondere der Frequenz- und Spannungshaltung) dienen. Auch diese so genannten „Must run- Anlagen“, heute im wesentlichen Kohle- und Atomkraftwerke, werden künftig durch deutlich flexiblere Anlagen und immer stärker auch durch Erneuerbare-Energien-Anlagen ersetzt werden müssen.

Die größten Herausforderungen der nächsten Jahre bestehen darin, die unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen gegeneinander abzuwägen und einen Zeitplan zu entwickeln, wann welche Option in welchem Umfang benötigt wird und auf welche Weise sie in das System gelangt. In diesem Zusammenhang sind auch Netze als Flexibilitätsoptionen zu betrachten, wobei hier nicht nur die

Stromnetze, sondern auch die Gas- und Wärmenetze sowie künftige Kommunikations- und Datennetze („smart grids“) in die Überlegungen einzubeziehen sind.

Die Diskussion über die Finanzierung des künftigen Stromsystems wird seit einiger Zeit durch das Stichwort „Marktdesign“ geprägt, in dem die Hoffnung mitschwingt, ein einheitlicher „Strommarkt“ möge künftig in der Lage sein, die unterschiedlichen technischen Optionen zu finanzieren. Nun gibt es seit einiger Zeit verstärkt Hinweise darauf, dass der Stromgroßhandelsmarkt in Form des börsenorientierten Spot- und Terminmarktes weder die Finanzierung der „Fluktuierende- Erneuerbare-Energien“-Anlagen (FEE) noch die der notwendigen Flexibilitätsoptionen wie beispielsweise neue Gaskraftwerke sicherstellen kann, auch nicht in Verbindung mit den Regelenergiemärkten.

Daher erscheint es geboten, das Stromsystem in einzelne Finanzierungssegmente zu unterteilen und ein „Systemdesign“ zu diskutieren, das die Finanzierung der benötigten Anlagen und sonstigen Optionen ermöglicht und gleichzeitig das Zusammenspiel der Segmente berücksichtigt. Um den Ausbau der Erneuerbaren Energien zu garantieren, werden weiterhin hinreichende und verlässliche Instrumente zur Refinanzierung der EE im Allgemeinen und der FEE im Besonderen benötigt, die explizit für diese annähernd grenzkostenfreie Stromerzeugung mit vergleichsweise hohen Fixkosten (Investitions- und Kapitalkosten) konzipiert sind. Das EEG hat sich hier als besonders effektiv und letztlich auch als gesamtwirtschaftlich effizient erwiesen; gleichwohl muss es nun „systemdienlich“ weiterentwickelt werden, das heißt beispielsweise, dass es künftig stärkere Signale für eine systemgerechtere Auslegung neuer Anlagen geben sollte.

Die bestehenden Dispatch-Märkte (Stromgroßhandels- und Regelenergiemärkte) leisten einen unabdingbaren Beitrag zum optimalen Einsatz bestehender Anlagen. Jedoch müssen auch sie sich noch stärker an die Anforderungen regenerativer Energien anpassen, insbesondere im Hinblick auf die Fristigkeiten der Handelsgeschäfte. Schließlich wird das System durch so genannte Kapazitätsmechanismen ergänzt werden müssen, um die Vorhaltung von Leistung zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit zu finanzieren. Offen ist allerdings noch die Frage, wann diese Mechanismen in Deutschland eingeführt werden sollten und wie sie konkret auszugestalten sind, um Mitnahmeeffekte zu minimieren und nur solche Anlagen zuzulassen, die auf Dauer mit dem künftigen System kompatibel sind.



Jan-Peter Schwartz
Leiter Unternehmenskommunikation, Siemens Energy Sector

Jan-Peter Schwartz leitet seit Januar 2011 die Unternehmenskommunikation des Siemens Energy Sectors, einem weltweit führenden Anbieter für Produkte und Lösungen der Energietechnik mit einem Jahresumsatz von 27,5 Mrd. Euro (2012). Im Fokus steht für ihn das Prinzip der integrierten Kommunikation. Seine berufliche Laufbahn startete der Journalist und studierte Ökonom bei der Bayer AG, bevor er 1990 als persönlicher Referent des damaligen Intendanten Friedrich Nowotny zum Westdeutschen Rundfunk wechselte. Nach verschiedenen Stationen, unter anderem als Parlamentskorrespondent übernahm Jan-Peter Schwartz 1996 die Leitung der Wirtschafts- und Umweltredaktion des WDR. Als Mitinhaber einer Kommunikationsagentur rückte ab dem Jahr 2000 das energiewirtschaftliche Umfeld in den Mittelpunkt seiner Tätigkeit. Im Januar 2007 folgte schließlich die Berufung als Kommunikationsleiter der RWE Energy AG, zwei Jahre später als Leiter der externen Kommunikation der RWE AG. Ausgleich und Erholung findet der bekennende Familienmensch im Sport.

Welches Strommarktdesign braucht eine erfolgreiche Energiewende?

Ein konstruktiver Beitrag zur Energiewendebatte

Jan-Peter Schwartz

Absicht oder nicht: Die deutsche Energiewende ist bereits heute ein Export-schlager. Über zwei Drittel der EU-Staaten haben das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) zum Vorbild für den Umbau des eigenen Energiesystems genommen. Das klingt zunächst nach einem Erfolgsmodell. In Wirklichkeit aber werden Zweifel an den regulatorischen Grundlagen der deutschen Energiewende im eigenen Land immer größer.

Dass am derzeitigen Gesetzesrahmen Änderungsbedarf besteht, bestreiten heute nur noch die wenigsten. Die breite Kritik richtet sich insbesondere gegen die steigenden Kosten, die das EEG verursacht. Zugleich, so eine weit verbreitete Meinung, trägt das EEG die Schuld daran, dass die Versorgungssicherheit zunehmend in Gefahr gerät, die Kosten der Energiewende immer ungleicher verteilt werden und Innovationen „Made in Germany“ hierzulande kaum mehr zum Zuge kommen. Eine Neuordnung des deutschen Strommarkts scheint also unausweichlich.

Regulierung oder Wettbewerb?

Am Anfang steht eine Grundsatzfrage: Liegt die Lösung darin, den Markt vorwiegend wettbewerblich auszurichten? Können sich Technologien und Lösungen mit der besten Kosten-Nutzen-Bilanz dann besser durchsetzen? Oder sollte das Prinzip einer zunehmenden Regulierung beibehalten und nur durch Korrekturen an den nötigen Stellschrauben optimiert werden?

Die Erfahrung zeigt: Punktuelle Eingriffe in einen Organismus lösen meistens unerwünschte Nebenwirkungen aus. Da machen weitere Detailregulierungen am Energiesystem keine Ausnahme. Eine Deckelung des Stromkostenanstiegs zum Beispiel – wie jüngst vorgeschlagen – würde die Investitionsbereitschaft für neue innovative Kraftwerke kaum fördern sondern eher weiter bremsen. So komplex die Lage ist, so umfassend müssen die Lösungswege sein. Nur so lassen sich negative Wechselwirkungen vermeiden. Hierin liegt der wesentliche Unterschied zwischen einem dezentral organisierten Markt und zentral vorgegebener Regulierung: In einem markttechnisch geprägten Umfeld lösen sich Wechselwirkungen durch die Mechanik von Preissignalen in der Regel auf, wogegen einzelne Eingriffe in den Markt durch neue Gesetze oder Verordnungen zusätzliche Ungleichgewichte an anderer Stelle schaffen.

Der aktuelle gesetzliche Rahmen fördert kein Wettbewerbsumfeld, in dem sich unter den wichtigen Aspekten Versorgungssicherheit und Innovationsförderung

die kostengünstigste Lösung mit fairer Lastenverteilung etablieren könnte. Ein weitgehend wettbewerblich ausgerichteter deutscher Strommarkt aber könnte die richtigen Investitionssignale an den Markt und seine Akteure senden und das System langfristig stabilisieren, ohne ständig eine gesetzlich erwirkte Schiefelage durch eine andere korrigieren zu müssen.

Welche Ziele stehen hinter der Energiewende?

Das Hauptziel der Energiewende war ursprünglich einmal klar erkennbar: Der Klimaschutz und als wesentliches Handlungsfeld hierbei der weitgehende Umbau des Energiesystems auf Erneuerbare Energieträger. Betrachtet man aber die Auswirkungen der Energiewende auf die deutsche Wirtschaft und die privaten deutschen Haushalte heute, so zeigt sich ein Bild von Wechselwirkungen, Einflüssen und Zusammenhängen, die auch in der öffentlichen Debatte weitere wichtige Aspekte stärker in den Vordergrund gerückt haben: Begrenzung des Kostenanstiegs, Sicherung der Stromversorgung, eine sinnvolle Verteilung der Belastungen und die Förderung von Innovationen zur langfristigen Sicherung des Industriestandorts Deutschland.

Deutschland ist eine Industrienation. Über 5 Millionen Menschen arbeiten in diesem Wirtschaftssektor. Damit nimmt Deutschland eine einsame Spitzenposition innerhalb der EU ein. Gelingt die Energiewende, so profitiert das Land von einem nachhaltigen Energiesystem sowie von einem Exportschub für seine hierzulande erfolgreich angewandten Technologien. Anders ausgedrückt: Wir

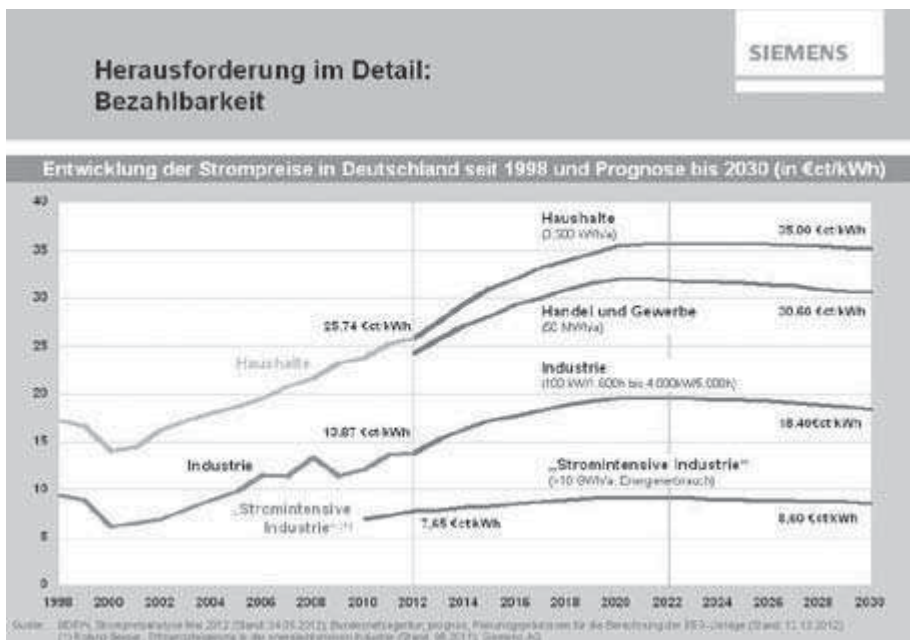


Abbildung 1: Herausforderung Kostenanstieg durch die Energiewende

werden Arbeit importieren, wenn wir mit der Energiewende erfolgreich sind. Scheitern wir, nimmt der Wirtschaftsstandort Schaden und zwar dauerhaft.

Siemens kennt den deutschen Strommarkt seit dessen Entstehung vor über 120 Jahren. Wie kaum ein anderer Technologiehersteller hat das Unternehmen die Entwicklung des Kraftwerksparks und der Netzinfrastruktur geprägt und mit immer neuen Innovationen dazu beigetragen, die Energietechnik in Deutschland als wichtigen Industriezweig zu etablieren. Vor allem die Einführung immer wieder neuer Technologien im Heimatmarkt begründete das „Schaufenster“ Deutschland, heute ein Garant für wirtschaftliche Entwicklung und Exporterfolg.

Als Nettoexporteur für Energietechnik ist Deutschland auf diese „Schaufenster“-Wirkung für Innovationen angewiesen. Gegen die jahrzehntelang bewährte Praxis stellt sich nun ausgerechnet das Regelwerk für die Energiewende. Seit Einführung des EEG werden von Staats wegen nicht mehr primär Innovationen gefördert, sondern ein bestimmter Energiemix. Das alleine führt bereits zu erheblichen Fehlallokationen. Hinzu kommt die über Jahrzehnte festgeschriebene Subvention bereits marktreifer Technologien wie etwa Photovoltaik. Gleichzeitig fehlen Investitionsanreize für die Einführung von Innovationen, etwa in den Bereichen Energiespeicher, intelligente Netztechnologie, Lastmanagement und Energiehandel.

Vorschläge für ein neues Strommarktdesign

Diesen Herausforderungen zu begegnen ist das Ziel eines neuen Strommarktdesigns, das Siemens zur Diskussion stellt. Es soll ein konstruktiver Beitrag aus dem Blickwinkel eines Unternehmens sein, das sich vom einstigen „Staats“-Lieferanten für Kraftwerks- und Netztechnik zum Global Player der Energietechnik entwickelt hat. Weniger als 10 Prozent seines Umsatzes im Energiebereich macht Siemens in Deutschland. Zugleich sind 33 Prozent (Stand 30.09.2012) der Belegschaft des Siemens Energy Sectors nach wie vor in Deutschland angestellt. Schlüsselstandorte wie die Kompetenzzentren für Gasturbinen, für Kraftwerksleittechnik oder für Hochspannungsgleichstromübertragung haben ihre feste Heimat in Deutschland. Diese Arbeitsplätze zu sichern ist unser Ziel, denn die Kompetenz unserer Mitarbeiter in Deutschland und die sprichwörtliche deutsche Ingenieurskunst sind ein wesentlicher Pfeiler unseres Erfolgs. Und deshalb setzen wir darauf, dass die Energiewende ein Erfolg wird – mit einem neuen Strommarktdesign.

Unser Vorschlag führt das Wissen und die Erfahrung von unterschiedlicher Seite zusammen. Er stützt sich einerseits auf ein detailliertes Wissen über die Bedürfnisse privater wie öffentlicher Versorgungsunternehmen sowie andererseits auf die Kenntnis der Herausforderungen, denen die deutschen Industriebetriebe gegenüberstehen. Gleichzeitig ist er aber als Impuls zu verstehen, nicht als endgültiges Konzept. Der Teufel steckt – wie bei der Elektrotechnik oft – im Detail und eine gut gemeinte, aber schlecht umgesetzte Regulierung kann schädlicher sein als der unbefriedigende Status Quo.

Die Energiewende so marktbasiert und kosteneffizient wie möglich umzusetzen, ist der Grundsatz hinter all unseren Überlegungen. Am Ende sollen sich Systemstabilität und Innovationskraft sinnvoll miteinander verbinden. Das gelingt, wenn dauerhaft planbare und verlässliche Rahmenbedingungen das optimale Klima für Investitionen schaffen. Hierfür reicht es eben nicht aus, mit einzelnen Maßnahmen auf einzelne Herausforderungen zu reagieren. Vielmehr geht es um eine Reihe von gesetzlichen Änderungen, deren unterschiedliche Wirkmechanismen den Markt so umgestalten, dass letztlich allen Herausforderungen auf breiter Front begegnet wird. Der Vorschlag mündet in einen 5-Punkte-Plan.

1. Einspeiseverantwortung

Die derzeitige Regelung durch das EEG sieht vor, dass Betreiber von Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien ihren Strom jederzeit vollständig oder zu einem hohen Anteil ins Netz einspeisen dürfen. In der Regel erhalten sie dafür einen festgelegten, vom Marktpreis entkoppelten Vergütungssatz. Ziel dieses Gesetzes war eine rasche Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien im Kraftwerkspark durch Investitionsanreize. Dieses Ziel wurde erreicht. Von 17 Gigawatt im Jahr 2002 hat sich der Anteil von Wind- und Solarenergie in Deutschland bis 2012 auf rund 70 Gigawatt erhöht.

Was jedoch Wind- und Solarstrom sowie Biomasse, Wasserkraft und Geothermie begünstigte, brachte für einen Teil der konventionellen Kraftwerke klare Nachteile. Bei der Einsatzplanung von Kraftwerken für den nächsten Tag haben Gaskraftwerke immer öfter das Nachsehen, da Strom aus Photovoltaik häufig die Mittagslücke schließt, eine Tageszeit, zu der normalerweise besonders viel Strom benötigt wird. Auf diese Weise bricht jedoch das Geschäftsmodell für Gaskraftwerke weg. Und damit fallen auch die Kraftwerke selbst über kurz oder lang aus, da sie von deren Betreibern nicht wirtschaftlich vorgehalten werden können, ganz zu schweigen von der Überlegung, in neue Kraftwerke dieses Typs zu investieren.

Eine paradoxe Situation: Der starke Anstieg an schwankender Einspeisung durch die Erneuerbaren Energien erhöht den Bedarf an flexibler Leistung – diese aber wird zugleich durch den Zubau von Wind und Sonne wirtschaftlich aus dem System gedrängt. Das EEG sieht keine energiewirtschaftlichen Steuerungselemente vor. Daher erfolgt der Zubau von Erneuerbaren unabhängig von der Systemrelevanz und Nachfrage. Die Situation verschärft sich zusehends.

Ein Vorschlag, um dieser Entwicklung entgegenzuwirken, ist die Einspeiseverantwortung für Erneuerbare Energien. Die Produzenten von Strom aus diesen regenerativen Energiequellen werden zur Direktvermarktung verpflichtet und müssen künftig wie alle anderen Stromerzeuger auch zuverlässig „nach Fahrplan“ einspeisen. Es entsteht ein freier Markt für „sicheren Strom“, denn die fluktuierenden Erneuerbaren müssen sich für ihre verlässlich angebotene Leistung rückversichern, entweder durch eigene, gesicherte Kapazität oder

auf einem Markt für „Residualenergie“, also Optionen auf flexibel zuschaltbare Leistung. Dort können flexible Kraftwerke, Speicher oder auch flexibel ab- und zuschaltbare Lasten wie zum Beispiel große Kühlhäuser anbieten.

Erster Vorteil: Der Zubau Erneuerbarer Energien richtet sich stärker an ihrer Vermarktungsfähigkeit und Vorhersehbarkeit aus. Es entsteht ein Anreiz, Erneuerbare so zuzubauen, dass sie möglichst nicht dann einspeisen, wenn der Markt bereits mit Erneuerbaren geflutet wird. Zweiter Vorteil: Dank der neuen Einnahmemöglichkeit auf dem entstehenden Markt für „Residualenergie“ können Gaskraftwerke ihre Fixkosten besser decken. Die Gefahr des Marktaustritts wird geringer. Dritter Vorteil: Um den Kostenfaktor für die „Optionen“ auf Regenergie so gering wie möglich zu halten, steigt die Prognosequalität bei den Erneuerbaren. Nicht betroffen von dieser Neuregelung der Einspeiseverantwortung sind die Einspeisevergütungen. Für sie sieht der Siemens Vorschlag künftig ein Versteigerungsmodell vor.

2. Technologie-Förderung durch Versteigerung

Neben der Vorranginspeisung profitieren die Erneuerbaren Energien seit Einführung des EEG vor allem von einer garantierten Einspeisevergütung, die für einen längeren Zeitraum festgelegt wird. Der Effekt: In den letzten Jahren waren die Neuinstallationen von Windkraftwerken und Photovoltaikanlagen völlig unvorhersehbar. Sie haben den geplanten Kapazitätsausbau oft um mehr als das Doppelte überstiegen. Dieser Wildwuchs ist einer der wesentlichen Kostentreiber des EEG. Die Korrekturen in den letzten Jahren nützten leider wenig. Die Absenkung der Einspeisevergütung kam in der Regel zu spät, um einen weiteren Anstieg der Kosten zu verhindern und ihre Ankündigung hat meist auch noch zu einer Beschleunigung des Ausbaus geführt.

Um den künftigen Ausbau der Erneuerbaren Energien besser als bisher technologiespezifisch steuern und zugleich die Kostenentwicklung begrenzen zu können, sieht der Siemens Vorschlag für ein neues Marktdesign vor, die Einspeisetarife nicht mehr pauschal zu garantieren. Vielmehr sollen innovative Technologien bis zu ihrer Marktreife gefördert und dann in den Wettbewerb entlassen werden. Ein guter Weg, um die technische Entwicklung auf volkswirtschaftlich verträgliche Weise zu fördern, ist das Prinzip der Versteigerung. Dabei ist zu erwarten, dass Teilnehmer mit ihren Geboten so weit heruntergehen, bis sie gerade noch die erwartete Rendite erwirtschaften. Mitnahmeeffekte werden dadurch minimiert und das System nähert sich dem volkswirtschaftlichen Optimum an. Geboten wird also auf die geringste Höhe der Einspeisevergütung, die für einen längeren Zeitraum fest garantiert wird. Voraussetzung für diese Vergütung ist aber die Direktvermarktung des Stroms und die Lieferung nach Fahrplan.

Ein System von regelmäßig stattfindenden Versteigerungen dieser Art hat mehrere Vorteile: Erstens kann die Dauer des Einspeisetarifs von Auktion zu Auktion neu festgelegt werden. Lange Laufzeiten, die wie bei der derzeitigen Regelung von Innovationszyklen entkoppelt sind, gäbe es dann kaum mehr. Zweitens

haben die Ministerien bzw. die Bundesnetzagentur als verantwortliche Behörden die Möglichkeit, die Auswahlkriterien nach Innovationsgesichtspunkten wie zum Beispiel den Mindestwirkungsgrad zu definieren. Und drittens lassen sich die Versteigerungen regional spezifizieren. So könnten Erneuerbare Energien gezielt in Regionen mit guten Standortbedingungen gefördert werden.

Als Ergebnis würden vor allem volkswirtschaftlich relevante Technologien durch privilegierte Vergütungssätze so bevorzugt, dass sie sich zur Marktreife entwickeln könnten. Und das außerdem nur an sinnvollen Standorten – mit Vorteilen für das gesamte Energiesystem (bessere Planbarkeit, Ausrichtung am Stand des Netzausbaus, höherer Ertrag pro Erzeugungseinheit).

3. CO₂-Begrenzung

Das Ziel der Energiewende ist von der Politik klar definiert: Die klimaschädlichen Treibhausgase (den überwiegenden Hauptanteil dabei hat Kohlendioxid – CO₂) sollen gegenüber dem Basisjahr 1990 um 80-95 Prozent bis zum Jahr 2050 sinken. Da gerade die Energieversorgung in Zukunft mehr und mehr im elektrischen Bereich stattfinden wird, ist es umso wichtiger, die Stromversorgung so CO₂-arm wie möglich zu gestalten. Unter den aktuellen Rahmenbedingungen wird der deutsche Stromsektor die nationalen Ziele jedoch klar verfehlen. Die aktuelle Prognose im Bereich Stromversorgung für das Jahr 2030 lautet: Reduzierung um 35 Prozent. Geht man aber davon aus, dass der Stromsektor mindestens einen proportionalen Anteil zu dem deutschen CO₂-Einsparungsziel beitragen muss, läge das festgelegte Etappenziel für diesen Zeitraum da bereits bei 55 Prozent Reduzierung. Wo liegt das Problem? Im Unterschied zu den meisten anderen Bereichen des Energiesystems geht es bei der CO₂-Reduzierung nicht um ein mögliches, neues Geschäftsmodell, sondern für die meisten Marktteilnehmer um eine avisierte Zwangsmaßnahme. Das ruft naturgemäß Widerstand hervor. Die Interessenlage ist vielschichtig und mit unterschiedlich starken Argumenten aufgeladen.

Im europäischen Kontext entwickelte die Politik daher ein Modell, das Spielräume für unternehmerisches Handeln bietet. Dieses Modell ist ein künstlich geschaffener Markt für Zertifikate (Emissions Trading System, ETS), die für jede emittierte Tonne CO₂ gekauft werden müssen. Gemessen am Ziel der europaweiten Reduzierung von Emissionen funktioniert dieser Markt auch: Europa liegt unterhalb des angestrebten Emissionspfads. Trotzdem besteht aber ein erheblicher Nachteil: Das ETS liefert keine verlässlichen Signale für die Investition in langlebige CO₂-arme Technologien. Zum einen ist der Zertifikatspreis durch die Wirtschaftskrise sowie durch die politische Förderung in anderen Bereichen wie etwa den Erneuerbaren Energien mit zurzeit weniger als fünf Euro extrem niedrig. Zum anderen verhält sich dieser Preis so volatil, dass selbst ein höherer Preis noch nicht als Signal für Investitionen gesehen würde.

Die Folge ist, dass auch in Deutschland derzeit kein Anreiz besteht, die CO₂-Emissionen zu reduzieren. Siemens würde eine Stärkung des ETS befürwor-

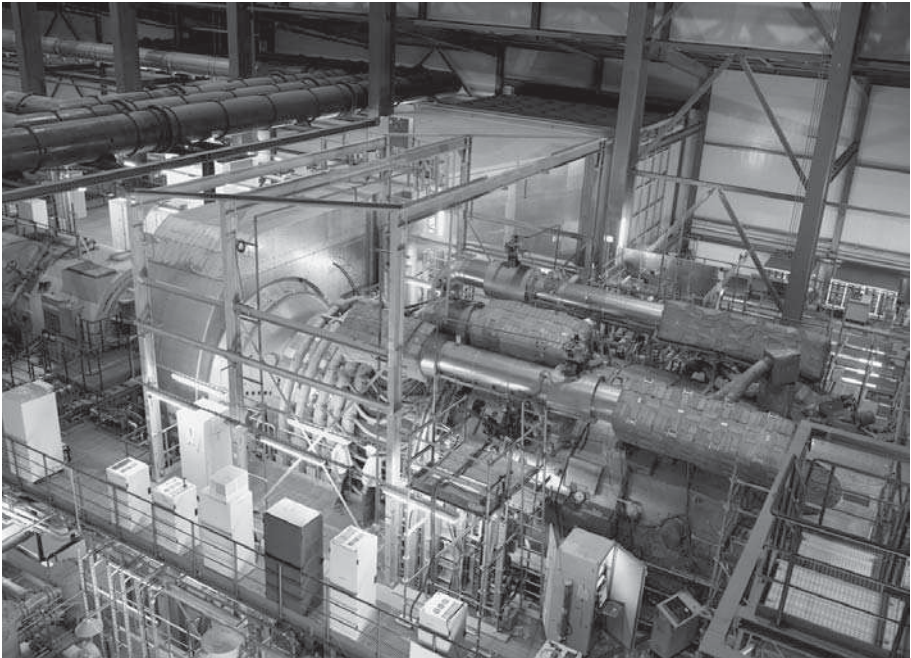


Abbildung 2: Innovationen für die Energiewende: Weltrekordwirkungsgrad für Gaskraftwerke: 60,75% im GuD-Kraftwerk Irsching

ten. Dazu müssten sowohl die niedrigen Preise als auch die Volatilität der Zertifikatspreise adressiert werden. Dies könnte eine effektive Lenkungswirkung hin zu CO₂-armer Stromerzeugung entfalten. Als Alternative zum ETS bietet sich eine davon unabhängige CO₂-Begrenzung an. Bei so einer Regelung wird der durchschnittliche CO₂-Ausstoß des von Versorgungsunternehmen vertriebenen Stroms begrenzt. Die CO₂-Intensität wird zum Beispiel auf 500 Gramm CO₂ pro Kilowattstunde festgelegt. Bei Überschreitungen kommt ein hoher CO₂-Preis zum tragen. Die pro Jahr durchschnittlich erlaubte Menge an Emissionen pro Kilowattstunde sinkt über einen definierten Zeitraum, etwa von 500 Gramm auf 300 Gramm CO₂ pro Kilowattstunde bis 2030. Der Vorteil: Die Vertriebe haben ausreichend unternehmerischen Spielraum, um ihren Mix individuell zu optimieren.

4. Fixkosten-Umlage

Bei den zahlreichen Überlegungen zur Entwicklung des Energiemix wird gerne übersehen, dass die Netzinfrastruktur als verbindendes und tragendes Element entsprechend mitwachsen und immer wieder erneuert werden muss. Bislang läuft die Finanzierung dieser Maßnahmen über die Netzzumlage quasi nebenher mit, denn jeder Stromverbraucher beteiligt sich entsprechend der von ihm abgefragten Strommenge an den Kosten für das Stromnetz. Soweit so gut.

Seit einiger Zeit aber verändert sich das Bild. Die Ursache hierfür liegt in dem starken Preisverfall für Photovoltaikanlagen der letzten Jahre. Was war passiert? Das EEG stiftete ab etwa dem Jahr 2000 eine sich selbst verstärkende Wirkung: Da aufgrund der wachsenden Nachfrage die PV-Module immer günstiger wurden, stieg dank der festgelegten Einspeisevergütungen auch die Rendite für PV-Anlagen – was eine weiter steigende Nachfrage nach PV-Modulen zur Folge hatte (zeitweise bezog allein Bayern 20 Prozent der Weltmarktproduktion) und so weiter. Die Schere öffnete sich immer weiter, bis die Politik reagierte und die Vergütungssätze kontinuierlich zurückgefahren wurden.

Mittlerweile sind PV-Anlagen allerdings so günstig geworden, dass sich die Anschaffung einer Photovoltaikanlage auch trotz stetig gesunkener Einspeisevergütungssätze lohnt. Man verkauft den Strom nun eben nicht mehr gewinnbringend an den lokalen Versorger, sondern spart Geld, indem man den billigen, selbst produzierten Strom auch selbst nutzt, wenn – und hier liegt der Haken – er gerade zur Verfügung steht. Nachts und an trüben Tagen bedient man sich weiterhin aus dem Stromnetz. Das Problem dabei: Da die Systemkosten, also zum Beispiel die Kosten für das Stromnetz und die Gewährleistung von ausreichend Regelenergie zur Netzstabilität, über den Strompreis entrichtet werden, profitieren dezentrale Stromerzeuger, indem sie durch eine deutlich geringere Stromabnahme aus dem Netz auch deutlich weniger zu dessen Erhaltungskosten beitragen, gleichzeitig das System aber als „Rückversicherung“ nutzen.

Der Anteil dieser „Trittbrett“-Nutzer nimmt kontinuierlich zu. Die dezentrale Stromerzeugung wird nach aktuellen Prognosen von 17 Prozent im Jahr 2010 auf 34 Prozent im Jahr 2030 steigen. Viele dieser Kleinproduzenten nutzen den selbst produzierten Strom auch selbst und bedienen sich nur nachts oder bei Flaute aus dem Netz. Dieser Effekt wird zum Teufelskreis, da eine Umlage auf kleinere Strommengen die Kosten in die Höhe treibt, so dass sich der Ausbau dezentraler Anlagen noch mehr lohnt. Das System wird dadurch langfristig instabil und seine Finanzierung hängt am Ende an denjenigen, die nicht die finanziellen Möglichkeiten haben, in die teilweise Selbstversorgung zu gehen.

Der Marktdesignvorschlag von Siemens sieht daher eine Entkoppelung der Systemkosten vom Strompreis vor. Die Idee: Alle Konsumenten zahlen entsprechend ihrer Anschlussleistung am öffentlichen Netz einen fixen Betrag, unabhängig von der tatsächlich bezogenen Strommenge. Unter Anschlussleistung ist die maximale Last einer Verbrauchsstelle zu Spitzenzeiten zu verstehen. Die Anschlusskosten werden bei Haushalten nach Kategorien je Wohnungs- bzw. Hausgröße festgelegt, in der Industrie nach tatsächlicher Spitzenlast. Langfristig kann durch intelligente Stromzähler (Smart Meter) eine kundengerechte Festlegung auch für Haushalte möglich werden. Denkbar sind auch vertragliche Vereinbarungen. Zum Beispiel könnten sich Verbraucher, um von einem besonders günstigen Tarif zu profitieren, verpflichten, zu Spitzenzeiten die eigene Anschlussleistung auf ein Minimum zu reduzieren.

Mit der Fixkosten-Umlage werden die notwendigen Investitionen zum Systemerhalt, wie zum Beispiel Netzausbau, EEG-Kosten und strategische Reserve, von allen Verbrauchern getragen, die davon auch profitieren. Die Anschlusskosten steigen zwar deutlich, gleichzeitig fällt der Strompreis aber auch um ca. 57 Prozent, von heute etwa 28 EUR-ct/kWh auf rund 12 EUR-ct/kWh. Mit intelligenten Zählern bietet sich in Zukunft auch die Möglichkeit, Strompreise zeitlich zu flexibilisieren. Das ermöglicht neue Geschäftsmodelle, etwa durch Automatisierung von flexiblen Verbrauchern wie z. B. Wärmepumpen, Kühlschränken, Wassererhitzern usw. Ein Markt, der stärkere Anreize zur Senkung der Spitzenlast setzt, bedeutet ein klares Plus für Verbraucher und für die Stabilität des Systems.

5. Strategische Reserve

Bei aller Begeisterung für Erneuerbare Energien gibt es doch eine unbequeme Wahrheit: Egal wie hoch die installierte Kapazität aus Wind- und Solarenergie ist, an windstillen Januarabenden produziert praktisch die gesamte Flotte keinen Strom. Im Januar 2013 waren an trüben Tagen von den über 32 Gigawatt installierter Photovoltaikleistung zur Spitzenzeit gegen Mittag weniger als ein Gigawatt am Netz. Ein Totalausfall. Beim Wind sieht die Bilanz in einer Hochdruckperiode ähnlich aus. In diesen Fällen müssen konventionelle Kraftwerke die gesamte benötigte Leistung liefern.

Technisch ist das kein Problem, denn in Deutschland gibt es (noch) ausreichend Kraftwerkskapazitäten für gesicherte Leistung, also für Strom, der unabhängig von den Wetterverhältnissen immer zur Verfügung steht. Das Problem entsteht momentan also nicht im Kraftwerkspark, sondern vielmehr in den Rechnungsbüchern der Stromerzeuger: Durch den fortschreitenden Ausbau der Erneuerbaren Energien gehen die Volllaststunden konventioneller Kraftwerke immer mehr zurück. Gleichzeitig sinkt der durchschnittliche Großhandelspreis und damit reduzieren sich auch die Deckungsbeiträge für konventionelle Stromerzeugung, vor allem für Gaskraftwerke, die bei niedrigen CO₂-Kosten gegen billige Stromerzeugung aus Kohle wirtschaftlich keine Chance haben. Die Folge: Der Bereitschaftsstatus von Gaskraftwerken lohnt unter einer bestimmten Menge an Volllaststunden nicht mehr. Die Anlagen gehen nach und nach dauerhaft vom Netz. Bis 2022 könnte so eine Lücke von 5-10 Gigawatt gesicherter Kapazität entstehen, da ja bis dahin auch alle Kernkraftwerke abgeschaltet werden.

Der Siemens-Vorschlag: Es wird eine Sicherheitsreserve außerhalb des Marktes eingeführt. Diese strategische Reserve besteht aus Kraftwerken, die nicht mehr wirtschaftlich am Markt betrieben werden können. Sie erhalten eine durch eine Auktion bestimmte Ausgleichszahlung und werden nur aktiviert, wenn die Versorgungssicherheit oder die Netzstabilität akut gefährdet sind. Im Markt selbst werden Preisspitzen zugelassen, die in Zeiten hohen Strombedarfs Signale für Neubauten und für den Weiterbetrieb bestehender Kraftwerke setzen. Die stra-

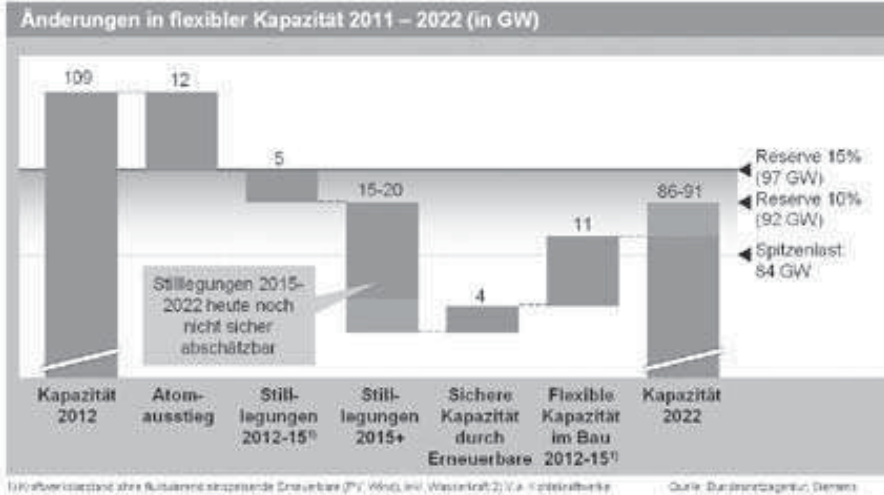


Abbildung 2: Herausforderung Versorgungssicherheit

teigische Reserve schließt eine Lücke, die besteht, bis der Umbau des Stromsystems vollendet ist und sich Versorgungssicherheit aus dem Mechanismus des Marktes ergibt. So wird der Markt möglichst wenig beeinflusst. Langfristig erwarten wir, dass die Zunahme steuerbarer Lasten – die durch höhere Preise in Spitzenzeiten ebenfalls Anreize bekommen – die dauerhafte Einführung eines Kapazitätsmechanismus überflüssig macht. Diese Annahmen beruhen aber auch auf der Umsetzung aller genannten Punkte. Außerdem muss sehr genau beobachtet werden, ob nicht regionale Netzengpässe wie in Bayern die Versorgungssicherheit gefährden, selbst wenn für Deutschland insgesamt ausreichend gesicherte Leistung zur Verfügung steht.

Freier Wettbewerb oder Regulierung? Auf die intelligente Mischung kommt es an!

Kostenbremse oder Radikalumkehr? Für die Zukunft des deutschen Energiesystems sind vor allem zwei Eigenschaften gefragt: Augenmaß und Weitblick. Das Ziel muss ein langfristig verlässlicher Strommarkt sein, der die richtigen Investitionssignale aussendet. Voraussetzung dafür ist, dass jetzt die Weichen hin zu mehr Markt und Wettbewerb auf dem Energiesektor gestellt werden. Die Betonung liegt auf „mehr“, denn einen völlig freien Strommarkt kann es nicht geben und hat es in Deutschland auch noch nie gegeben. Aber Regulierung sollte nie mehr sein, als ein System aus Leitplanken für einen möglichst freien Wettbewerb. Der Siemens Vorschlag für ein neues Strommarktdesign bietet

eine aufeinander abgestimmte Mischung aus Einzelmaßnahmen, die in der Summe zu einem weitgehend wettbewerblich ausgerichteten Strommarkt führen. Dank der daraus resultierenden Investitionsanreize wird Deutschland zum Schaufenster für eine weltweit nachgefragte, innovative Energietechnik.



Jürgen Stotz
Präsident des Weltenergierat - Deutschland e.V.

Diplom-Ingenieur Jürgen Stotz blickt zurück auf über 30 Jahre Erfahrung in der Energiewirtschaft. Nach seinem Studium der Elektrotechnik an der Technischen Universität Stuttgart übernahm er verschiedene Führungspositionen bei Energieversorgungsunternehmen, unter anderem bei PreussenElektra AG und Heizkraftwerk Glückstadt GmbH.

Zuletzt war er als Vorstandsvorsitzender der Vereinigte Energiewerke (VEAG), dem größten Energieversorgungsunternehmen in Ostdeutschland, nach der Wiedervereinigung für den Aufbau des Energiesystems in der Region verantwortlich. Auf internationaler Ebene engagierte Stotz sich als Präsident der Union for the Coordination of the Transmission of Electricity (UCTE) und als Mitglied des Präsidiums bei European Transmission System Operators (ETSO).

Seit 2002 ist er Mitglied des Aufsichtsrates der VEAG AG sowie des Aufsichtsrates Lausitzer Braunkohle AG, heute Vattenfall Europe Generation Verwaltungs-AG.

Seit Januar 2005 Jürgen Stotz Präsident des Weltenergierat – Deutschland e.V.

Retten die Wasserkraftspeicher in Skandinavien und im Alpenraum die deutsche Energiewende?

Jürgen Stotz / Werner Bledau

Zunehmenden Mengen an fluktuierenden erneuerbaren Energien im Rahmen der deutschen Energiewende beeinflussen die jederzeit zuverlässige Stromversorgung. Die Nutzung der Wasserkraftspeicher in Skandinavien und im Alpenraum wird seit geraumer Zeit in der Politik und Öffentlichkeit als Lösungsmöglichkeit für dieses Problem angesehen. Das Präsidium des Weltenergierat-Deutschland e.V. war Ende 2011 übereingekommen, diese Möglichkeit ergebnisoffen mit Blick auf die technisch-physikalische Realisierbarkeit sowie Wirtschaftlichkeit untersuchen zu lassen.

Auslöser für dieses Anliegen war nicht zuletzt das Sondergutachten des Sachverständigenrates für Umweltfragen (SRU) vom Januar 2011 „Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung“. Darin wird im Szenario 2.1 a dargestellt, dass bereits bis zum Jahr 2020 eine Übertragungskapazität von 16 GW und bis zum Jahr 2050 von 46 GW nach Norwegen erforderlich ist, um Strom aus deutscher Produktion in den norwegischen Wasserkraftspeichern zu jeder Zeit aufnehmen zu können. Heute gibt es noch keine direkten Stromübertragungskapazitäten zwischen Deutschland und Norwegen, die skandinavischen Speicher sind bestenfalls über ca. 3 GW Übertragungsfähigkeit zwischen Deutschland und Dänemark erreichbar. Vor diesem Hintergrund kann man schon zumindest an den für 2020 beim SRU genannten Übertragungskapazitäten zweifeln.

Die Prognos AG erhielt deshalb vom Weltenergierat-Deutschland e.V. Ende April 2012 den Auftrag, eine Expertise zur Bedeutung der internationalen Wasserkraft-Speicherung für die Energiewende zu erstellen. Diese Expertise sollte eine realistische Einschätzung des Beitrags internationaler Wasserkraftspeicher zur Energiewende geben. Neben Deutschland wurden die Länder Norwegen, Schweden, Schweiz und Österreich untersucht, da sie über große Wasserkraft-Speicher verfügen. Um die Einschätzungen zu den internationalen Aspekten zu verifizieren, wurden aus jedem der betrachteten Länder kompetente Partner in die Diskussion der Annahmen und Prämissen sowie der Ergebnisse eingebunden. Diese waren:

- Norwegen: Statkraft AS, Statnett SF
- Schweden: Vattenfall AB, SvenskaKraftnät AB
- Schweiz: swisselectric
- Österreich: Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft, Anstalt des öffentlichen Rechts („E-Control“)

Für Deutschland:

- Vattenfall GmbH
- 50Hertz Transmission GmbH
- TenneT TSO GmbH
- RWE AG
- EnBW Energie Baden-Württemberg AG
- E.ON AG

sowie die Vertreter des Weltenergieerat - Deutschland e.V.

Die Ergebnisse der Expertise wurden in einer Veranstaltung des Weltenergieerat-Deutschland e.V. am 9. Oktober 2012 durch Prognos der Öffentlichkeit vorgestellt. Die Expertise kann auf www.weltenergieerat.de in deutscher und englischer Sprache heruntergeladen werden.

Im Nachfolgenden werden die wichtigsten Ergebnisse der Prognos- Expertise sowie eigene Schlussfolgerungen und Empfehlungen für die Politik vorgestellt.

Für die Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland bis zum Jahr 2050 wurden für diese Untersuchung die Leitstudie der Bundesregierung (DLR 2011) verwendet. Für den Bruttostromverbrauch wurden die Annahmen des Referenzszenarios der gemeinsamen Studie von Prognos/EWI/GWS aus dem Jahr 2010 zu den Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung zugrunde gelegt. Unter Berücksichtigung von „üblichen“ Last- und Einspeiseprofilen (für die einzelnen erneuerbaren Energiearten) wurde eine Residuallast für die konventionelle und regelbare erneuerbare Stromerzeugung ermittelt. Die Residuallast ist die Last, die nach Abzug der fluktuierenden erneuerbaren Einspeisung noch zu decken ist.

Es wird deutlich, dass in einer Vielzahl von Stunden die erneuerbare Einspeisung die jeweilige Last in der betreffenden Stunde übersteigt (Residuallast negativ). In diesen Fällen produziert Deutschland mehr Strom aus erneuerbaren Energien, als in Deutschland verbraucht wird. Im Jahr 2050 könnte in ca. 2.200 Stunden die erneuerbare Leistung den Leistungsbedarf in Deutschland übersteigen, in einzelnen Stunden beträgt der Überschuss bis zu 60 GW. Der potenzielle Stromüberschuss beträgt etwa 38 TWh bzw. etwa 8 % des Stromverbrauchs im Jahr 2050. In der Abbildung¹ wird aufgezeigt, wie groß die Über- bzw. Unterspeisung aus erneuerbaren Energien in Deutschland perspektivisch bis zum Jahr 2050 sein wird. Hierzu ist allerdings anzumerken, dass die Auswertung auf einer deutschlandweiten Betrachtung ohne Berücksichtigung von Netzengpässen (Konzept der „Kupferplatte Deutschland“) basiert. Bereits heute treten jedoch in manchen Regelzonen aufgrund nicht ausreichender Übertragungskapazitäten temporäre Überspeisungssituationen auf, die Eingriffe der Netzbetreiber erforderlich machen.

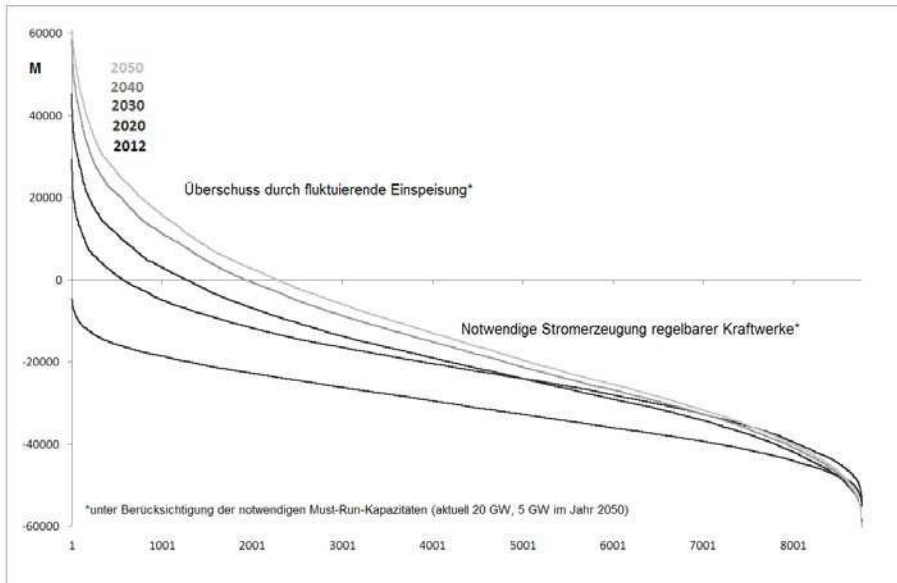


Abbildung 1: Jahresdauerlinien der Überschüsse durch die fluktuierende Stromerzeugung in Deutschland von 2012 bis 2050

Professor Bettzüge vom ewi Köln hat im Rahmen seines Beitrages zum BDI-Energiewendekongress am 8. November 2012 ausgewählte Zwischenergebnisse aus der „Trendstudie Strom 2022“ für den BDI vorgestellt. Danach käme es bereits ab 2016 zu erheblichen Abschaltungen von Anlagen auf der Basis erneuerbarer Energieträger, falls keine Maßnahmen aus dem nationalen Netzentwicklungsplan realisiert würden (vgl. Abbildung 2). Weiterhin stellte er vor, dass bis 2022 mehr als ein Drittel der zusätzlichen Erzeugung aus erneuerbaren Energien ausschließlich den deutschen Exportsaldo erhöhen werden.

Abbildung 1 macht zudem deutlich, dass in der Mehrzahl der Stunden auch im Jahr 2050 noch regelbare Kraftwerke wie Biomasse oder konventionelle thermische Kraftwerke benötigt werden, um die erforderliche Leistung zur Verfügung zu stellen. Das führt dazu, dass die installierte Bruttoleistung im deutschen Stromsystem weiter ansteigen wird, obwohl sich die Jahreshöchstlast kaum verändern wird. Heute ist die installierte Kraftwerksleistung schon gut doppelt so hoch wie die Jahreshöchstlast, bis 2050 könnte sie etwa auf den dreifachen Wert steigen. Es ist völlig klar, dass diese Überdeckung auch zu Mehrkosten für den Stromkunden führen muss.

Die zukünftige Stromerzeugung in Deutschland wird von einer hohen Anzahl an fluktuierenden Anlagen gekennzeichnet sein, die eine Reihe von Herausforderungen für das Stromsystem mit sich bringen. Langfristige Leistungsabsicherung, Umgang mit Überschusssituationen und Sicherung der Systemstabilität sind die drei wichtigsten technischen Herausforderungen. Dagegen ist die Gewähr-

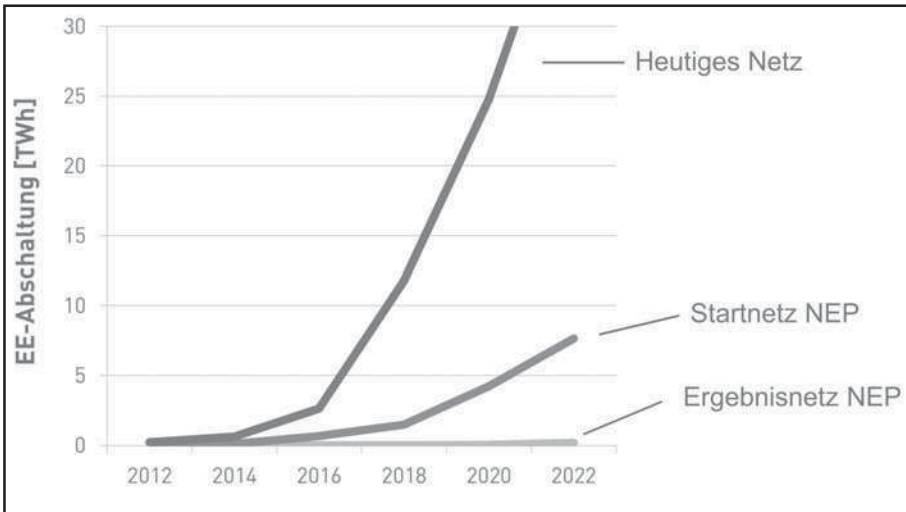


Abbildung 2

leistung wettbewerbsfähiger und bezahlbarer Strompreise die entscheidende Voraussetzung für den Wirtschaftsstandort Deutschland und für die Akzeptanz der Energiewende in der Bevölkerung. Die Lösungsoptionen für die technischen Herausforderungen liegen in den Bereichen Erzeugung, Last und Speicher.

Eine wichtige Lösungsoption ist die Nutzung von den im Mittelpunkt der Prognosestudie stehenden internationalen Wasserkraftspeichern mit Hilfe von Interkonnektoren. Hierbei ist die so genannte **indirekte Speicherung** mit einem Wirkungsgrad von rund 90 % die effizienteste Art der Speicherung. Dabei wird Strom aus deutschen Überschüssen in Skandinavien direkt verbraucht, während die dortigen Speicher geschont werden. In Skandinavien kann dann zu einem späteren Zeitpunkt mehr Strom aus Wasser in den Speicherkraftwerken erzeugt werden, um diesen nach Deutschland zu liefern. Bei dieser Art der Speicherung fallen lediglich die Verluste der zweimaligen Leistungsübertragung durch die Interkonnektoren (ca. zwei mal 5%) an.

Prognos hat mit Unterstützung der ausländischen Partner detailliert die Wasserkraftwerke der ausgewählten Länder untersucht. Im Vergleich untereinander wird deutlich, dass vor allem Norwegen über eine hohe Kapazität verfügt, gefolgt von Schweden. Diese Verhältnisse zeigen sich darüber hinaus besonders deutlich bei der Betrachtung der maximalen Speicherkapazität. Die heutigen Speicherkapazitäten in Skandinavien (NO und SE) übersteigen mit ca. 116 TWh diejenigen von Deutschland (ca. 0,05 TWh) rund um den Faktor 2.300 und die der Alpen (CH und AT) mit ca. 12 TWh um den Faktor 10. Dementsprechend sind langfristig vor allem Interkonnektoren nach Skandinavien zur Aufnahme von Überschussstrom und zur Deckung der Reserveleistung in Deutschland interessant.

Im Ergebnis der Analyse für die bestehende Übertragungskapazität zwischen den Ländern kann zusammenfassend festgehalten werden, dass bereits heute zwischen der Schweiz, Österreich und Deutschland mehrere grenzüberschreitende Verbindungen existieren. Diese machen einen direkten Stromaustausch möglich. Dagegen sind solche Verbindungen von Deutschland in Richtung Skandinavien in Höhe von derzeit ca. 3 GW noch vergleichsweise schwach. Eine direkte Verbindung nach Norwegen soll erstmals mit dem geplanten Interkonnektor NORD.LINK entstehen. Nach der Anfang Dezember 2012 herausgegebenen Pressemitteilung haben der norwegische Netzbetreiber Statnett, der deutsche Netzbetreiber TenneT TSO GmbH und die KfW IPEX-Bank GmbH eine Rahmenvereinbarung über die Entwicklung, den Bau und Betrieb eines 1400-MW-Unterseekabels zwischen Norwegen und Deutschland mit einem Investitionsvolumen von insgesamt ca. 1,5-2,0 Mrd. Euro unterzeichnet. Der geplante Termin für die Inbetriebnahme ist 2018, wobei zuvor noch im Jahr 2014 eine finale Investitionsentscheidung getroffen werden soll. Dieses Vorhaben macht deutlich, dass Kabelprojekte von langfristiger Natur sind und einen erheblichen Planungs- und Realisierungszeitraumbenötigen.

Im Weiteren hat Prognos die Fragen untersucht, ob

- die überschüssige Energie aus Deutschland direkt verbraucht werden und
- Deutschland Strom aus den Partnerländern importieren kann, auch wenn diese selbst ihre höchste Last im Stromnetz haben.

Zur Beantwortung dieser Fragen wurden zum einen die Mindestlasten untersucht. Im Ergebnis wird eingeschätzt, dass im Alpenraum 4-5 GW und in Skandinavien 14-18 GW in Schwachlastzeiten als Importleistung aufgenommen werden könnten. Zum anderen wurden die Maximallast und die dann noch vorhandene Reserveleistung analysiert. Für Norwegen und Schweden zusammen wurde zum Zeitpunkt ihrer Maximallast eine Leistungsreserve von rd. 16 GW ermittelt, die allerdings nach Angaben von Statnett und SvenskaKraftnät unter Beachtung von derzeitigen Kraftwerks- und Netzrestriktionen in einem normalen Winter auf etwa 6,5 GW zurückgehen könnte. Für den Alpenraum werden die Reservekapazitäten zum Zeitpunkt der Maximallast als deutlich niedriger eingeschätzt. Deshalb wird u.a. der Verbindung der Stromsysteme von Deutschland und Skandinavien über das bisher geplante Maß hinaus eine größere Bedeutung beigemessen.

Hinzu kommt, dass das gesamte Potenzial für die Wasserkraftnutzung bezogen auf die Leistung und die Arbeit im Alpenraum wesentlich kleiner als in Skandinavien ist. Dieses Potenzial wird zudem von den Ländern selbst und aufgrund der zentraleren Lage in Europa auch stärker von den umliegenden Staaten (u.a. Italien, Frankreich, Tschechien, Slowakei, Ungarn) genutzt werden. Voraussichtlich ist daher aus deutscher Sicht für eine sinnvolle Nutzung der noch im Alpenraum vorhandenen Wasserkraftpotenziale ein Netzausbau bzw. eine Verstärkung bestehender Verbindungen von nur wenigen GW sinn-

voll. Die Untersuchungen von Prognos konzentrierten sich deshalb auf den möglichen Ausbau der Netzkapazitäten zwischen Deutschland und Skandinavien.

Für einen typischen Interkonnektor zwischen Deutschland und Skandinavien (Norwegen oder Schweden) wurde die **Wirtschaftlichkeit** wie folgt abgeschätzt:
- Die geplanten Investitionskosten für die 645 km lange Verbindung NORD.LINK betragen bis zu 2 Milliarden Euro, bei einer Übertragungsleistung von 1.400 MW. Die Kosten für weitere Kabelprojekte wurden in der gleichen Größenordnung angenommen. Bei einer für die Energiewirtschaft üblichen Verzinsungserwartung von 8 % pro Jahr und einer Kalkulationsdauer von 20 Jahren muss der Kabelbetrieb pro Jahr einen Überschuss von etwa 200 Millionen Euro erbringen.

Wenn der Interkonnektor das ganze Jahr genutzt werden kann, ist pro transportierte MWh Strom ein Ertrag (Preisunterschied zwischen EEX- und dem Nord Pool-Markt) von etwa 16 EUR notwendig. Bei Berücksichtigung der Netzverluste steigt dieser Wert auf etwa 18 EUR.

In den Jahren 2010 und 2011 lagen die mittleren Preisunterschiede zwischen den beiden Marktgebieten mit 13 bzw. 15 EUR/MWh etwas unter diesem für neue Investitionen notwendigen Preisniveau. Zwar lässt die steigende erneuerbare Einspeisung in Deutschland in Zukunft erwarten, dass der EEX-Preis voraussichtlich über viele Stunden bis wenige Tage unter dem Nord Pool-Preis liegen wird. Allerdings kann aufgrund der heute noch sehr unsicheren politischen Rahmenbedingungen die Entwicklung der Preisunterschiede und damit der Höhe der zusätzlich wirtschaftlichen Interkonnectoren zwischen Deutschland und Skandinavien auf diesem Wege kurz- und mittelfristig nicht belastbar abgeschätzt werden. Hinzu kommt, dass sich Preisunterschiede zwischen Skandinavien und Kontinentaleuropa bei Verknüpfung der Strommärkte schrittweise reduzieren, was die Wirtschaftlichkeit dämpft. Zudem stehen Interkonnectoren nach Deutschland im Wettbewerb mit etwaig neu zu bauenden Verbindungen zwischen Skandinavien und anderen Ländern wie den Niederlanden oder Großbritannien.

Deshalb stellt Prognos zur Abschätzung des langfristig sinnvollen Ausbaus von Interkonnectoren die Nutzung von Stromüberschüssen in den Vordergrund:

- Der Wert des indirekt oder direkt gespeicherten Stroms entspricht voraussichtlich dem durchschnittlichen Strompreis bzw. bei einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtung den mittleren Stromgestehungskosten. Diese werden im Jahr 2050 gemäß verschiedenen Studien (z.B. Prognos, DLR) etwa 80 bis 90 Euro₂₀₁₁ pro MWh betragen.
- Der Wert des Stroms in Überschusssituationen wird von der nächst besten (möglichen) Speicheroption bestimmt. Aus heutiger Sicht sind dies Power-to-Gas-to-Power (bei längerfristigen Überschüssen) und Power-to-Heat-Anwendungen (bei kurzfristigen Überschüssen). Die Erzeugung und Rückverstromung von Methan hat maximal einen Wirkungsgrad von einem Drittel. D.h. bei Strom-

gestehungskosten von etwa $90 \text{ EUR}_{2011} / \text{MWh}$ hat der Überschussstrom für diesen Speichertyp einen Wert von maximal $30 \text{ EUR}_{2011} / \text{MWh}$. Wird Überschussstrom direkt verheizt oder zum Aufladen von Wärmespeichern genutzt, hat dieser Strom, durch die Einsparung von Brennstoffen, voraussichtlich auch einen Wert in der Größenordnung von $30 \text{ EUR}_{2011} / \text{MWh}$.

- Der Ertrag für die Nutzung von Überschussstrom durch Interkonnectoren beträgt damit, gegenüber den wahrscheinlichsten Nutzungsalternativen, etwa 50 bis $60 \text{ EUR}_{2011} / \text{MWh}$.
- Die Kosten für zukünftige Interkonnectoren betragen voraussichtlich etwa $1.400 \text{ EUR}_{2011} / \text{kW}$ (dies entspricht den aktuellen Kostenschätzungen für das Nord.Link-Projekt)
- Durch die stärkere Verbindung der Märkte und Leistungsreserven im skandinavischen System kann der Bedarf an Reserveleistung in Deutschland reduziert werden. Unter der vorsichtigen Annahme, dass pro 1.000 MW zusätzlicher Interkonnectorenleistung 500 MW an Reservekapazität eingespart werden können, ergibt sich bei Investitionskosten von etwa $500 \text{ EUR}_{2011} / \text{kW}$ für Gasturbinenkraftwerke ein zusätzlicher Nutzen von $250 \text{ EUR}_{2011} / \text{kW}$ für zukünftige Kabelprojekte. Diese könnten gegebenenfalls als Erlös für die gesicherte Leistung gutgeschrieben werden. Hieraus ergeben sich geschätzte Nettokosten von $1.400 - 250 = 1.150 \text{ EUR} / \text{kW}$ für den Interkonnecter. Um diesen Erlös für die Betreiber des Interkonnectors zu realisieren, bedarf es ggf. Finanzierungsmechanismen oder einer Risikobeteiligung des Staates.
- Bei einer für die Energiewirtschaft üblichen Verzinsungserwartung von 8 % pro Jahr und einer Kalkulationsdauer von 20 Jahren ergibt sich eine Annuität von 10 %. Der Kabelbetrieb muss damit pro Jahr einen Nutzen von $115 \text{ EUR}_{2011} / \text{kW}$ bzw. $115.000 \text{ EUR}_{2011} / \text{MWh}$ erbringen. Bei einem Erlös von $60 \text{ EUR} / \text{MWh}$ muss das Kabel damit etwa $(115.000 / 60 = \text{rd.})$ 1.900 Stunden im Jahr Überschussstrom aufnehmen, um die Annuität für die Investitionskosten zu verdienen.
- Bei einer volkswirtschaftlichen Verzinsungsanforderung von 4% pro Jahr und einer Betrachtungszeit von 40 Jahren (Annuität von 5 %) sinken die jährlichen Kapitalkosten für den Interkonnecter auf $57.500 \text{ EUR}_{2011} / \text{MW}$. Unter diesen Annahmen wäre der Bau von weiteren Interkonnectoren bereits bei einer Nutzungszeit (für Überschussstrom) von 950 Stunden pro Jahr gegenüber weiteren Speicheroptionen sinnvoll.

Ausgehend von den Überschüssen im deutschen Strommarkt (s. Abbildung3) ergibt sich somit langfristig ein wirtschaftliches Potenzial für Interkonnectoren zwischen Deutschland und Skandinavien von mindestens etwa **4 GW** bei **betriebswirtschaftlichen** Verzinsungsanforderungen von etwa **18 GW** bei einer **gesamtwirtschaftlichen** Betrachtung.

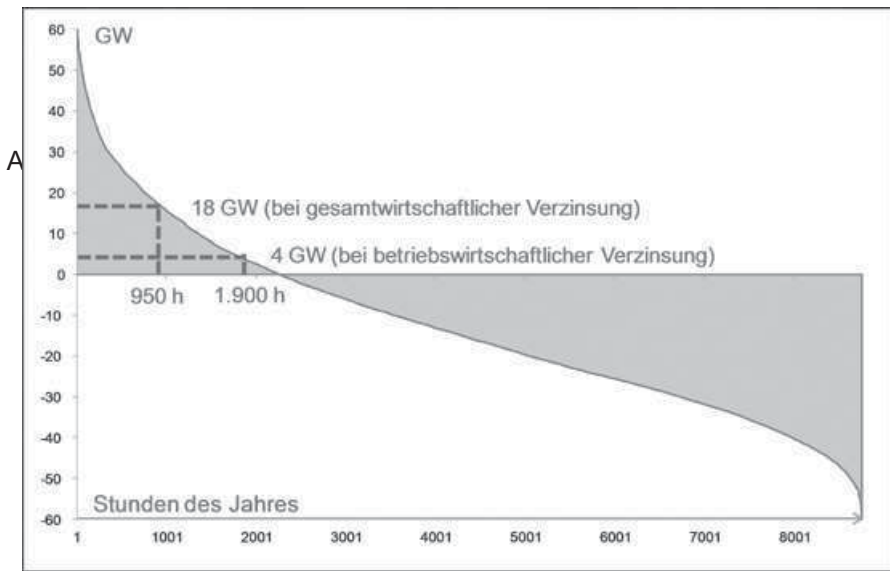


Abbildung 3: Wirtschaftliche Interkonnektorenleistung bei Nutzung von deutschem Überschussstrom im Jahr 2050

Unter der Annahme, dass auch in den skandinavischen Ländern die erneuerbaren Energien langfristig ausgebaut werden, entsteht auch in diesen ein Überschussstrom. Mit der Nutzung dieses Überschussstromes aus Skandinavien zur Verringerung des Einsatzes der konventionellen Kraftwerke in Deutschland, verbessert sich die Wirtschaftlichkeit von Interkonnektoren bzw. ist ein höherer Zubau sinnvoll. Bereits bei einer zusätzlichen Nutzung von 2 TWh steigt die wirtschaftlich darstellbare Leistung der Interkonnektoren bei einer betriebswirtschaftlichen Verzinsung von 4 auf **10 GW**. Werden zusätzlich sogar 5 TWh Überschussstrom genutzt, ist langfristig eine Netzverbindung von **15 GW** zwischen Skandinavien und Deutschland wirtschaftlich (bei betriebswirtschaftlicher Verzinsungserwartung). Abzüglich der bereits installierten Leistung von heute 3 GW ergibt sich somit nach Einschätzung von Prognos ein langfristig wirtschaftliches Neubaupotenzial von 7 bis 12 GW für Interkonnektoren zwischen Deutschland und Skandinavien. Würde diese Übertragungskapazität gebaut werden, könnten 10 bis 20 TWh bzw. 26 bis 52% des deutschen Überschussstromes in Höhe von 38 TWh im Jahr 2050 genutzt werden.

Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Die Ergebnisse der Prognos-Studie zeigen, dass mit dem weiteren Zubau von erneuerbaren Energien unter den gegenwärtigen Bedingungen dieser Strom nicht mehr vollständig im deutschen Stromsystem aufgenommen werden kann. Folgen daraus wären der steigende Stromexport bzw. die notwendige Abschaltung von EEG- geförderten Anlagen. Beides ist offenbar bereits im Gange. Die durch den BDEW am 10.1.2013 vorgestellten Schätzungen lassen für das Jahr 2012

einen Exportsaldo auf Rekordhöhe von 23 TWh erwarten. Der Zuwachs wird insbesondere auf die Nachfrage aus den Niederlanden zurückgeführt, die den preisgünstigen Strom aus Deutschland zur Optimierung ihres eigenen Kraftwerks-parks auf Gasbasis nutzen. Gemäß Prognos sowie den o.a. Untersuchungen des ewi wird dieser Effekt noch weiter zunehmen. Wenn es heute bereits zu Abschaltungen von volatilen EEG- geförderten Anlagen kommt, ist dies den bestehenden regionalen Netzproblemen geschuldet. Es bleibt zu wünschen, dass die durch die Politik ergriffenen Maßnahmen zum Netzausbau nunmehr erfolgreich und zügig vorankommen. Jedoch kann der dringend notwendige Netzausbau auf allen Ebenen nur eine temporäre Abhilfe schaffen. Selbst, wenn es im deutschen und europäischen Stromnetz die „Kupferplatte“ gäbe, käme es nach Prognos bis 2050 zu Überschüssen von 38 TWh in Deutschland. Was ist zu tun, damit es nicht dazu kommt?

Der grundsätzliche Widerspruch entsteht durch den massiven Zubau von Wind- und PV- Anlagen, die nur Jahresbenutzungsstunden zwischen ca. 900 und 3500 Stunden erreichen können. Das Ziel der Bundesregierung, im Jahr 2050 80% des Stromes aus erneuerbaren Energien zu erzeugen, vernachlässigt vollständig die Leistungsanforderung des Kunden. Der Stromkunde fordert zu jedem Zeitpunkt eine zuverlässige Versorgung mit Strom, also über die 8760 Stunden eines Jahres. Im Ergebnis driften Stromangebot und –nachfrage immer mehr auseinander. Möglichkeiten zur Auflösung dieses Widerspruchs bestehen vorrangig in der Veränderung der Stromnachfrage und in der Nutzung von Speichern sowie im geringeren Umfang in der Flexibilisierung der Erzeugung.

Die Möglichkeit der Nutzung von Wasserkraftspeichern ist für die Lösung dieser Probleme der deutschen Energiewende nur ein Baustein, wenn auch ein besonders wirtschaftlicher. Insofern wird auch die mit der Überschrift dieses Beitrages gestellte Frage beantwortet. Aber selbst dieser eine Baustein wird sich nicht von allein realisieren. Prognos wirft zum Bau von Interkonnektoren in der Studie eine Reihe von Fragen auf. Die z.B. zwar richtige Einschätzung des volkswirtschaftlichen Nutzens der Errichtung von Interkonnektoren, wonach der Zubau weiterer Gaskraftwerke in Deutschland verringert werden könnte, führt noch nicht zu unternehmerischem Handeln, da diese Effekte betriebswirtschaftlich nicht zu heben sind. Hierzu wäre der weitere Eingriff des Staates notwendig. Der Staat hat mit der Einführung des EEG den Wettbewerb für einen immer größeren Anteil im Stromsystem ausgeschlossen. Er versucht jetzt, mit immer neuen Maßnahmen, Schadensbegrenzung vorzunehmen. Dazu zählt z.B. der Eingriff in das Eigentumsrecht von EVU, Stilllegungen von systemwichtigen Kraftwerken zu untersagen. Unter den Bedingungen demarkierter Versor-gungsgebiete war es unvorstellbar, ein Kraftwerk zu errichten und dessen Leistung wegen fehlenden Netzanschlusses nicht abführen zu können. Im Fall von Windparks auf See gibt es dafür seit Anfang 2013 die Offshore-Haftungs-umlage. Es gibt jedoch noch weitere Probleme, die sich abzeichnen und für die Lösungen auf den Tisch müssen. So sind z.B. die in der öffentlichen Diskussi-on geforderten flexiblen Gaskraftwerke als geeignete „Schatten-kraftwerke“ für Zeiten ohne Sonne und/oder Wind nicht in Sicht, da sie bei den gegenwärtigen

Gaspreisen einfach nicht wirtschaftlich sind (s. Beispiel Niederlande). Es bleibt die Frage, wie die noch ausstehenden Stilllegungen von Kernkraftwerken in diesen Regionen in Bezug auf ihre Leistung zumindest teilweise kompensiert werden sollen? Die Zeit dafür wird immer kürzer. Das Problem der „Must Run“-Anlagen, d.h. der konventionellen Kraftwerke im deutschen Stromnetz in Höhe von derzeit 15 bis 20 GW, die zur Gewährleistung der Systemsicherheit (Spannungshaltung, Kurzschlussfestigkeit usw.) am Netz sein müssen, wartet auch noch auf eine Lösung, für die auch der Staat Anreize setzen muss.

Mit dem Unbundling im Zuge der Liberalisierung des Strommarktes ist die komplexe Betrachtung des Stromsystems auf der Strecke geblieben. Die EVU haben diese Verantwortung nicht mehr. Die Übertragungsnetzbetreiber haben die Systemverantwortung vorrangig nur im Echtzeitbetrieb. Die Regierungen auf Bundes- und Landesebene und die Bundesnetzagentur müssen koordiniert aber vor allem vorausschauend und schnell handeln. Zur Erinnerung: die dena-Netzstudie I hatte schon im Jahr 2005 für 2015 bei 20% erneuerbarer Stromerzeugung einen Ausbaubedarf von 850 km neuen Leitungstrassen im deutschen Übertragungsnetz ermittelt. Vor Weihnachten 2012 wurde nun der Bundesbedarfsplan im Kabinett verabschiedet, der hoffentlich nach dem Energieleitungsausbaugesetz und dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz endlich den Bau der dringend benötigten Leitungen voranbringt. Die Inbetriebnahme der Leitung von Schwerin nach Krümmel ist ein erster Schritt in diese Richtung, weitere müssen folgen.

Die Forderung nach einem Energiekonzept aus einem Guss scheint nicht mehr machbar und zeitgemäß zu sein. Aber das alleinige Monitoring der erreichten Ergebnisse der Energiewende in gewissen Abständen ist wohl auch nicht ausreichend. Es sollten zumindest - vielleicht in einem „Masterplan“- die wesentlichen erkannten Probleme aufgelistet und mit Terminen sowie Verantwortlichkeiten für ihre Lösung festgehalten werden.

Es bleibt abzuwarten, welche Antworten die angekündigte Novellierung des EEG - vermutlich nach der Bundestagswahl - auf die dringenden Fragen geben wird. Sicher ist, dass sich das Ohm'sche Gesetz nicht novellieren lässt. Deshalb müssen sachgerechte Lösungen und nicht ideologiegetriebene Wünsche auf den Tisch.



Dr. Peter Terwiesch
Vorstandsvorsitzender, ABB AG

Dr. Peter Terwiesch wurde im Januar 1966 geboren. An der Universität Karlsruhe (TH) studierte er Elektrotechnik mit Schwerpunkt Steuerungs- und Regelungstechnik und schrieb 1991 seine Diplomarbeit zu modellprädiktiver Regelung an der Ecole Nationale Supérieure de Physique, Strasbourg. Mit einer interdisziplinären Arbeit zur nichtlinearen Optimierung von Batchprozessen mit Modellunsicherheiten wurde er 1994 an der Eidgenössischen Technischen Hochschule (ETH) in Zürich zum Dr. sc. techn. ETH promoviert. Berufsbegleitend absolvierte er 2000/2001 das General Manager Program an der Harvard Business School. Nach Fach- und Führungsaufgaben in der ABB-Konzernforschung in der Schweiz und in Deutschland, unter anderem der konzernweiten Lenkung der Automationsforschung, sowie der Leitung des ABB-Forschungszentrums in der Schweiz, wurde er Anfang 2001 Mitglied der Geschäftsführung von ABB Schweiz, mit Verantwortung für das Industriegeschäft. Zeitgleich übernahm er die Technologieverantwortung für die entsprechende Konzerndivision. Von 2003 bis 2005 leitete er das deutsche Prozessautomatisierungsgeschäft und war in diesem Zusammenhang auch Vorsitzender der Geschäftsführung der ABB Automation GmbH in Deutschland. Wiederum parallel zu seiner operativen Verantwortung war er Technologiechef der Konzerndivision Automationstechnik. Am 1. Juli 2005 wurde er zum Chief Technology Officer ernannt, verantwortlich für Forschung, Entwicklung und Technologie des ABB-Konzerns. Seit dem 1. Juli 2011 ist Peter Terwiesch Vorstandsvorsitzender der deutschen ABB und ist verantwortlich für die Region Zentraleuropa. Dr. Terwiesch ist verheiratet und hat 2 Kinder.

Mit Innovationen die Energiewende meistern

Dr. Peter Terwiesch

Energiewende: Industrie steht mit Lösungen bereit

Die Energiewende in Deutschland ist in vollem Gang. Politiker, aber auch Stromversorger, Netzbetreiber, ihre Zulieferer und die Verbraucher stehen vor enormen Herausforderungen. Zahlreiche Lösungen zur Gestaltung der Wende gibt es bereits heute oder können auf der Grundlage erprobter Technologien weiterentwickelt werden. Zentrale Voraussetzung für das Gelingen des Mammutprojekts ist jedoch der politische Wille, die Akzeptanz der Bevölkerung und eine intelligente Koordination zahlloser Einzelaufgaben. Mit dem Umbau des Energiesystems übernimmt Deutschland zweifellos die Vorreiterrolle nicht nur in Europa. An den Grenzen des Landes darf dieses Jahrhundertprojekt allerdings nicht haltmachen.

Die Energiewende – dies bedeutet einen kompletten Systemwechsel in der Stromversorgung. Sie ist eine Pionieraufgabe, vergleichbar mit dem Aufbau des elektrischen Netzes vor gut 100 Jahren. Überall betreten die Ingenieure technisches wie auch logistisches Neuland, nichts funktioniert nach Schema F. In der stürmischen Nordsee beispielsweise müssen Windräder von der Höhe des Kölner Doms auf dem Meeresboden verankert werden, hunderte Tonnen schwer, in Tiefen bis zu 50 Meter. Hierfür sind völlig neue Spezialschiffe und Montagetechniken erforderlich. Ähnliches gilt für die Nutzung der Solarenergie im ganz großen Stil, etwa in Nordafrika oder der Sahara. Noch nicht einmal ansatzweise wurde bisher etwas in dieser Form und Größenordnung realisiert.

Herausforderung Stromübertragung

Umweltfreundlichen Strom mit Hilfe von Wind, Sonne, Wasser, Biomasse oder Geothermie zu erzeugen, ist sicherlich eine der Kernaufgaben der Energiewende. Die Leistung von zigtausenden Megawatt Strom möglichst verlustarm und damit wirtschaftlich zu den Verbrauchern zu transportieren, häufig über hunderte, auf längere Sicht vielleicht sogar tausende von Kilometern, ist eine andere, genau so wichtige. In Deutschland liegen die Hauptverbrauchsgebiete nicht an den windreichen Küsten, sondern im Westen und im Süden der Republik. Für den Transport großer Mengen Windenergie ist das Stromnetz hierzulande jedoch nicht ausgelegt.

Um das Netz für die Energiewende fit zu machen, fehlen nach aktuellen Berechnungen der Deutschen Energieagentur (dena) bis zum Jahr 2020 rund 2.800 Kilometer Höchstspannungs-Trassen auf der 380-kV-Ebene. Zusammen mit der Mittel- und der Niederspannungsebene müssen die Verteilnetze bis 2030 in einer Größenordnung zwischen 135.000 und 193.000 Kilometern ausgebaut

und auf einer Länge von 21.000 bis zu 25.000 Kilometern umgebaut werden. Der Ausbau- und Investitionsbedarf ist abhängig davon, wie hoch der Anteil der regenerativen Stromerzeugung im Jahr 2030 tatsächlich ist. Für die gesamte Modernisierung müssten enormen Summen zwischen 27,5 Milliarden und 42,5 Milliarden Euro aufgebracht werden. Nie zuvor musste die Netzstruktur eines so hoch entwickelten Industrielands wie Deutschland in so kurzer Zeit auf eine neue Ära in der Energieübertragung und -verteilung vorbereitet werden.

Herausforderung Verteilnetz

Die Erzeugung und Einspeisung regenerativer Energien in das Nieder- und Mittelspannungsnetz schafft zudem eine Reihe neuer, bisher unbekannter Probleme. Durch den Betrieb von Photovoltaikanlagen, Kleinstwasserkraftwerken oder Biogasanlagen schlüpfen Privathaushalte und Unternehmen vor allem in ländlichen Gebieten in die Doppelrolle von Stromverbrauchern und gleichzeitig Stromerzeugern. Allein im Bereich Photovoltaik sind in Deutschland derzeit Anlagen mit einer Leistung von mehr als 32 Megawatt installiert, so viel wie die von etwa 30 Kernkraftwerken. Im August 2012 hat die installierte Leistung der Solarenergie die der Windenergie erstmals überholt. Diese ungeheure Menge an dezentralen Erzeugungsanlagen erfordert neue Lösungen an der Schnittstelle zwischen Erzeuger und Netz.

Herausforderung Stromverbrauch

Eine weitere große Herausforderung der Energiewende wird es sein, den Stromverbrauch wie von der Bundesregierung gefordert bis zum Jahr 2020 um insgesamt 10 Prozent zu senken. Dies bedeutet, dass rund 60 Milliarden Kilowattstunden pro Jahr weniger verbraucht werden sollen als heute.

Ungeachtet der radikalen Kehrtwende in der Energiepolitik ist zudem wie bisher eine dauerhaft hohe Versorgungssicherheit mit leistungsfähigen Netzen gefragt, und dies alles zu bezahlbaren Preisen. Denn die deutsche Industrie ist auf eine Infrastruktur angewiesen, die ihre Wettbewerbsfähigkeit sichert. Und auch bei den Sozialverbänden war die Wende zuletzt in die Kritik geraten, weil sich durch sie die Stromkosten für die Verbraucher teilweise deutlich verteuerten und auch noch weiter verteuern werden. Die Protagonisten der Energiewende benötigen bei ihrer Aufgabe nicht nur großes Durchsetzungsvermögen und Kostenbewusstsein, sondern auch viel Fingerspitzengefühl in alle Richtungen.

Globale Ansätze gefordert

Auch wenn Deutschland mit seinem Energiekonzept im internationalen Vergleich zweifellos die Vorreiterrolle einnimmt: Der Klimaschutz als eine der globalen Herausforderungen des 21. Jahrhunderts erfordert es, weit über die Grenzen von Ländern, ja sogar von Kontinenten hinaus zu denken. Dies gilt vor allem auch deshalb, weil sich andere Länder für die Erzeugung regenerativer

Energien in großem Stil teilweise deutlich besser eignen als Deutschland: Skandinavien etwa, aber auch Österreich und die Schweiz für die Nutzung der Wasserkraft, die Mittelmeer-Anrainerländer und die Sahara-Staaten für die Sonnenenergie. Egal ob in China oder im nördlichen Afrika: mit Referenzprojekten und Machbarkeitsstudien findet ein Teil der deutschen Energiewende zumindest indirekt weit weg von uns statt – zum Beispiel mit der Initiative Desertec. Dessen Ziel ist es, die Produktion, die Übertragung und die Nutzung von Strom voranzutreiben, der in Wüstengebieten mit Solar- und Windkraft erzeugt wird. 2050 sollen ein wesentlicher Teil des Elektrizitätsbedarfs der Staaten in der „MENA-Region“ und 15 Prozent des europäischen Energiebedarfs mit Hilfe des Wüstenstroms gedeckt werden.

Lösungen in allen Bereichen

Pionieraufgabe, Mammutprojekt, Jahrhundertwerk – so groß die Herausforderungen für das Gelingen der Energiewende auch sind: rein unter technischen Gesichtspunkten ist sie eher eine große Evolution als eine Revolution. Zahlreiche bewährte Lösungen gibt es bereits, teilweise schon seit Jahrzehnten. Andere Lösungen können auf der Grundlage erprobter Technologien entwickelt werden. Die Industrie ist mit Macht dabei, dies zu tun; gleichzeitig weitet sie ihre Kapazitäten sowohl für Forschung und Entwicklung als auch für die Produktion zielgerichtet aus. In den vergangenen Jahren sind zahlreiche Produkte auf den Markt gekommen, die punktgenau die Energiewende umzusetzen helfen.

Etwa bei der Nutzung der Windenergie. Die Komponenten und Systeme für große und selbst für sehr große Windenergieanlagen, die schon heute eine Leistung von mehr als fünf MW pro Einheit erreichen, sind lange schon vorhanden und ausgereift: Generatoren und Transformatoren etwa, Frequenzumrichter, Antriebe, Mittel- und Niederspannungs-Schaltanlagen. Dazu Steuerungs- und Schutztechnik, Niederspannungsprodukte wie Schütze, Leistungsschalter oder Sicherungsautomaten. Das meiste davon versteckt sich, für das Auge des Betrachters unsichtbar, in den oft raumhohen Kanzeln hinter der Nabe der Rotoren.

Das Gleiche gilt für die Solartechnik. Vor allem im Süden Deutschlands deckt die Sonne einen zumindest kleinen Teil des Strombedarfs. 2011 machte sie drei Prozent der Stromproduktion aus, im Mix der regenerativen Quellen waren es 15. Solarpanels auf Dächern von Häusern und Scheunen, auf Industriegebäuden und im freien Feld sind längst zu einem gewohnten Anblick geworden. Noch vor 15 Jahren als exotisch bestaunt, ist die Technik heute praxistauglich.

Elektro- und Leittechnik sorgt für eine maximale Energieausbeute. In „energieoptimierten“ Photovoltaikanlagen sorgen Steuerungssysteme mit modernster Software dafür, dass die Spiegel ähnlich wie Pflanzen immer genau zur Sonne hin zeigen. Mit Solartracker-Systemen lässt sich eine bis zu 35 Prozent höhere Energieausbeute als mit fix installierten Photovoltaik-Anlagen erzielen. Selbst

bei schwacher oder gar minimaler Sonneneinstrahlung sorgen sie für ein Maximum an Effizienz. Wechselrichter wandeln den in den Photovoltaik-Anlagen produzierten Gleichstrom in haushaltsüblichen Wechselstrom um. Die neueste Generation von Robotern, mit deren Hilfe die Solarmodule gefertigt werden, verbrauchen bei deutlich höherer Traglast im Übrigen heute nur noch halb so viel Energie wie ihre „Urväter“ vor 30 Jahren – auch dies ein, wenn auch nur kleiner, Beitrag zur Energiewende.

Schlüsseltechnologie HGÜ

Egal ob Strom aus Nord- oder Ostsee, Skandinavien, den Alpen, Spanien oder der Sahara – in vielen Fällen muss er über lange, in Einzelfällen sogar sehr lange Entfernungen zum Verbraucher transportiert werden. Wirtschaftlich sinnvoll ist dies nur mit Hochspannungs-Gleichstrom, der selbst bei einem Transport über 1.000 Kilometer nur wenige Prozent an Leistung verliert. Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) ist keine neue Technologie, sondern bereits seit rund 50 Jahren im Einsatz. Insgesamt sind weltweit bereits mehr als 100 Projekte mit HGÜ realisiert, davon mehr als die Hälfte durch ABB. In neuester Zeit wurde der Anwendungsbereich aus dem Hoch- bis in den Ultra-Höchstspannungsbereich von 800 kV erweitert.

In einem HGÜ-System wird die elektrische Energie aus dem Knoten eines Drehstromsystems entnommen und in einer Umrichterstation in Gleichstrom umgewandelt. Dieser wird über Freileitung oder Kabel verlustarm zum Empfangsknoten übertragen, in einer zweiten Umrichterstation wieder in Drehstrom umgewandelt und ins Netz eingespeist. Je länger die Strecke ist, desto mehr kommen die Vorteile dieser Technologie zur Geltung: aufgrund der geringeren

Übertragungsverluste kann der Strom wesentlich effizienter transportiert werden. Darüber hinaus lässt sich der Lastfluss schnell und exakt regeln, und zwar sowohl im Hinblick auf den Leistungspegel als auch die Richtung. HGÜ-Leitungen tragen außerdem dazu bei, die Spannung im Netz zu stabilisieren und so ihre Zuverlässigkeit zu erhöhen. Dies schützt vor übergreifenden Stromausfällen, wie sie in Europa und den USA in den vergangenen Jahren aufgetreten sind und zu regionalen Blackouts geführt haben.

Auch unter ökologischen und soziologischen Gesichtspunkten ist die Übertragung von Hochspannungs-Gleichstrom der konventionellen Wechselstromtechnik überlegen. So unumstritten die Energiewende in breiten Kreisen der Bevölkerung auch ist, so gering ist die öffentliche Akzeptanz einer sichtbar neuen Energie-Infrastruktur gerade in dicht bebauten Wohngebieten oder in ökologisch sensiblen Bereichen. Dies bedeutet, dass eine neue Infrastruktur möglichst landschaftsverträglich sein muss. Um den Bedarf an sicherer, zuverlässiger und nachhaltiger Energie mit der voraussichtlich geringen Toleranz gegenüber dem Ausbau der Infrastruktur in sensiblen Gebieten in Einklang zu bringen, sind neue Ideen gefordert.

Beim Bau neuer Trassen ist der Platzbedarf einer HGÜ gegenüber einer Übertragung mit Drehstrom um bis zu 40 Prozent geringer. Denkbar ist auch, die bestehenden Freileitungstrassen zu erweitern – nicht in der Breite, sondern weitestgehend unkritisch in der Höhe. Dabei würden die Masten um einige Meter nach oben hin verlängert und so Platz geschaffen für weitere Hochspannungs-Stromkabel. Aufwändige Genehmigungsverfahren für neue Trassen entfielen, die vertikale Erweiterung würde die Landschaft nur wenig beeinträchtigen. Über die selben Masten könnten sowohl Gleich- als auch Wechselstrom geführt werden. Die Betreiber der deutschen Übertragungsnetze haben hierzu bereits vielversprechende Versuche unternommen.

In höheren Leistungsbereichen erreicht die Technologie mittlerweile mithilfe eines 320 kV-Kabel eine Übertragungskapazität von 1.200 MW. Im Vergleich zu Drehstrom-Freileitungen sind Hochspannungs-Gleichstromkabel außerdem sehr flexibel einsetzbar. Sie können prinzipiell direkt neben einer Straße im Grünstreifen liegen oder Verkehrswege und fließende Gewässer mit Hilfe von Horizontalbohrungen unterqueren. Die Kabel und deren Verlegung werden so konzipiert, dass sie sich an ihrem äußeren Rand nur geringfügig erwärmen und so eine Austrocknung des Bodens vermieden wird. Gleichstrom ist zudem die beste Option für die unterirdisch oder unter Wasser erfolgende Stromübertragung über Entfernungen von mehr als 50 Kilometern. So bietet diese Technik Vorteile bei der Anbindung küstenferner Offshore-Windparks an das Übertragungsnetz oder der Versorgung von Inseln sowie von Öl- und Gasplattformen mit Festlandstrom. Bei der Erdverkabelung sind die Kosten im Vergleich zu Freileitungen in den meisten Fällen zwar höher. Durch den Einsatz von Höchstspannungs-Erdkabeln werden jedoch nicht nur Umweltbelastungen minimiert, sondern auch die Akzeptanz von neuen Übertragungsleitungen deutlich gesteigert.

Dass sich die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung auch über sehr große Entfernungen eignet, zeigen zwei ABB-Projekte in China. Die beiden längsten Trassen dieser Art übertragen mit einer Spannung von 800 kV aus Wasserkraftwerken im Zentrum des Landes eine Leistung bis zu 7.200 MW über rund 2.100 Kilometer in den hoch industrialisierten und dicht bevölkerten Ballungsraum Shanghai. Die Übertragungsverluste bei dieser großen Entfernung betragen weniger als 7 Prozent.

Mit entscheidend für das Gelingen der Energiewende wird sein, ob Hochleistungs-Stromkabel in ausreichender Menge am Markt verfügbar sein werden. Zumal es weltweit nur wenige Hersteller gibt, die das komplexe Know-how für die Entwicklung und Herstellung derartiger Kabel besitzen. ABB hat in den vergangenen Jahren fast eine Milliarde Dollar in die Weiterentwicklung der HGÜ-Technologie investiert, vor allem in die Entwicklung und Fertigung von Kabeln und Halbleitern. Auf hochleistungsfähige Seekabel entfielen allein 400 Millionen Dollar, auf Landkabel knapp 100 Millionen. In die Erweiterung und Modernisierung der Fertigung von Hochleistungshalbleitern, dem elektronischen Herzstück einer HGÜ, hat ABB rund 200 Mio. Dollar investiert.

Mit Hochspannungs-Gleichstrom hat das Unternehmen bereits 2009 den ersten kommerziellen Offshore-Windpark in der Nordsee an das deutsche Stromnetz angeschlossen. Zwei weitere Projekte im Auftrag des Netzbetreibers Tennet sind derzeit in Arbeit. Darunter ist auch das mit einer Nennleistung von 900 MW bisher größte offshore HGÜ-System überhaupt. ABB lieferte auch die elektrische Ausrüstung für die Umspannplattform des ersten kommerziellen Offshore-Windparks in der Ostsee mit dem Namen Baltic 1.

Gleichstrom-Schalter vor dem Durchbruch

Ein Problem bei der Nutzung der HGÜ-Technologie ist es jedoch, dass die Übertragung bisher nur von einem definierten Punkt A zu einem definierten Punkt B erfolgt. Bildlich ausgedrückt bedeutet dies, dass auf diesen Stromautobahnen keine Ein- und Ausfahrten und auch keine Kreuzungspunkte möglich sind. Unabdingbar für die Schaffung neuer, moderner „Stromautobahnen“ sind Leistungsschalter für Hochspannungs-Gleichstrom. Sie sind notwendig, um Abschnitte von Gleichstromleitungen bei Störungen wie etwa einem Kurzschluss oder einem Spannungsabfall quasi als „Not-Aus-Schalter“ in Bruchteilen von Sekunden vom übrigen Netz trennen zu können. Dadurch wird verhindert, dass bei einem Fehler nicht das gesamte System zusammenbricht und es durch einen Dominoeffekt zu einem Blackout in der Stromversorgung kommt. Indem es Blindleistung bereitstellt, kann eine HGÜ-Kopfstation zudem trotz Leistungsausfall das Wechselspannungsnetz stützen.

Derartige Schalter sind höchst komplexe Technologien und bisher am Markt noch nicht verfügbar. Dies wird sich jedoch in absehbarer Zeit ändern. Als einziges Unternehmen der Branche hat ABB einen funktionsfähigen Prototypen entwickelt, den so genannten hybriden DC-Breaker (DC = Direct Current, also Gleichstrom). Diese bahnbrechende Technologie wird derzeit ausgiebig getestet. Der Schalter ist das letzte fehlende Puzzlestück, um ein vermaschtes Hochspannungs-Gleichstromnetz nach dem Vorbild der Wechselstrom-Autobahnen errichten zu können.

Vielversprechende Projekte im Verteilnetz

Bei der Umsetzung der Energiewende ist ein Großteil der öffentlichen Wahrnehmung fast ausschließlich auf die Erzeugung regenerativer Energien und ihren Transport über neue Stromtrassen gerichtet. Dabei wird gerne übersehen, dass ein Großteil der Wende im Verteilnetz stattfindet. Vor allem in Netzgebieten, in denen zahllose Photovoltaikanlagen ebenso dezentral wie volatil ihre Energie ins Netz einspeisen, werden Automatisierungsschritte erforderlich, die bisher eher in Übertragungssystemen eingesetzt wurden.

Das Stromnetz der Zukunft verlangt nach einer „intelligenten, mitdenkenden“ Infrastruktur. Um die Stabilität der Netze zu gewährleisten, müssen die schwankende Stromnachfrage und das volatile Angebot an regenerativen Energien permanent überwacht, gesteuert und ausgeglichen werden. Auf der Anbieter-

seite sind daher äußerst anpassungsfähige Netzführungssysteme gefordert, die aktuellste Daten zur Leistung der Netzinstallation, zum Lastfluss und zur Nachfrage bereitstellen. Auf der Nachfrageseite ist es erforderlich, für den Verbraucher finanzielle Anreize zu schaffen, damit er genau zum richtigen Zeitpunkt die bereitgestellte Energie auch abnimmt.

Damit dies funktioniert, müssen Stromerzeuger, Netzbetreiber und Verbraucher viel enger miteinander vernetzt werden als bisher. Derart intelligente Netze, so genannte Smart Grids, sind nur durch die Verwendung von Echtzeitdaten und damit dem Einsatz hochleistungsfähiger IT- und Automatisierungssysteme zu realisieren. Ein Beispiel für ein erfolgreiches Pilotprojekt gibt es im württembergisch-bayerischen Grenzgebiet bei Nördlingen. Wie in anderen ländlichen Regionen Süddeutschlands speisen hier besonders viele kleine, dezentrale Photovoltaikanlagen ihre Energie mit starken Schwankungen in das öffentliche Netz ein. Allein an die Netze der EnBW Regional AG und der EnBW Ostwürttemberg Donau-Ries AG (ODR) sind derzeit mehr als 140.000 Anlagen für die Erzeugung erneuerbarer Energien angeschlossen.

Das Projekt im Nördlinger Ries läuft unter der Bezeichnung RiesLing. Die Abkürzung steht für „Region Ries: Leittechnik Intelligent gemacht“. Für das Versorgungsgebiet mit seinen 240.000 Kunden, 4.000 Kilometer Freileitung, 8.300 km Kabel und 4.400 Ortsnetzstationen werden der erwartete Stromverbrauch, die dezentralen Einspeisungen aus regenerativen Quellen und damit die Lasten im Netz für mehrere Tage im Voraus berechnet. Werden eine Überlast, Netzengpässe oder Probleme mit der Spannungsqualität prognostiziert, können rechtzeitig Gegenmaßnahmen eingeleitet werden. Ziel ist es, eine Standardlösung zu entwickeln und zu testen, um bereits bestehende Ortsnetzstationen möglichst einfach und wirtschaftlich für die Anforderungen schwankender Einspeisungen nachzurüsten.

Im ersten Schritt wurden die Ortsnetzstationen mit neu entwickelten Produkten ausgestattet, um aktuellste Messwerte aus dem Netz an die Leitstelle zu liefern und so bei möglichen Störungen im Netz ein automatisches Umschalten zu gewährleisten. Im nächsten Schritt wurde im Oktober 2012 die erste intelligente Ortsnetzstation in Betrieb genommen. Mit ihr wird es erstmals möglich, die Spannung im Ortsnetz stufenlos an die von den Photovoltaik-Anlagen erzeugten Energiemengen anzupassen. Dies verhindert zuverlässig, dass die Erzeuger bei starker Einspeisung und dadurch verursachten hohen Spannungswerten im Netz abgeschaltet werden. Gleichzeitig wird es dadurch in vielen Fällen möglich, neue PV-Anlagen schneller ins Netz zu integrieren.

Ähnlich ist die Aufgabenstellung in einem bundesweit einmaligen Projekt im Landkreis Bitburg-Prüm in der Eifel. In der Region werden in Spitzenzeiten dezentral bis zu 1.000 MW „grüner Strom“ in das Netz eingespeist. Durch die Volatilität und die Dezentralität können Spannungsschwankungen von bis zu plus/minus zehn Prozent auftreten. Diese müssen unbedingt ausgeglichen werden, um das Netz stabil zu halten. ABB hat hier zusammen mit RWE einen

leistungselektronischen Spannungsregler entwickelt, der in bestehende Ortsnetzstationen integriert werden kann. Auch Weiterentwicklungen im Bereich der Netzleittechnik sorgen dafür, dass der Netzbetrieb mit der wachsenden Einspeisung erneuerbarer, jedoch schwankender Energien besser zurechtkommt.

Die energieeffiziente Systemintegration erneuerbarer Energien steht auch im Mittelpunkt des E-Energy-Pilotprojekt MeRegio. In den baden-württembergischen Modellregionen Göppingen und Freiamt in der Nähe des südbadischen Emmendingen erkennt ein von ABB entwickeltes Netzführungssystem Engpässe, wie sie durch die schwankende Erzeugung erneuerbarer Energien entstehen können, bereits im Voraus. Durch ein komplexes Erzeugungs- und Lastmanagement lassen sich diese Engpässe wirtschaftlich und transparent beseitigen. Dabei wird auf der Basis von Erzeugungs- und Verbrauchsprognosen die Auslastung des Netzes kontinuierlich und vorausschauend berechnet.

Intelligente Netze, intelligente Häuser, intelligente Messtechnik

Im Netz der Zukunft fließen nicht nur Strom, sondern auch Daten. Um die zunehmende Volatilität in der Stromerzeugung beherrschen zu können und damit die Basis für eine neue Generation der Netze zu schaffen, müssen permanent aktuelle Informationen über Stromangebot und -nachfrage erfasst und in Echtzeit zwischen den Marktteilnehmern ausgetauscht werden. Dies ist unverzichtbar, um insbesondere den Verbraucher jederzeit in den Ausgleich von Stromangebot und Stromnachfrage aktiv einzubinden. Intelligente Netze dürfen also nicht an der Ortsnetzstation oder beim Hausanschluss enden, sondern müssen zum Verbraucher in die Gebäude „hinein wachsen“. Smart Grids, intelligente Netze, müssen sich durch eine intelligente Gebäudesystemtechnik als „Smart Home“ fortsetzen. „Smarte“ Techniken, wie sie heute unter anderem bereits in der Telekommunikation an der Tagesordnung sind, werden auf mittlere und längere Sicht auch bei der Steuerung des Stromverbrauchs Standard sein. Entsprechende Technologien gibt es bereits heute.

Die Basis hierfür bildet „intelligente Messtechnik“ mit einem elektronischen Haushaltszähler („Smart Meter“). Dieser misst den Stromverbrauch zeitabhängig und zeigt ihn auf einem Display an. Bis zum Jahr 2020 sollen gemäß einer Verordnung der Europäischen Kommission 80 Prozent aller Haushalte in der EU mit intelligenten Stromzählern ausgestattet sein. Smart Meter sparen zwar selbst keine Energie. Sie helfen dem Verbraucher jedoch, den eigenen Stromverbrauch besser zu regeln und tragen dazu bei, Energie zu sparen. Die elektromechanischen Stromzähler, wie sie seit Jahrzehnten in den meisten Verteilkästen von Wohnungen und Häusern eingebaut wurden, sind diesen neuen Anforderungen nicht gewachsen. Gefragt sind stattdessen speicher- und kommunikationsfähige Haushaltszähler als Schnittstelle zwischen dem Energieversorger und der modernen Gebäudesystemtechnik.

Auf dem Weg zu intelligenten Stromnetzen und einer optimalen Steuerung des Stromverbrauchs im Haushalt („Demand Management“) sind Smart Meter aber

nur ein erster Schritt. Um die Vorteile einer digitalen Erfassung vollständig nutzen zu können, müssen die Daten übertragen, ausgewertet und sowohl dem Energieversorger als auch dem Verbraucher zur Verfügung gestellt werden. Diese Aufgaben kann der Zähler allein nicht lösen. Hierfür sind spezielle Daten-Gateways erforderlich, sogenannte „Multi Utility Controller“ (MUC).

Sie sind Schlüsselkomponenten für den Aufbau von intelligenten Systemen zur Erfassung und Weiterverarbeitung von Energieverbrauchsdaten. Der MUC und mit ihm der Zählerschrank werden zur Kommunikationszentrale, die dem Energieversorger wie dem Verbraucher alle wichtigen Daten zur Verfügung stellt.

Nächster Schritt auf dem Weg zum „intelligenten Stromverbrauch“ ist ein System, mit dessen Hilfe Elektrogeräte nach vorher definierten Tarif-Grenzwerten ein- oder ausgeschaltet werden. Dazu bedarf es intelligenter Technik in ausgewählten Endgeräten, die für Demand Management geeignet sind. Zum Beispiel in Waschmaschinen, Trocknern oder Kühlschränken stellen sie sicher, dass Smart Home seine ganze Leistungsfähigkeit entfalten kann. So kann etwa ein Kühlschrank durchaus „wissen“, innerhalb welches Temperaturspektrums er keinen zusätzlichen Strom zum Kühlen benötigt. Eine Waschmaschine kann „gefragt“ werden, wann sie einen Waschgang durch den effizienten Einsatz von Strom weiterführt. Smart Grids, Smart Home, Intelligent Building und Smart Metering – diese Begriffe werden im kommenden Jahrzehnt die Welt der Elektrotechnik verändern und wesentlich bestimmen. Die Grundlagen dafür sind gelegt.

Stromverbrauch senken

Ein weiteres, nicht minder wichtiges Ziel liegt in der öffentlichen Wahrnehmung ähnlich wie das Verteilnetz ebenfalls eher im Hintergrund. Nämlich das, den Stromverbrauch insgesamt deutlich zu senken. Die ehrgeizigen Ziele der Bundesregierung in Bezug auf den Klimaschutz sind nur dann zu erreichen, wenn Industrie und Haushalte ihren Verbrauch auf Dauer drosseln. Die mit Abstand umweltfreundlichste Kilowattstunde ist schließlich die, die gar nicht verbraucht und damit gar nicht erst erzeugt wird.

Ein riesiges Verbesserungs- und Einsparpotenzial schlummert dabei in der Industrie. Nach einer aktuellen Studie der Internationalen Energieagentur sind Elektromotoren für industrielle Anwendungen für rund ein Viertel des weltweiten Stromverbrauchs verantwortlich. Weltweit sind rund 300 Millionen solcher Motoren installiert. Bei deren Antrieb wird aber noch immer sehr viel Energie sinnlos verschleudert, weil permanent die Maximalleistung zur Verfügung gestellt wird. Dies ist bildlich gesprochen so, als ob ein Auto mit 8.000 Umdrehungen pro Minute und getretener Bremse mit Tempo 30 durch die Fußgängerzone führe. Frequenz- und damit drehzahlgeregelte Antriebe stellen dagegen genau diejenige Leistung zur Verfügung, die tatsächlich benötigt wird. Der Stromverbrauch sinkt dadurch um 30 bis 50 Prozent.

Das Marktpotenzial ist enorm, weltweit werden derzeit nur zehn Prozent der in Frage kommenden Motoren mit solchen Frequenzumrichtern geregelt. Als einer der weltweit führenden Anbieter energieeffizienter Antriebe und Motoren hilft ABB ihren Kunden dabei, jährlich weit über 200 Milliarden Kilowattstunden Strom und die entsprechenden CO₂-Emissionen einzusparen. Allein die weltweit installierten Antriebskomponenten sparen so viel Strom, wie 54 Millionen europäische Haushalte im Jahr verbrauchen.

Monitoring für den Energieverbrauch

Zusammen mit der Industrie und dem Verkehr zählen Gebäude zu den größten Energieverbrauchern überhaupt. Bis zum Jahr 2050 soll ihr Primärenergieverbrauch um stattliche 50 Prozent sinken. Die wichtigste Rolle kommt sicherlich der Dämmung älterer und alter Gebäude zu, aber auch eine intelligente Gebäudesystemtechnik kann einen Teil dazu beitragen. Schon heute gibt es zahlreiche hochmoderne Produkte für die Hausautomatisierung, die Beleuchtung, Jalousien, Heizung, Klimaanlage und manch anderes mehr je nach Licht und Witterung optimal steuern und so einen wertvollen Beitrag zum Energiesparen leisten.

Die so genannte KNX-Technologie unterstützt eine derart intelligente Raum- und Gebäudeautomatisierung, mit der sich Einsparungen im zweistelligen Prozentbereich realisieren lassen. Auch für das Energie-Monitoring, also das exakte Messen, Überwachen und Steuern des Energieverbrauchs, ist KNX die am besten geeignete Technologie – und eine ausgereifte dazu. In großen Bauprojekten wie beispielsweise Flughäfen werden tausende solcher Geräte eingesetzt. Sämtliche Energieverbräuche können damit online erfasst, abgerufen und analysiert werden.

Speicher mit Wasser, Batterien, Erdgas

Bleibt noch das Problem der Speicherung, wenn durch starken Wind oder durch einen sonnenreichen Sommer plötzlich zu viel Energie im Netz ist und diese nicht benötigt wird. Zwei Dinge stehen dabei im Mittelpunkt der Diskussion: Pumpspeicherkraftwerke und Batterien. Speicherkraftwerke, die bei Stromüberschuss Wasser von einem tiefer gelegenen Staubecken in ein höher gelegenes pumpen, gibt es bereits seit Jahrzehnten. Beim Bau neuer Anlagen gibt es weniger technische als vielmehr politisch-gesellschaftliche Hürden zu meistern.

In der Batterietechnologie wurden in den vergangenen Jahren gute Fortschritte gemacht. Speicherkapazitäten, wie sie etwa Lithium-Ionen-Batterien bieten, waren noch um die Jahrtausendwende in dieser Form undenkbar. Andererseits bleibt gerade auf diesem Gebiet aber noch sehr viel zu tun. Neben den Batterien an sich braucht es aber auch intelligente elektronische Systeme als Schnittstelle zum Netz. Auch diese gibt es bereits. Überschüssige Energie wird in der Nähe ihrer Erzeugung – beispielsweise in Windparks – in Batterien Zwischen-

speichert; bei Flaute kann das System die Zeit bis zur Zuschaltung konventioneller Kraftwerke überbrücken. Auch Erfahrungen mit dem Management großer Batteriesysteme gibt es, beispielsweise in Alaska oder der Schweiz. Hiervon ließe sich auch hierzulande profitieren.

Noch ist jede Menge zu tun beim Jahrhundertprojekt Energiewende. Diese ist ein Marathon und kein Sprint, darüber sind sich alle Beteiligten einig. Dank zahlreicher Innovationen der Industrie in ganz unterschiedlichen Bereichen wurden davon jedoch etliche Kilometer bereits zurückgelegt. Dabei darf man nicht vergessen, dass die Energiewende in Deutschland erst vor zwei Jahren, im Frühjahr 2011, nach der Reaktorkatastrophe von Fukushima ausgerufen wurde. Seither hat sich vieles bewegt – auch deswegen, weil die Wende trotz allen Neulands mit Technologien zu meistern ist, die sich teilweise bereits seit vielen Jahren bewährt haben oder entsprechend weiterentwickelt wurden.

Die Technologieunternehmen besitzen mit ihren nachhaltigen Spitzentechnologien ein enormes Potenzial, um gemeinsam mit Politik und Gesellschaft die „Herausforderung Energiewende“ meistern zu können.



Prof. Dr. Eberhard Umbach
Präsident, Karlsruher Institut für Technologie

Eberhard Umbach studierte Physik an der Technischen Universität München und promovierte 1980 über Oberflächenphänomene. Er war am Synchrotron Radiation Laboratory der Stanford University, am Lawrence Berkeley Laboratory und an der Universität Stuttgart tätig. 1993 bis 2007 hatte er einen Lehrstuhl für Experimentelle Physik an der Universität Würzburg inne.

Seit Oktober 2009 ist Eberhard Umbach Präsident des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT). Vor Gründung des KIT war er Vorstandsvorsitzender des Forschungszentrums Karlsruhe. Im Juni 2007 wurde Eberhard Umbach Vizepräsident der Helmholtz-Gemeinschaft für den Forschungsbereich Energie. 2006 bis 2010 war er Präsident und Vizepräsident der Deutschen Physikalischen Gesellschaft. Eberhard Umbach ist Mitglied zahlreicher Fach-, Beratungs- und Aufsichtsgremien.

Wege zum zukünftigen Energiesystem - Eine systemische Betrachtung aus Sicht der Wissenschaft

Prof. Dr. Eberhard Umbach

Die Energiewende ist ein überaus ehrgeiziges Mammutprojekt. Diese schlichte Botschaft dürfte inzwischen nicht nur in den Köpfen der Politik, Wirtschaft und Wissenschaft sondern auch bei den meisten Bürgerinnen und Bürgern angekommen sein. Auch dass dieses Mammutprojekt nur in einer gesamtgesellschaftlichen Anstrengung gestemmt werden kann, und dass diese Anstrengung große Zusatzkosten und eine signifikante Umstellung von Wirtschaftsstrukturen, Stadt- und Verkehrsentwicklung, Bauwesen und liebgewonnenen Gewohnheiten der Bevölkerung beinhalten wird, wird immer offensichtlicher. Zunehmend begreifen wir auch, dass die gesetzlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen angepasst werden müssen, dass jeder Verbraucher, jedes Unternehmen seinen Beitrag leisten muss, und dass an unzähligen Stellen ein massiver Forschungs- und Entwicklungsbedarf besteht. Letzteres gilt vor allem, wenn man die extrem ehrgeizigen Ziele der Energiewende unter der Prämisse von Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit mit der technisch-ökonomischen Realität vergleicht.

Dass die Energiewende nicht umsonst zu bekommen ist, ist mittlerweile hinlänglich bekannt und von vielen Menschen akzeptiert. Wie aber eine Zukunft mit 80 % - statt bisher 20 % - fluktuierender Erneuerbarer Energien (EE) im Stromnetz oder mit 50 % Gesamtenergie-Einsparung in 40 Jahren aussehen soll, und wie wir überhaupt und noch dazu mit vertretbaren Kosten dahin kommen wollen, dafür gibt es weder einen realistischen Plan noch sind die Voraussetzungen dafür vorhanden. Außerdem ist eine konzertierte Bewegung von Politik, Wirtschaft und Gesellschaft auch zwei Jahre nach der Verkündung der Energiewendenur in Ansätzen zu erkennen. Das ist allerdings nicht verwunderlich, denn angesichts der Vielschichtigkeit und Komplexität des Energiethemas und der Unklarheit über den „richtigen“ technisch-ökologischen Weg muss es fast zwingend viele unterschiedliche Ansätze und Lösungsvorschläge geben, die miteinander im Wettstreit liegen und bezüglich ihrer Konsequenzen gut durchüberlegt sein müssen. Das geht nicht von einem Tag auf den anderen.

Hinzu kommt, dass die Politik mit ihren Entscheidungen vorsichtig sein muss, denn es ist ein schmaler Grat, auf dem sie wandelt zwischen den zweifellos vor allem für die Wirtschaft notwendigen verlässlichen Leitplanken und der ebenso zweifellos notwendigen Flexibilität, sich auf neue Erkenntnisse und Bedingungen einzustellen und das optimale Energiesystem immer wieder nach zu justieren. Dies gelingt bislang nur in Ansätzen. Ein Beispiel ist das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), das für die Einführung der EE sehr sinnvoll war und eigentlich die Energiewende erst ermöglicht hat, jetzt aber zu Fehlsteuerungen und zur Kostenexplosionen führt und dringend ersetzt oder stark reformiert

werden müsste. Es ist ebenso davor zu warnen, nur kosmetische Änderungen am EEG vorzunehmen, wie davor, schlecht durchdachte Weichen in eine unbekanntere Zukunft zu stellen und damit Fehlentwicklungen einzuleiten. Das können wir uns nicht (mehr) leisten.

Neben der Wirtschaft spielt die **Wissenschaft** für das Gelingen der Energiewende eine zentrale Rolle, weniger für die Entwicklung in den nächsten 5-10 Jahren als vielmehr für das Vorausdenken des Wegs danach, also für das Energiesystem der fernerer Zukunft. Wenn man die über 30 quantitativ formulierten Einzelziele des Energiekonzepts der Bundesregierung analysiert – die Ziele der Opposition mögen davon abweichen, sind aber mindestens ebenso ehrgeizig –, dann stellt man fest, dass die Technologien zu deren Realisierung (noch) nicht existieren oder noch nicht hinreichend entwickelt sind oder so ineffizient und kostenintensiv sind, dass eine wirtschaftliche Nutzung in absehbarer Zeit unmöglich erscheint. Überspitzt ausgedrückt ist die Energiewende aus technologischer Sicht ehrgeiziger als das Apollo-Programm der USA in den 60er Jahren – dort gab es immerhin schon die meisten für den Mondflug erforderlichen technischen Voraussetzungen. Was müssen wir also tun? Ich möchte dazu drei Thesen zur Rolle der Wissenschaft formulieren:

1. Vor allem **müssen wir mehr tun!** Es genügt nicht, Etiketten neu zu kleben und alten Wein in neuen Schläuchen zu verkaufen. Es muss mehr öffentliches Fördergeld in das Wissenschaftssystem, damit man mehr neue Ideen verfolgen kann, mehr Nachwuchswissenschaftler für die Energieforschung gewinnen kann und etablierte Forscher angrenzender Gebiete zur Mitarbeit in Energiethemen bewegen kann. Das neue Geld muss in die Universitäten, um zusätzliche etablierte Forscher und neue Nachwuchsforscher zu gewinnen und um die für den Nachwuchs extrem wichtige Lehre zu unterstützen. Das neue Geld muss auch in die außeruniversitäre Forschung, da nur hier Langzeitprojekte, Projekte mit umfangreicher personeller und materieller Infrastruktur und große Projekte (z.B. Pilotfertigungen, große Versuchsanlagen) sinnvoll, effizient und zielorientiert durchgeführt werden können. Und das Geld muss auch zur Stimulierung der Zusammenarbeit von Forschern und Entwicklern in öffentlichen Einrichtungen und solchen in der Wirtschaft eingesetzt werden.

2. Wir müssen die **Kreativität und Eigeninitiative** unserer Forscher **fördern!** Es ist nicht besonders sinnvoll, wenn staatliche Stellen oder Wirtschaftsunternehmen meinen, sie wüssten, welche Forschungsthemen zukünftig besondere Aufmerksamkeit und Förderung verdienen und welche man besser bleiben lassen sollte. Nicht besonders zielführend sind auch Koordinationsgespräche mit Abstimmungszwängen. Unzählige Beispiele der Vergangenheit zeigen, dass die größten Fortschrittssprünge durch die ungeplante Kreativität von neugierigen Forschern zustande kamen, wenn man sie nur frei forschen ließ. Selbst auf die Gefahr von Parallelentwicklungen, denn Wettbewerb belebt das Geschäft ungemein. Deshalb zeugt es auch nicht von besonderer Weitsicht, wenn man meint, die Probleme der Energiewende durch Eingriffe

in das Wissenschaftssystem in den Griff zu bekommen, zum Beispiel durch eine oktroyierte Schwerpunktsetzung oder durch eine von außen vorgegebene Posteriorisierung. Was ist wichtiger: Noch mehr Materialforschung, weil diese immer schon wichtig war und man deshalb nichts falsch machen kann? Oder die Entwicklung von Ansätzen für neue komplexe Systeme, die beispielsweise das Zusammenspiel von Stromerzeugern, Verbrauchern und Speichern in neuartigen Verteilnetzen im Auge haben? Natürlich, die Technologieentwicklung für die nächsten Jahre muss zielgerichtet sein, wenn sie effizient sein soll, die Technologien der Zukunft brauchen aber vor allem die Kreativität einer freien Forschungslandschaft ohne politisches Mikromanagement.

3. Und vor allem müssen wir **Neues anpacken!** Zu den virulentesten Forschungsfeldern, in denen Forschung und Entwicklung große Sprünge machen müssen, gehören zweifelsfrei die Energiesysteme, allen voran die Netze und Speicher. Mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien werden künftig noch viel mehr einzelne, dezentrale Stromerzeuger, die starken und nur beschränkt vorhersagbaren Schwankungen unterliegen, und andere Energiewandler so in das Energiesystem integriert werden müssen, dass zu jeder Zeit eine stabile und bezahlbare Versorgungslage sichergestellt ist. Ziel muss also vermutlich ein Energiesystem sein, das nicht nur hocheffizient ist, sondern auch mit möglichst wenig Reservekraftwerken und teuren Importen auskommt. Vielleicht brauchen wir dazu ein Energiesystem, das aus einem hochintelligenten Netzwerk – oder einem „Schwarm“ von dezentralen hochintelligenten Netzwerken – besteht, die die Informationen der dezentralen Energieerzeuger und Verbraucher in Echtzeit verknüpfen und auf Basis dieser Informationen selbstständig Produktion, Speicherung und Verbrauch in ökonomisch optimierter Weise regeln. Das heißt auch, dass die Stromnetze mindestens mit IT- und Kommunikationsnetzen und – wegen der notwendigen Speicherkapazität – vielleicht sogar mit den vorhandenen Gasnetzen gekoppelt sind, deren Speicherkapazität völlig ausreichend wäre. Neben den ungelösten technischen Herausforderungen, beispielsweise den derzeit ineffizienten Power-to-Gas Prozessen oder den fehlenden (effizienteren) Speichertechnologien, wirft die Verquickung von Strom-, Gas- und IKT-Netz noch ganz andere Fragen auf: Transport und Verarbeitung enormer Datenmengen in Echtzeit, Datensicherheit und Datenschutz, Verbraucherverhalten, betriebswirtschaftliche und Rechtsfragen sind nur einige davon. Hier benötigen wir dringend neue Ideen und Konzepte, es besteht enormer Forschungs- und Entwicklungsbedarf.

Energiesysteme, Netze und Speicher sind bei Weitem nicht das einzige Thema, in dem die Wissenschaft und die F&E-Abteilungen der Unternehmen gefragt sind, um die technologischen Voraussetzungen für eine erfolgreiche Energiewende zu schaffen. Die Optimierung der Energieumwandlung (vulgo „Energieerzeugung“) aus erneuerbaren Quellen wie Wind und Sonne bleibt in Bezug auf Wirkungsgrad, Wirtschaftlichkeit und Zuverlässigkeit trotz beachtlicher Fortschritte im Fokus der Forschung und Entwicklung. Neue „Erneuerbare“ müssen fit für den Markt gemacht werden, um Windenergie und Photovoltaik zu flankieren, etwa die Energieumwandlung aus Restbiomasse, die tiefe

Geothermie oder die konzentrierende Solarthermie. Schließlich wird Deutschland seine Ziele nur erreichen können, wenn massive Einsparungen durch geändertes Verbraucherverhalten und wesentlich höhere Energieeffizienz gelingen, etwa in industriellen Produktionsprozessen, in der Kraftwerkstechnik, in Gebäuden und im Verkehrssystem.

Technologien zur Verfügung zu haben, die ein nachhaltiges, wirtschaftliches und sicheres Energiesystem möglich machen, ist eine notwendige Voraussetzung für den Erfolg der Energiewende. Hinreichend ist dies allerdings nicht. Denn nicht nur die Diskussionen, die nach Fukushima in der Öffentlichkeit geführt wurden, auch Debatten zu und Reaktionen auf Themen wie die Nutzung der Gentechnik oder die Chancen und Risiken der heutigen Informationstechnologien, zeigen, wie wichtig es ist, dass technologische Innovationen und strukturelle Veränderungen auf gesellschaftliche Akzeptanz stoßen. Oder umgekehrt, dass technologische Entwicklungen gesellschaftliche, ökologische, politische und wirtschaftliche Entwicklungen antizipieren. Wären Bioethanol oder Biodiesel in der bekannten Weise eingeführt und gefördert worden, wenn man rechtzeitig die Konkurrenz mit der Nahrungskette und die daraus erwachsenden Folgen erforscht und bedacht hätte? Die sozio-ökonomischen Aspekte fügen der Komplexität der technologischen Systeme eine weitere Dimension hinzu, die die Handhabung der Energiethematik alles andere als einfacher machen. Zweifellos sind sie jedoch Teil des Gesamtsystems und müssen im Sinne einer systemischen Betrachtungsweise einbezogen werden.

Im Energiesektor wird die Bedeutung der **sozio-ökonomischen Aspekte** besonders deutlich: Eine zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung ist unabdingbar für die deutsche Wirtschaft und damit Basis für Wohlstand und Entwicklung. Darüber hinaus ist sie ein Grundbedürfnis jeder Bürgerin und jedes Bürgers. Die Energiewende bringt für die Bürger das Erfordernis mit sich, in ihrem individuellen Umfeld – im Haushalt, bei der eigenen Mobilität, im Verbraucherverhalten – Wandel zu vollziehen und Vertrautes zu ändern. Dies kann – und wird in vielen Fällen – zu gesellschaftlichen Kontroversen führen. Meistens ist die Vorhersage, wie Bürger auf Gesetze, Entwicklungen und unerwartete Ereignisse reagieren, mit großen Unsicherheiten behaftet. Was heute weitestgehend akzeptiert ist, kann künftig Gegenstand von Konflikten werden. Was heute umstritten ist, kann künftig breiter Konsens sein. Die Politik reagiert auf diese gesellschaftlichen Herausforderungen, indem sie größere Mitbestimmung und Partizipation der Bürgerinnen und Bürger anstrebt. Dies wiederum wirft neue kritische Fragen auf: Können Kollektive fundierte, zukunftsfähige Entscheidungen in hoch komplexen Zusammenhängen treffen, oder zumindest zu solchen Entscheidungen konstruktiv beitragen? Wie viel Partizipation ist in welcher Situation angemessen? Wer übernimmt die Verantwortung für Entscheidungen, auch für die Folgen? Und wie lässt sich vermeiden, dass die Ergebnisse eines aufwändigen partizipativen Verfahrens am Ende wieder infrage gestellt werden?

Um diese Fragen fundiert zu beantworten und sich nicht nur auf Trial-and-Error verlassen zu müssen, ist neben technologischen Entwicklungen die gründliche **Erforschung von Szenarien und Folgen** der Energiewende in Gesellschaft, Politik und Wirtschaft unerlässlich. Ziel muss die Erforschung organisatorischer Mechanismen, politisch-rechtlicher Rahmenbedingungen, gesellschaftlicher Verhältnisse, kultureller Aspekte, psychologischer Einflüsse, wirtschaftlicher Entwicklungen und vor allem des Zusammenwirkens all dieser Aspekte sein. Die Wahrnehmung der sozio-ökonomischen Forschung, die Finanzierung und die Rückkopplung der Forschungsergebnisse mit Politik und Öffentlichkeit müssen in den kommenden Jahren signifikant steigen, denn nur durch eine **systemische Sichtweise** kann die gesamtgesellschaftliche Aufgabe der Energiewende gemeistert werden.

Bei einer ganzheitlichen, systemischen Betrachtungsweise der Energiewende darf die globale, zumindest aber die **europäische Dimension**, nicht außer Acht gelassen werden, wie bisher leider häufig geschehen. Im internationalen Vergleich hat Deutschland mit dem schnellen Ausstieg aus der Kernenergie und dem nahezu vollständigen Ersatz konventioneller Energieträger durch Erneuerbare Energien bis 2050 einen sehr speziellen Weg eingeschlagen. Abgesehen davon, dass die globalen Klima- und Umweltprobleme nicht durch Deutschland allein gelöst werden können, birgt die Energiewende ein nicht geringes ökonomisches Risiko, denn Deutschland befindet sich im internationalen Wettbewerb, in dem sich die Energiepreise als zunehmend wichtiger Standort- und Kostenfaktor darstellen. Auch physisch muss das Energienetz nationale Grenzen überschreiten, bei Öl und Gas ist das selbstverständlich: Energiehungrige Industrie und Landstriche mit hohem Windaufkommen oder intensiver Sonneneinstrahlung liegen nicht unbedingt dort, wo unsere Industrie produziert und die meisten Menschen wohnen. Es kann nicht effizient sein, wenn Windstrom fernab der Küsten und Sonnenenergie im oft verregneten Deutschland gewonnen wird. Hier muss im Sinne des optimalen Gesamtsystems eine europäischere Perspektive eingenommen werden, die (hoffentlich) zu mehr Austausch und der gemeinsamen Arbeit an grenzüberschreitenden Lösungen führen wird.

Diskussion und Austausch, **Zusammenarbeit und Kooperation** sind Erfolgsfaktoren auch für die Forschungseinrichtungen und ihre Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler. Technologien, Expertise und Erfahrungen bringen gebündelt oft einen bedeutenden Mehrwert. Vernetzung zwischen außeruniversitären Forschungseinrichtungen, zwischen außeruniversitärer Forschung und Universitäten sowie zwischen öffentlichen und privaten Forschungseinrichtungen bzw. Industrie muss daher noch viel mehr befördert werden. Ein Beispiel sind völlig „barrierefreie“ Kooperationen zwischen Landes- und Bundeseinrichtungen ohne verfassungsrechtliche und politische Hürden, die derzeit unter anderem durch das im Grundgesetz verankerte Kooperationsverbot bestehen. Die Beseitigung solcher formaler Barrieren ist Aufgabe der Politik. Diese Aufgabe muss endlich so angegangen werden, dass nicht nur Absichts-

erklärungen, sondern greifbare Verbesserungen eintreten. Am Beispiel des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT), einem vollständigen Zusammenschluss einer baden-württembergischen Universität mit einem nationalen Forschungszentrum der Helmholtz-Gemeinschaft, kann man ganz klar zeigen, dass die Abschaffung des Kooperationsverbots Türen zu neuen Möglichkeiten in Forschung und Lehre öffnen würde.

Abschließende Bemerkung: Es ist absolut unerlässlich, dass alle Beteiligten in Forschung, Politik und Wirtschaft **offen für** jegliche Art der **Anpassung und Optimierung bleiben**, auch wenn dadurch ein bereits eingeschlagener und „lieb gewonnener“ Weg verlassen werden muss. Andere Wege sollten zu jedem Zeitpunkt möglich sein, solange sie zu einem nachhaltigen und bezahlbaren Energiesystem führen und auf ausreichende Akzeptanz stoßen. Es darf kein Festhalten an ideologisch geprägten Wunschvorstellungen geben, wenn sich herausstellt, dass diese nicht oder nicht mehr mit der Realität zur Deckung zu bringen sind. Diese Offenheit muss es der Wissenschaft ermöglichen, jederzeit ausgetretene Pfade zu verlassen und auch auf den ersten Blick ungewöhnlich erscheinende Ansätze auszuprobieren, also echte Grundlagenforschung zu betreiben. Denn immer können daraus Erkenntnisse erwachsen, die die Energieversorgung in fünfzig oder gar hunderten von Jahren sichern helfen.



Michael Vassiliadis
Vorsitzender, IG Bergbau, Chemie, Energie

Michael Vassiliadis (geb. 1964) absolvierte nach dem Realschulabschluss eine Ausbildung zum Chemielaboranten bei der Bayer AG in Dormagen. 1986 begann er seine hauptamtliche Gewerkschaftstätigkeit als Sekretär der IG Chemie-Papier-Keramik (seit 1997 IG Bergbau, Chemie, Energie) in unterschiedlichen Funktionen. Im März 2004 wurde er als Mitglied in den geschäftsführenden Hauptvorstand gewählt. Im Oktober 2009 wurde er auf dem 4. Ordentlichen Gewerkschaftskongress der IG BCE zum Vorsitzenden gewählt. Seit Mai 2012 ist Michael Vassiliadis darüber hinaus Präsidenten des neu gegründeten Dachverbands europäischer Industriegewerkschaften „IndustriALL“.

Gewerkschaftliche Anforderungen an die Energiewende: Effizienzen ausschöpfen, Umbau der Teilsysteme besser synchronisieren und Kostenbelastungen senken

Michael Vassiliadis

Zur Erreichung klimapolitischer Ziele und als Folge der Atomkatastrophe von Fukushima hat die Bundesregierung mit dem Energiekonzept vom September 2010 und den energiepolitischen Beschlüssen vom Frühsommer 2011 die umfassende Transformation des bisherigen Energiesystems eingeleitet. Dabei wurde in wenigen Monaten eine 180-Grad-Kehre in der nuklearen Politik vollzogen.

Nunmehr sind Oberziele der Energiewende der mittelfristige Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022 und langfristig die Minderung der Treibhausgasemissionen um 80 bis 95 % bis 2050. Um letzteres zu erreichen, sind insbesondere eine deutliche Steigerung der Energieeffizienz – sowohl im Gebäudebereich, in der Produktion als auch im Verkehr – sowie der Ausbau erneuerbarer Energien (EE) vorgesehen (vgl. Tabelle 1; im Einzelnen BMWi/BMU 2012, S. 18 ff.).

Die bis Mitte dieses Jahrhunderts reichende Gesamtstrategie soll allen energie-wirtschaftlichen Akteuren und Bürgern Orientierung geben. Gleichzeitig soll der Prozess so flexibel gestaltet werden, dass das energiepolitische Zieldreieck Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit jederzeit erfüllt wird.

Angesichts der anspruchsvollen Zielsetzungen ist die Energiewende breit angelegt; sie besteht aus einer Vielzahl an Gesetzen, Verordnungen sowie Förderprogrammen. Der im Dezember 2012 vorgelegte erste Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) sowie des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) vermittelt diesbezüglich einen umfassenden Eindruck; insgesamt werden 166 Maßnahmen aufgelistet und beschrieben (Ebd., S. 108 – 118). Allein diese Zusammenstellung deutet das Volumen und die Komplexität der Energiewende an.

International findet das deutsche Vorzeigeprojekt auch deshalb starke Aufmerksamkeit, da mit einem massiven Ausbau der erneuerbaren Energien nicht nur die Strukturen auf der Erzeugungsseite transformiert werden müssen. Auf den nachgelagerten Stufen der Wertschöpfungskette wie Übertragung, Weiterverteilung und nachfrageseitiges Management beim Stromverbrauch sind ebenfalls tiefgreifende Anpassungen nötig. Insgesamt erscheint eine neue Marktordnung erforderlich, die die Preissetzung auf den Strommärkten modifiziert und die Bereitstellung von Systemleistung einpreist (Fischer/Westphal 2012). Durch regulatorische und technologische Innovationen könnte Deutschland in- folgedessen weltweit klimapolitischer Trendsetter werden.

	2011	2020	2050		
Treibhausgasemissionen					
Treibhausgasemissionen (gegenüber 1990)	-26,4%	-40%	2030 -55%	2040 -70%	2050 -80% bis -95%
Effizienz					
Primärenergieverbrauch (gegenüber 2008)	-6,0%	-20,0%	-50%		
Energieproduktivität (Endenergieverbrauch)	2,0% pro Jahr (2008-2011)		2,1% pro Jahr (2008-2050)		
Brutto-Stromverbrauch (gegenüber 2008)	-2,1%	-10,0%	-25%		
Anteil der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung	15,4% (2010)	25,0%	-		
Gebäudebestand					
Wärmebedarf	k.A.	-20,0%	-		
Primärenergiebedarf	k.A.	-	in der Größenordnung von -80%		
Sanierungsrate	rund 1% pro Jahr		Verdopplung auf 2% pro Jahr		
Verkehrsbereich					
Endenergieverbrauch (gegenüber 2005)	rund -0,5%	-10,0%	-40%		
Anzahl Elektrofahrzeuge	ca. 6.600	1 Mio.	2030 6 Mio.	-	
Eneuerbare Energien					
Anteil am Bruttostromverbrauch	20,3%	mind. 35%	2030 mind. 50%	2040 mind. 65%	2050 mind. 80%
Anteil am Bruttoendenergieverbrauch	12,1%	18,0%	2030 30%	2040 45%	2050 60%

*Tabelle 1: Ist-Situation und quantitative Ziele der Energiewende
Quelle: BMWi/BMU 2012, S.16*

Sowohl die Bevölkerung als auch die Unternehmen tragen die Energiewende mit großer Mehrheit. Diese Unterstützung wurde u.a. in dem im Juni 2012 von der IG BCE veröffentlichten Deutschen Energiekompass bestätigt. Gleichzeitig waren aber Unternehmen als auch Bürger der Meinung, dass die Regierungen auf Bundes- und Landesebene zu wenig tun, um diese immense Aufgabe erfolgversprechend voran zu bringen und die Bedingungen für ihre Umsetzung zu schaffen (IG BCE Deutscher Energiekompass 2012).

Die IGBCE steht ebenfalls zur Energiewende; in der Ethikkommission habe ich mich daran aktiv beteiligt. Damals wurden für die Transformation klare Ziele genannt: Versorgungssicherheit, Umwelt- und Sozialverträglichkeit sowie wettbewerbsfähige Preise. Letzteres sichert den Unternehmen die Chance, dem internationalen Wettbewerb stand zu halten und Arbeitsplätze zu sichern.

Obwohl die politischen Akteure in der zweiten Hälfte des letzten Jahres weitere rechtliche und andere energiepolitische Maßnahmen initiierten bzw. vollendeten (vgl. Pressemitteilung 28.12.2012), sparte die von der Bundesregierung mit dem Monitoring der Energiewende beauftragte vierköpfige Expertenkommission nicht mit Kritik an deren Umsetzung. Sie bestätigte, was tagtäglich in den Betrieben erlebt wird: Die Praxis ist in sich nicht stimmig. Die Energiewende wird schlecht gemanagt; es wird zu wenig aus der Sicht des Gesamtsystems entwickelt (Expertenkommission Dez. 2012).

Aus den vielfältigen Hinweisen auf Herausforderungen, Datenrestriktionen und Fehlentwicklungen im Rahmen der Energiewende sind aus meiner Sicht drei „Baustellen“ zentral: Energieeffizienz, Synchronisation des Ausbaus von EE-Anlagen, Stromnetzen und -speichern sowie eine gerechtere Verteilung der Lasten der Energiewende. Dazu ist eine bessere Koordination des von der Ethikkommission geforderten „Gemeinschaftswerk Energiezukunft Deutschland“ notwendig.

1. Energieeinsparung als Schlüssel zu sinkenden Energiekosten

Die Steigerung der Energieeffizienz ist eine der zentralen Voraussetzungen, die Treibhausgasemissionen bis 2050 wie geplant im Vergleich zu 2008 zu halbieren, den Energieverbrauch in der Raumwärme um 80 % und im Verkehr um 40 % zu reduzieren (Expertenkommission Dez. 2012, S. 21). Die auf die Endenergie bezogene Energieproduktivität soll jahresdurchschnittlich um rund 2,5 % gesteigert (Ebd. S. 23) und muss somit deutlich oberhalb des langjährigen Trends angehoben werden.

Große Chancen bestehen in der energetischen Sanierung des Gebäudebestandes. 23,5 % des gesamten Endenergieverbrauches in Deutschland entfallen auf Heizen und Warmwasserbereitung der privaten Haushalte. Im Gebäudesektor liegen Potenziale der Wärmeenergieeinsparung in einem Ausmaß brach, das politisch nicht mehr zu verantworten ist. Die Hebung dieser Reserven wird darüber entscheiden, ob die Ziele der Energiewende und des Klimaschutzes zu realisieren sind und gleichzeitig die Wohnnebenkosten bezahlbar gehalten werden können.

Die zentralen Instrumente zur Erschließung der Energieeinsparpotenziale im Gebäudesektor sind die Energieeinsparverordnung (EnEV), die Förderprogramme der Kreditanstalt für Wiederaufbau sowie die Information und Beratung der Akteure. In allen Bereichen gibt es bislang gravierende Defizite.

Angesichts der bisherigen Erfahrungen stimme ich nachdrücklich der Einschätzung der Expertenkommission zu, dass die Effizienz-Vorgaben in der energetischen Gebäudesanierung „ohne weitergehende zusätzliche Maßnahmen“ nicht erreicht werden (Ebd.). Wir brauchen folglich ein ambitioniertes CO₂-Gebäudesanierungsprogramm der Bundesregierung, ebenso Programme zur energieeffizienten Sanierung des Gebäudebestandes der sozialen Infrastruktur des Bundes, der Länder und Kommunen.

Wir benötigen zudem die Einrichtung eines Energieeffizienzfonds, der über die Gebäudesanierung hinaus Anreize setzt für effiziente und Strom sparende Endgeräte.

Und damit Investitionen in energieeffizientere Technik vorgezogen werden, halte ich als zusätzlichen Anreiz eine Verkürzung der Abschreibungsfristen auf Investitionen in Sachanlagen für sinnvoll, wenn sie der Steigerung der Energieeffizienz dienen.

Wir müssen den Erfolgskurs von Effizienzsteigerungen bei industriellen Produktionsverfahren - besonders bei energieintensiven – fortsetzen (vgl. EEFA 2012, RWI 2010). Die Gestaltung arbeitsplatznaher und mitarbeiterorientierter Ressourceneffizienz-Verbesserungsprozesse ist seit Jahren ein wichtiges Handlungsfeld auch für die betriebliche Mitbestimmung.

Ob insgesamt der von der Deutsche Energieagentur vorgeschlagene Wert für ein öffentliches Programm zur Energieeffizienzsteigerung in Höhe von 5 Mrd. Euro jährlich ausreichend sein wird (Expertenkommission Dez. 2012, S. 40), ist angesichts der vor uns liegenden Aufgaben stark zu hinterfragen.

2. Synchronisation des Ausbaus von EE-Anlagen, Stromnetzen und -speichern

Der Strom, der trotz aller Effizienzsteigerungen immer noch benötigt wird, soll zunehmend mittels erneuerbarer Energieanlagen erzeugt werden. Dieser Ausbau bewirkt, dass sich Erzeugungskapazitäten vermehrt verbrauchsnahe (dezentral) und kleinteilig (z.B. Wärmepumpen, Photovoltaik- und Mikro-KWK-Anlagen) oder lastfern (Offshore-Windparks) ansiedeln. Insofern ist der Ausbau der Stromnetze auf der Übertragungs- und vor allem auf der Verteilebene dringend geboten. Rund 97 Prozent der Erneuerbaren Energien werden ins Verteilnetz eingespeist (vgl. Bundesnetzagentur 2012 und dena 2012).

Gleichzeitig fluktuieren Wind- und Sonnenenergie stark. Folglich sind Anreize für intelligente Technik zu setzen. Erstens treten kurz-, mittel- und langfristige Speicheroptionen ins Blickfeld des Interesses; dabei kann eine Verknüpfung des Stromsystems mit der Wärmeversorgung neue Speichermöglichkeiten eröffnen. Auch geht es darum, bestehende Gasnetze als Energiespeicher zu nutzen sowie das Strom- und Gasnetz zu koppeln. Zweitens werden den Informations- und Kommunikationstechnologien weitreichende Innovationspotenziale im Rahmen der Energiewende zugewiesen.

Auch wegen des Einspeisevorrangs der erneuerbaren Energien folgt aus all diesen Entwicklungen, dass sich der Wertschöpfungsprozess im Bereich konventioneller Kapazitäten im aktuellen Marktdesign zunehmend verändert. Die Folge sind geringere Investitionen in steuerbare fossile Kapazitäten. Diese Zurückhaltung kann letztendlich zu Gefährdungen der Versorgungssicherheit führen. Ausdrücklich ist der Expertenkommission zuzustimmen, dass die Bundesregierung bislang „keinerlei Hinweise zum zukünftigen Umgang mit dieser Problematik“ gibt (Expertenkommission Dez. 2012, S. 80).

Energy only-Märkte scheinen die notwendigen Einkommensströme für Investitionen unter dem Gesichtspunkt der Transformation des Energiesystems dauerhaft nicht erzeugen zu können. Die europaweit geführten Diskussionen zu Kapazitätsmechanismen unterstreichen dieses nachdrücklich. Folglich ist Bundespolitik gefordert, das Regulierungs- und Fördersystem entsprechend zu erneuern sowie die Synchronisation des Ausbaus von EE-Anlagen, Stromnetzen und Speichern voranzubringen.

Das Gesetz zur Förderung der erneuerbaren Energien (EEG) ist in einer Zeit entstanden, als es galt, den erneuerbaren Energien ihren Start in die Erzeugungslandschaft zu ebnet. Es basierte auf zwei wesentlichen Prinzipien: Einspeisevorrang und Gewährung sicherer Erlöse für Strom aus EE-Anlagen! Durch diese Begünstigungen wurden Investitionen in erneuerbare Erzeugung in Höhe eines dreistelligen Mrd.-EUR-Betrages angereizt.

Angesichts der klimapolitischen Herausforderungen und der Rohstoffrestriktionen gibt es zum beschriebenen Umbau des Energiesystems kaum eine Alternative. EE sind ein entscheidender Baustein, um die gesetzten umweltpolitischen Ziele zu erreichen. Für die politisch gewünschten Ausbaupfade sind zukünftig weiterhin finanzielle Unterstützungen notwendig. Neuere stundengenaue Berechnungen zeigen, dass selbst dann, wenn die Stromgestehungskosten dargebotsabhängiger EE-Anlagen langfristig aufgrund technischen Fortschritts unter jene der fossilen Kraftwerke fallen, die Erlöse aus dem Stromverkauf selbst bei sehr hohen CO₂-Zertifikatpreisen von fast 300 EUR auf den derzeit börslich organisierten Strommärkten nicht zur Vollkostendeckung ausreichen werden (vgl. Kopp/Eßer-Frey/Engelhorn 2012). Folglich gilt: Das Regulationssystem muss mit dem Ziel weiter entwickelt werden, das die EE zielgerichtet ausgebaut werden und zudem eine stärkere Systemintegration der EE erfolgt.

Erschwerend kommt aktuell hinzu, dass der Zubau von EEG-Anlagen in den letzten Jahren dauerhaft oberhalb des politisch gewünschten Zielkorridors lag. Die Fähigkeit, diesen Strom angemessen aufzunehmen, würde keine Schwierigkeiten bereiten, wenn die komplementären Funktionen im Gesamtsystem gleichzeitig entwickelt worden wären. Der Ausbau der Netze (inkl. intelligenter Steuerung) und Speicheranlagen fand indes nicht in der gleichen Geschwindigkeit statt.

Und zukünftig scheint ebenfalls keine Synchronisation der Teilsysteme gesichert zu sein: Wenn heute insbesondere Küstenländer eine Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien anstreben, die den Eigenbedarf um das Dreifache übersteigt, und zugleich in anderen Bundesländern Pläne für eine annähernde Autarkie entwickelt werden, dann wird deutlich, dass das derzeitige Regulierungs- und Fördersystem für regenerativ erzeugten Strom an Grenzen stößt. Die Stunden pro Jahr, an denen eine vollständige Versorgung mit Elektrizität aus erneuerbaren Energien möglich wäre und dann aus erneuerbaren mehr Strom erzeugt als in Deutschland verbraucht wird, erhöhen sich zunehmend (vgl. dena 2012a).

Ein Stromversorgungskonzept kann aber nicht darauf aufbauen, dass regelmäßig ein Stromüberschuss den Nachbarländern außerhalb des Stromhandels ohne Zustimmung der dortigen Netzbetreiber zwangsweise zugeleitet wird. Die Energiewende ist folglich weitaus stärker als bisher *europäisch* einzubinden. Das heutige 400-kV-Verbundnetz wird europaweit betrieben. Fragen der Netzstabilität lassen sich insofern nicht rein regional oder national beantworten.

Darüber hinaus muss zumindest das Prinzip der *unbedingten Anschlusspflicht* auf den Prüfstand. Immerhin wird die Allgemeinheit der Stromverbraucher mit erheblichen Netzkosten belastet, an denen sich die Erzeugungsseite - also der Kostenverursacher - nicht beteiligen muss. Dennoch dient der Ausbau häufig allein dem Zweck der Einspeisung in überregionale Übertragungsnetze.

Natürlich ist eine deutliche Überkapazität der Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien notwendig, um die volatile Einspeisung großflächig auszugleichen. Schließlich gilt das Prinzip, dass irgendwo immer der Wind bläst. Ein Gesamtsystem aus Übertragung und Speicherung ist aber noch nicht einmal in Ansätzen konzipiert. In die Schwierigkeit, dass heute die Gaskraftwerke nicht „im Geld“ sind, könnten zukünftig Übertragungsnetze und einige Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien geraten, wenn es nicht gelingt, rasch einen Masterplan für die Entwicklung und Allokation auch von solchen Anlagen zu entwerfen, die heute unter das EEG fallen.

Um die Kosten der Energiewende effektiver und kalkulierbar zu machen, müssen wir das bestehende System von Regulierung und Förderung weiter entwickeln. Die garantierte Abnahme und feste Vergütung, auch für *abgeregelte* Anlagen, müssen ebenfalls auf den Prüfstand. Von einem Segment mit mehr als 25 % Marktanteil und eines noch existierenden Nutzungsvorranges muss erwartet werden, dass er seinen Beitrag zur Stabilität des Gesamtsystems erfüllt und systemdienlich ausgelegt wird. Entsprechende Instrumente sind mit der „Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen“ sowie der „50,2 Herz-Regelung“ verabschiedet worden; ob sie ausreichen, ist indes fraglich. Vertiefende Analysen zu Stabilitätsfragen und Parametrisierungsempfehlungen sind noch zu leisten (vgl. VDE Juni 2012).

Es mehren sich die Untersuchungen, die zeigen, dass es kosteneffizienter und somit sinnvoller sein kann, bei starkem Wind einige Windkraftanlagen abzuregulieren anstatt die Stromnetze unter hohen Kosten für Extremsituationen aufzurüsten. Vor diesem Hintergrund ist es notwendig, in die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien klare und transparente Regelungen zur Abschaltung einzuführen.

Ein Festhalten am Einspeisevorrang erscheint mittelfristig unabdingbar. Er muss aber intelligenter als heute geregelt werden. Wenn der aus EEG-Anlagen erzeugte Strom den Bedarf übersteigt, also in Zeiten negativer Strompreise oder bei Unterschreitung einer Mindestpreisgrenze, muss eine Regelung greifen, die den nicht benötigten Strom abschaltet oder alternativen Verwendungszwecken zur Verfügung stellt. Nur so ist Kosteneffizienz im Gesamtsystem zu gewährleisten.

Hierzu sollte eine *differenzierte Vorrangregelung* etabliert werden, die sich aus der Netzstabilität ableitet. Dabei wird allen Erzeugungsanlagen, d.h. auch virtuellen Kraftwerken, ein Status in einer gestaffelten Kategorie im bestehenden Netz nach folgenden Prioritäten zugewiesen:

1. Systemstabilisierung und Frequenzhaltung

Das Netz benötigt zur Lastregelung eine Mindestzahl von Kraftwerken mit rotierenden Massen – Must-Run-Anlagen.

2. Konkrete Verbrauchszuordnung wegen Stromliefervertrag oder Verbrauchsnähe, besonders auch für Kraft-Wärme-Kopplung

3. Anlagen, die auf Grund ihrer Funktion für Energie- und Netzdienstleistungen (Blindstromkompensation) unverzichtbar sind

4. Weitere Anlagen

In die vierte Kategorie werden alle Anlagen eingestuft, die - gestaffelt nach ihrer Verbrauchsnähe - Wirkleistung erzeugen. Die in dieser Kategorie zum gegebenen Zeitpunkt nicht benötigten Anlagen werden nach Maßgabe des Netzbetreibers vorrangig abgeregelt.

Für abgeregelte EEG-Anlagen im Bestand gibt es aus rechtlichen Gründen ein Fördergebot, selbst wenn sie an der Gesamterzeugung nicht beteiligt sind.

Um dies mit mehr Marktverantwortung zu vereinbaren, kommen zwei ergänzende Regelungen in Frage.

- Die abgeregelten Zeiten werden an die gesamte Förderdauer angehängt oder
- die Förderung wird einspeiseunabhängig in Jahrestanchen allein nach der Erzeugungskapazität bzw. nach der durchschnittlichen Einspeisung der letzten Jahre gewährt (analog zur Regelung von Mini-KWK-Anlagen).

Denkbar ist auch eine Wahlfreiheit zwischen diesen Förderregeln.

Neue Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien müssen an Stelle des Fördergebots einen *Besicherungsanreiz* erhalten, damit Investitionen in Anlagen der Kategorie vier weiterhin erfolgen. Insgesamt ist auf dem Weg zu einer Vollversorgung mit Strom aus erneuerbaren Energien so behutsam wie möglich bei Änderungen des Regulationsrahmens vorzugehen, damit auch weiterhin ausreichende Investitionssicherheit für den weiteren Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erhalten bleibt.

Das neue System der Integration von Strom aus erneuerbaren Energien wird langfristig dazu führen müssen, dass den Übertragungsnetzbetreibern die Aufgabe der Vermarktung des Stroms aus erneuerbaren Energien an der Börse entzogen wird und alle EEG-Anlagen in die Direktvermarktung kommen. Die Integration von Strom aus erneuerbaren Energien könnte den Bilanzkreisverantwortlichen als Aufgabe übertragen werden. Zudem müssen Möglichkeiten eröffnet werden, den EE-Strom mittels physischer und finanzieller Absicherung auch am Terminmarkt zu veräußern.

Für die Förderung bestehender EEG-Anlagen besteht Bestandschutz. Deshalb würden obige Ansätze kaum Kostenentlastungen im Gesamtsystem bewirken, wenn eine neue Regelung nur für Neuanlagen z. B. ab 2014 gelten würde. Die Förderkosten würden weiter bestehen, bis der heutige Bestand aus der Unterstützung fällt. Notwendig sind also Änderungen im Vermarktungssystem, die den Bestand mit einschließen.

EEG-Strom wird an der Börse heute oftmals unter seinem Wert zu billig verkauft. Gleichzeitig kommt die Spanne zu den nächst teureren konventionellen Energieträgern nur wenigen Marktteilnehmern zu gute (vgl. Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt 2012, S. 114). Im Strommarkt der Zukunft soll diese Spanne all denen zugute kommen, die heute die EEG-Umlage zahlen.

Ein neues Vermarktungssystem muss insofern mindestens die heutige Förder-summe einbringen. Der Saldo aus Vermarktungserlös von Strom aus erneuerbaren Energien und der EEG-Förderverpflichtung an die Einspeiser lag im ersten Halbjahr 2012 bei minus 900 Mill. EUR. Bei einem Handelsvolumen von 11,5 Mrd. EUR entspricht dieser Betrag einer Unterdeckung von etwa 8 %. An rund 30 Tagen im Jahr funktioniert das System nicht kostendeckend. Gefordert ist also kurzfristig nur eine Korrektur im Zehntel-Bereich. Wenn es gelingt, etwa 10 % der Einspeisung im Peak aus dem System zu nehmen, wären die Erneuerbaren kostendeckender zu vermarkten.

Eine Lösung könnte im Bereich der Photovoltaik (PV) ansetzen. Speicherung und Eigenverbrauch bei der Masse der Kleinanlagen sind technisch machbar und derzeit auch lukrativ, da die Förderung unter dem Strompreis liegt. Die Wirtschaftlichkeit wird mit sinkenden Preisen für Energiespeicher weiter steigen. Etwa ein Fünftel der installierten PV-Leistung könnte heute bereits in Eigenverbrauch umgewandelt werden.

Ebenso wäre eine vollständige Nutzung des Stroms aus Mini-KWK-Anlagen als Eigenverbrauch möglich. Beide Maßnahmen würden die Verteilnetze entlasten. Größtes Hemmnis ist das bislang fehlende Angebot angepasster Speichersysteme.

Bei älteren Anlagen müsste eine Speicherförderung einen Anreiz setzen, der allerdings so hoch sein müsste, wie die Differenz zwischen Einspeisevergütung und Strompreis. Zwar kann sich von daher keine Entlastung bei der EEG-Umlage entwickeln, aber eine Entlastung für die Verteilnetze und günstige Effekte an der Strombörse.

Im Bestand der EEG-Anlagen sind die Biogasanlagen, die Wasserkraft und auch die Geothermie grundsätzlich in der Lage, ihre Einspeisung bedarfsgerecht zu gestalten. Diese Anlagen laufen bislang überwiegend in Grundlast. Wenn diese Bruttoeinspeisung von insgesamt knapp 10 % der Stromerzeugung bedarfsgerecht erfolgen würde, dann könnten die Stunden des Überangebots von Strom aus erneuerbaren Energien weiter verringert werden. Zudem würden

die Vermarktungsergebnisse sehr wahrscheinlich verbessert. Diese Anlagen haben heute Anspruch auf eine Einspeisevergütung, die auf der unterbrechungslosen Einspeisung beruht.

Die Umstellung auf ein *bedarfsgerechteres* Einspeisemanagement oder Direktvermarktung erfordert Änderungen im Fördersystem. Zu prüfen ist, ob die bedarfsgerechte Einspeisung einen entsprechend höheren Markterlös bringt, der die Zeiten der Abschaltung mit fortgesetzter Förderung ausgleichen könnte.

Kurzum: Trotz aller Erfolge in der Vergangenheit ist der forcierte Ausbau der EE im Strom-Mix keineswegs ein Selbstläufer. Es sollte eine integrierte Sichtweise auf den Ausbau der erneuerbaren Energien und den induzierten Ausbau von Netzen sowie Speichern entwickelt werden. Die erneuerbaren Energien sind auf absehbare Zeit darauf angewiesen, durch Förderinstrumente, Anreizsysteme und Planungselemente unterstützt zu werden. Der Energiemarkt ist so zu verändern, dass Erneuerbare Energien dort auch ohne Förderung hineinwachsen können. Mögliche erste, kurzfristig realisierbare Schritte wurden aufgezeigt.

EEG und EnWG müssen aber grundsätzlich reformiert und in einem Strommarktgesetz zusammengefasst werden. Diese Reform muss mit dem EU-Energiebinnenmarkt vereinbar sein. Dadurch bestehen große Chancen, dass die Kosten der Energiewende geringer als bisher abzusehen ausfallen. Energiepreise sind nicht nur wegen des internationalen Wettbewerbs, in dem sich insbesondere die energieintensive Industrie befindet, für Unternehmen wichtige Gradmesser. Da Strom Basisgut ist, haben auch Bürger ein großes Interesse an niedrigen Strompreisen.

3. Wettbewerbsfähige Preise und gerechtere Verteilung der Lasten der Energiewende

Die Wirtschaftlichkeit der Energiewende wurde im letzten Halbjahr vor dem Hintergrund der erwartbaren Erhöhung der EEG-Umlage für das Jahr 2013 öffentlich intensiv diskutiert. Angemessene Energiepreise besitzen sowohl bei Unternehmen als auch bei Bürgern hohe Priorität.

Die Beschäftigten in den von der IG BCE vertretenen Bereichen trifft die Umstellung des Energiesystems bereits jetzt finanziell vielfach.

- Als Stromkunden zahlen sie alle energiepolitisch bedingten Preiserhöhungen.
- Als Mieter oder Eigenheimbesitzer finanzieren sie alle Investitionen in die energetische Gebäudesanierung.
- Als Steuerzahler haften sie für alle energiepolitischen Zusatzausgaben des Staates.

- Als Beschäftigte tragen sie alle Arbeitsplatzrisiken der Energiewende.

Insofern gibt es ein mehrdimensionales Interesse der Arbeitnehmer an nicht ausufernden Stromkosten.

Wettbewerbsfähige Preise für Strom und Rohstoffe sind ebenfalls für energieintensive Industrien in einer international vernetzten Ökonomie überlebenswichtig. Auch zukünftig muss es Ziel sein, dass mittels einer sicheren und bezahlbaren Energieversorgung energieintensive Produkte innerhalb einer funktionierenden Wertschöpfungskette in Deutschland hergestellt werden.

Diesem Grundsatz hat der Gesetzgeber bei der Einführung der ökologischen Steuerreform im Jahre 1999 Rechnung getragen. Es wurden Mechanismen zur Belastungsbegrenzung bei den Energiesteuern für das produzierende Gewerbe eingeführt. Seitdem sind weitere Regelungen für die Industrie erlassen worden, die die Energie- und Strompreise für energieintensive Wirtschaftszweige stabilisieren sollten. Hierzu zählen die besondere Ausgleichsregelung beim EEG sowie Begünstigungen bei der KWK-Umlage. Wegen Verlagerungsgefahren (dem sog. „Carbon leakage“) sind energieintensive Unternehmen zudem teilweise vom Zwang zum Kauf von Emissionszertifikaten befreit.

In einer Kurzstudie im Auftrag von Greenpeace e.V. beziffern das Forum ökologisch-soziale Marktwirtschaft (FÖS) und das Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES) die Belastungsbegrenzungen für die Unternehmen auf insgesamt 8,6 Mrd. EUR für das Jahr 2010 und rund 9 Mrd. EUR für 2011 (FÖS/IZES Juni 2012). Diesen Begrenzungen stehen öffentlich vielfach nicht beachtete positive wirtschaftliche und umweltpolitische Effekte gegenüber.

Als Kostenbestandteile führen die Belastungsbeschränkungen in einem wettbewerblichen Umfeld in Grundstoffsektoren theoretisch in einer geschlossenen Ökonomie zu Preissenkungen, die über die Wertschöpfungskette an die Endproduzenten und somit an die Endverbraucher weitergereicht werden. Dieser positive Wertschöpfungseffekt ist in offenen Wirtschaften noch größer, wenn einheimische Produktion und Arbeitsplätze erhalten bleiben, Wertschöpfung im Inland stattfindet und somit mehr Einkommen generiert wird. Ein Beispiel:

- Die stark im internationalen Wettbewerb stehenden Hersteller chemischer Grundstoffe – die rd. ein Drittel der Chemieindustrie darstellen - erwirtschafteten beispielsweise mit ca. 165.000 Beschäftigten im Jahre 2010 eine Bruttowertschöpfung in Höhe von 23,8 Mrd. EUR! Die Unternehmen zahlten rd. eine halbe Mrd. EUR Kostensteuern abzüglich Subventionen, also Grund-, Gewerbe- und Kraftfahrzeugsteuern. Indirekt trugen die Arbeitnehmer als Privatkonsumenten durchschnittlich über die EEG-Umlage mit rund 20 Mio. EUR 2012 zur Finanzierung der Energiewende bei.

- Zugleich sind die Auswirkungen auf die Umwelt günstiger. Die Internationale Energieagentur (IEA) bescheinigt der chemischen und petrochemischen Industrie in Deutschland in einem aktuellen Information Paper einen weltweiten Spitzenplatz hinsichtlich des Einsatzes von Best-Practice-Technologien (IEA 2009)!

In ihrem abschließenden Urteil kommen die FÖS/IZES-Autoren richtigerweise zu dem Ergebnis, dass „eine gänzliche Auflösung der Privilegien ... nicht zielführend (wäre), da auch in den Mitbewerberländern Begünstigungen für das Produzierende Gewerbe bestehen“ (Ebd. S. 35)

Da bei den jeweiligen Regelungen keine einheitliche Definition für energie- bzw. stromintensive Unternehmen zugrunde gelegt worden ist, bemängeln sie aber, dass das aktuelle System sehr komplex, administrativ aufwändig und inkonsistent ist. Auch die Expertenkommission der Bundesregierung beanstandet, dass die Ausnahmeregelungen für die Industrie nicht sorgfältig genug begründet werden (Expertenkommission 2012, S. 98).

Die IG BCE hat immer den Standpunkt vertreten, dass Belastungsbegrenzungen nicht mit der Gießkanne zu verteilen sind. Nur den energieintensiven und stark im internationalen Wettbewerb stehenden Unternehmen sollten Ausnahmeregelungen zu Gute kommen! Dieses Leitprinzip muss auch für die Zukunft gelten.

Obwohl „der Umbau der Stromversorgung in langfristiger Perspektive eine gesamtwirtschaftlich kostenattraktive Elektrizitätsversorgung“ verspricht, rechnet die Expertenkommission kurzfristig damit, dass die aggregierten Elektrizitätsausgaben in den kommenden Jahren weiter überproportional zum nominalen Bruttoinlandsprodukt steigen werden. „Dafür ist längst nicht nur der weitere Ausbau der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten verantwortlich. Künftig könnten sich der Ausbau von Netzen und Speichern sowie die Ausgaben für die Marktintegration (z.B. Zahlungen im Rahmen von Kapazitätsmechanismen) zu weiteren Kostentreibern der Elektrizitätsversorgung entwickeln“ (S. 104). Der Ausgabenanstieg könnte zu verschärften Verteilungskonflikten in der Transformationsphase führen; die Experten befürchten eine schwindende Akzeptanz für die Energiewende.

Angesichts dieser Gefahren brauchen wir eine vorbehaltlose Debatte um die Finanzierung der Energiewende, um ihre Steuerungs- und ihre Verteilungswirkungen. Die Energiewende ist vom Grundsatz her eine Aufgabe, die sich die Gesamtgesellschaft gegeben hat. Deswegen sollte sie auch so finanziert werden, also vorrangig aus Steuermitteln, die nach Gewinn und Einkommen bemessen werden. Ein erster Schritt zur Umsteuerung könnte darauf hinauslaufen, den Ausbau der Energienetze insbesondere die Haftungsrisiken für Offshore-Windkraftanlagen wie andere Infrastrukturmaßnahmen auch (z.B. Straßen und Schienenwege) mit Steuergeldern zu fördern.

Literatur

BMWi/BMU 2012: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) sowie Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), *Erster Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“*, Berlin, Dezember 2012; abrufbar unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/erster-monitoring-bericht-energie-der-zukunft,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

BMWi/BMU 2012: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) sowie Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*, Berlin 28. September 2010; abrufbar unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/energiekonzept-2010,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>

Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt 2012: Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, *Monitoringbericht 2012*, Bonn 2012; abrufbar unter: www.bundesnetzagentur.de

Bundesregierung 2011: Bundesregierung, *Eckpunktepapier der Bundesregierung zur Energiewende. Der Weg zur Energie der Zukunft – sicher, bezahlbar und umweltfreundlich*, Berlin 06.06.2011.

Dena 2012: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), *Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030*, Endbericht, Berlin 11.12.2012.

EEFA 2012: Energy Environment Forecast Analysis GmbH & Co. KG, *Energieeffizienz in der Industrie*. Kurzstudie im Auftrag des Bundesverbandes der Deutschen Industrie e.V. Münster, Berlin Februar 2012.

Ethik Kommission Sichere Energieversorgung, *Deutschlands Energiewende – Ein Gemeinschaftswerk für die Zukunft*, Berlin 2011; abrufbar unter:

http://www.bmbf.de/pubRD/2011_05_30_abschlussbericht_ethikkommission_property_publicationFile.pdf

Expertenkommission Dez. 2012: Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“, *Stellungnahme zum ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2011*, Berlin – Mannheim – Stuttgart, Dezember 2012; abrufbar unter: <http://www.bmwi.de/DE/Presse/pressemitteilungen,did=543568.html>

Fischer/Westphal 2012: Severin Fischer/Kirsten Westphal, *Erneuerbare Energien im Stromsektor: Gestaltungsoptionen in der EU, SWP-Studie S27*, Berlin Dezember 2012; abrufbar unter: <http://www.swp-berlin.org/de/>

publikationen/swp-studien-de/swp-studien-detail/article/
eu_stromsektor_erneuerbare_energien.html

FÖS/IZES Juni 2012: Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft (FÖS), Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES), *Strom- und Energiekosten der Industrie. Pauschale Vergünstigungen auf dem Prüfstand. Kurzstudie von Swantje Kückler und Juri Horst im Auftrag von Greenpeace e.V.* Berlin, Saarbrücken Juni 2012. abrufbar unter: http://www.greenpeace.de/fileadmin/gpd/user_upload/themen/energie/2012-FOES-IZES-Verguenstigungen-Industrie.pdf.

IEA 2009: International Energy Agency (IEA), *Chemical and Petrochemical Sector. Potential of best practice technology and other measures for improving energy efficiency.* Paris September 2009. herunterladen unter: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/chemical_petrochemical_sector.pdf.

IG BCE, *Deutsche Energiekompass 2012*, Hannover 2012; abrufbar unter: <http://www.igbce.de/presse/pressearchiv/13286/xvi-19-12-06-2012-energiekompass-2012>

Kopp/Eßer-Frey/Engelhorn 2012: Oliver Kopp/Anke Esser-Frey/Thorsten Engelhorn, *Können sich erneuerbare Energien langfristig auf wettbewerblich organisierten Strommärkten finanzieren?* in: Zeitschrift für Energiewirtschaft 36/2012, S. 243-255.

Pressemitteilung 28.12.2012: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, *Rösler: Das Wirtschaftsministerium hat bei der Energiewende seine Hausaufgaben gemacht*, Berlin 28.12.2012. abrufbar unter: <http://www.bmwi.de/DE/Presse/tagesnachrichten,did=544702.html#544674>

RWI 2010: Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung, *Energieeffizienz in der energieintensiven Industrie in Deutschland.* Forschungsprojekt im Auftrag des Verbands der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft. Essen November 2010. herunterladen unter: <http://www.rwi-essen.de/publikationen/rwi-projektberichte/>

VDE Juni 2012: FNN – Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE, *Technische Herausforderungen beim Umbau der Netze. Lösungsansätze*, Berlin Juni 2012.



Prof. Dr. Ulrich Wagner
Vorstand für Energie und Verkehr, Deutsches Zentrum für Luft- und
Raumfahrt e.V., Köln

Ulrich Wagner wurde 1955 in Passau geboren. Von 1976 bis 1981 studierte er Elektrotechnik in Bogotá und an der Technischen Universität München, wo er 1987 zum Thema Energieausbeute von Traktionsbatterien für Elektrofahrzeuge promovierte. Von 1987 bis 1995 war er als Geschäftsführer der Forschungsstelle für Energiewirtschaft tätig, seit dem als deren Wissenschaftlicher Leiter. 1995 wurde er an den Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik der TU München berufen und war gewählter Dekan der Fakultät von 2005 bis 2008. Seit dem 1. März 2010 ist er als Vorstand für die Schwerpunkte Energie und Verkehr im DLR tätig. In der Gründerzeit des Forums für Zukunftsenergien (FZE) war er mehrjähriger Sprecher des Arbeitskreises Verkehr, seit 2007 gehört er dem Kuratorium des FZE an. Herr Wagner ist und war Mitglied in zahlreichen Fachgremien aus Wissenschaft, Wirtschaft und der öffentlichen Hand. Ulrich Wagner ist verheiratet und Vater dreier Kinder.

Energieeffizienz und erneuerbare Energien im Wettbewerb um eine Energiewende nach Maß

Prof. Dr. Ulrich Wagner

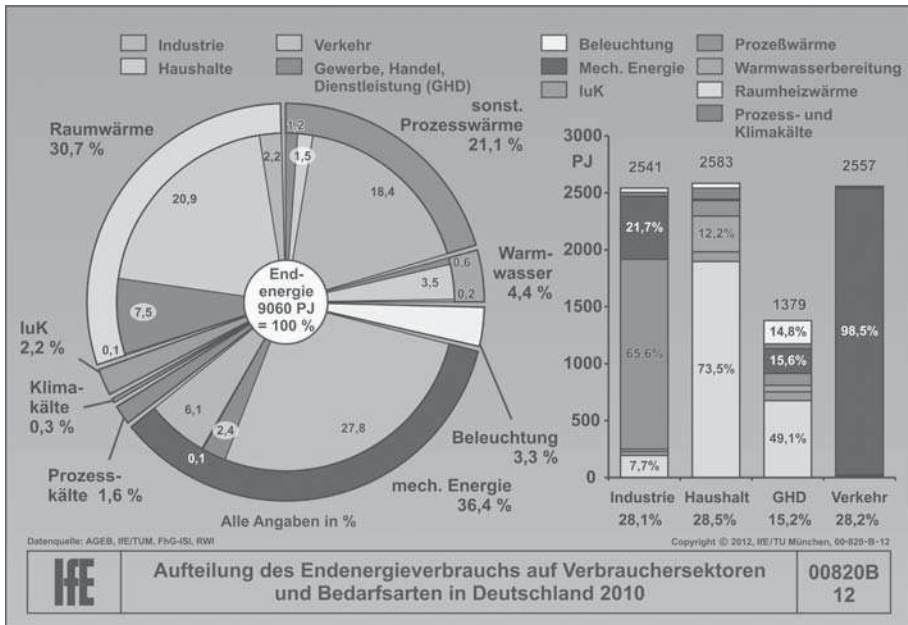
Einführung

Alle reden von der Energiewende – mancher euphorisch, mancher skeptisch und manchmal beide ohne Beachtung physikalischer und ökonomischer Regeln. Die Zeit drängt, wir müssen jetzt entschieden handeln und die Grundsteine für die Zukunft unserer Energieversorgung durchdacht und gezielt legen. Skepsis und Vorsicht sind dabei durchaus angebracht. Die Energiewende zu vollziehen, ist ein ambitioniertes und weltweit einmaliges Vorhaben, es gibt keine Checkliste, die automatisch zum Erfolg führt. Hinzu kommt: Die Ziele, die die Bundesregierung in ihrem Energiekonzept vom Juni 2011 mit weltweit einzigartigen Vorgaben zur Effizienzsteigerung und mit dem Ausbau von erneuerbaren Energien steckt, sind hoch. So hoch, dass sie über eine kontinuierliche, lineare Weiterentwicklung der heutigen Techniken und Strukturen allein nicht erreicht werden können. Für eine erfolgreiche Transformation unseres Energiesystems brauchen wir nicht nur noch effizientere Technologien, wir brauchen auch von der Erzeugung bis zum Endverbrauch neue Markt-, Planungs- und Betriebsstrukturen.

Wesentliche Kriterien des Energiewirtschaftsgesetzes sind seit Jahrzehnten Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit sowie Kosteneffizienz. Neben diesen tragenden Faktoren spielt zunehmend auch eine breite Akzeptanz der eingesetzten Technologien eine wichtige Rolle. Seit Jahrzehnten gab es immer wieder aktuelle Anlässe zu energiepolitischem Handeln. Die befürchtete Kohlenknappheit der 1950er Jahre, Öleinsparungen nach den Ölpreiskrisen in den 1970er Jahren, Waldsterben und bodennahes Ozon in den 1980er Jahren sowie der Treibhauseffekt seit den 1990er Jahren haben jeweils große Impulse für die energiepolitische Diskussion und entsprechende Gesetzgebungen gegeben. Auch wenn dadurch in einzelnen Bereichen durchaus positive Effekte erzielt wurden, so hat diese ereignisgesteuerte Politik stets den Nachteil, nur Symptome zu bekämpfen. Es fehlen langfristige übergreifende Vorgaben und Regeln zur Optimierung des Gesamtsystems „Energieversorgung“.

Ausgangssituation

Die heutige Struktur des Energiebedarfs in Deutschland und weltweit hat sich über viele Jahrzehnte entwickelt. Sie ist eine Folge aus ländertypischen gesellschaftlichen, demografischen, technologischen und politischen Faktoren. Basis ist eine Tausende von Milliarden Euro schwere technische Infrastruktur, von Geräten und Anlagen beim Verbraucher über die Systeme für Transport, Verteilung und Speicherung von Energie bis hin zu den Großanlagen im Energie-



Energiebedarf in Deutschland nach Sektoren und Anwendungsarten

Umwandlungsbereich. Das folgende Bild zeigt die aktuelle Energieanwendungsbilanz für Deutschland nach Sektoren und Anwendungsarten. Veränderungen dieser Struktur können nur mit hohem Aufwand und extrem langen Zeitkonstanten erfolgen.

So hat sich der industrielle Energieverbrauch seit Jahrzehnten kontinuierlich reduziert, allerdings nicht nur auf Grund von Effizienzsteigerungen in Fertigungsanlagen, sondern ganz wesentlich durch die Verlagerung energieintensiver Produktion in andere Staaten mit günstigeren Energie- und Personalkosten. Der Energieverbrauch für die Raumheizung in privaten Wohngebäuden ist über viele Jahrzehnte konstant geblieben; hier wurde der erhebliche technische Fortschritt der Heizungstechnologie kompensiert durch den kontinuierlich steigenden Zuwachs an beheizter Wohnfläche pro Person und durch gestiegenes Komfortbedürfnis. Schon diese beiden Beispiele zeigen, dass sich Struktur und Entwicklung des Energiebedarfs nicht nur aus technischen Parametern ableiten lassen, sondern von gesellschaftlichen, konjunkturellen und politischen Rahmenbedingungen mit beeinflusst werden. Entsprechend ist die gegebene Energieinfrastruktur eines Staates nicht beliebig und schon gar nicht beliebig schnell durch gesetzliche Vorgaben änderbar. Die Zeitkonstanten der Nutzung energietechnischer Anlagen liegen im Bereich weniger Jahre bei Kleingeräten bis über 50 Jahren bei Kraftwerken. Damit überstreicht die Nutzungsdauer viele Legislaturperioden, die Erfolge oder Misserfolge politischer Beschlüsse von heute lassen sich entsprechend erst viele Jahre später beurteilen. Diese Zeitverzögerung steht im Widerspruch zum großen Erfolgsdruck von Politikern

(und Wissenschaftlern), die kurzfristig messbare Erfolge aufzeigen wollen und belegen müssen.

Ziele und Kriterien nachhaltigen Wirtschaftens

Die Brundtland-Definition von Nachhaltigkeit verlangt die Übernahme der Verantwortung für unser Tun und seine Folgen, auch die nachfolgenden Generationen haben einen Anspruch auf die heute von uns genutzten Ressourcenformen. Wichtige Kriterien sind dabei:

- *Ressourcenschonung*: Die statischen Energiereserven von Öl und Gas weisen Reichweiten von 50 Jahren (Öl, Gas) bis über 200 Jahren (Kohle) auf. Sie sind abhängig vom Umfang der Explorationstätigkeit der Energieunternehmen, die wiederum von der Energiepreisentwicklung gesteuert wird. Steigen die Energiepreise an, so nehmen ohne weiteres Zutun die verfügbaren Energiereserven zu; verbindliche Angaben über den Peak-Oil sind daher kritisch zu werten. Für einen nachhaltigen Ansatz ist die Frage, ob z.B. die Öl-Reichweite noch 50 oder doch 100 Jahre beträgt, ohnehin kein entscheidendes Kriterium. Nachhaltigkeit kennt kein Verfallsdatum. Fakt ist die Endlichkeit der Ressourcen und unsere Verantwortung, möglichst viel davon für unsere Nachkommen zu erhalten.
- *Emissionsminderung*: Im Vordergrund der öffentlichen Diskussion stehen derzeit die energiebedingten CO₂-Emissionen und der anthropogen verursachte Treibhauseffekt. Dabei ist es im Sinne nachhaltiger Lösungen unmaßgeblich, ob die heutigen Treibhausgasemissionen zu 20 oder 80 % anthropogen verursacht werden. Entscheidend ist das gesicherte Wissen, dass es einen Zusammenhang zwischen Energieverbrauch und Treibhausgasemissionen gibt. Im Übrigen wird den anderen, für die menschliche Gesundheit nicht minder bedeutenden Schadstoffemissionen, häufig zu wenig Bedeutung gegeben, z. B. im Verkehrssektor.
- *Sicherheit und Zuverlässigkeit*: Neue Energietechnologie kommt nur dann zum Einsatz, wenn die gewohnten Maßstäbe der Versorgungssicherheit und Zuverlässigkeit mindestens auf dem heutigem hohen Standard erhalten bleiben. Das betrifft z. B. den verstärkten Einsatz erneuerbarer Energien in der Stromversorgung, der neue Rahmenbedingungen der Kraftwerksvorhaltung, der Netzkapazitäten und ggf. auch zentraler und dezentraler Speicher mit sich bringt. Die Potenziale eines verbraucherseitigen Lastmanagements – zentral oder objektgesteuert – bleiben aus Kosten- und Akzeptanzgründen begrenzt.
- *Wirtschaftlichkeit/Vermeidungskosten*: Energieeinsparung und Umwelt- sowie Klimaschutz sind bis auf wenige Ausnahmen nicht zum Nulltarif erzielbar, sondern mit mehr oder weniger hohen Mehrausgaben verbunden. Darüber müssen sich alle Akteure im Klaren sein und dürfen dies auch nicht verschweigen. Besonders wichtig ist daher ein verantwortungsvoller Umgang mit

den erforderlichen Zusatzmitteln (auch Geld ist eine begrenzte Ressource), die entsprechend den Vermeidungskosten möglicher Maßnahmen priorisiert werden müssen.

- *Flächen- und Materialverbrauch:* Im Sinne einer ganzheitlichen Bewertung politischer Handlungsoptionen wird der Flächen- und Materialverbrauch von Energietechnologien immer bedeutender. Auch hier geht es um die Verwendung begrenzter Ressourcen, sei es die Versiegelung von Flächen durch Kraftwerke, Überflutungsgebiete durch Wasserkraftnutzung, die optische und akustische Belastung durch Windparks oder die Verwendung von (im wahren Sinne des Wortes) Seltener Erden in Energiesparlampen.
- *Potenziale und Akzeptanz:* Ein wichtiges Leitkriterium für die Entwicklung neuer Technologien zur Verbesserung der Energieeffizienz und Nutzung erneuerbarer Energien ist deren flächendeckendes Einsatzpotential. Auch die aufwändige Entwicklung effizientester Energietechnologie nutzt wenig, wenn sie aus technischen, ökonomischen oder ideologischen Gründen nicht in großen Stückzahlen eingesetzt werden kann. Hierbei spielt auch die öffentliche Akzeptanz eine wesentliche Rolle, wie das Beispiel der Kernenergie-nutzung unmissverständlich zeigt.

Die Fragestellung nach einem Energiesystem, das die Kriterien Ressourcenschonung, Umweltschutz, Klimavorsorge und Volkswirtschaft ausgewogen berücksichtigt, ist demnach äußerst komplex. Die *Energieeinsparung*, also die Vermeidung von Energieverbrauch durch bewusstes Handeln und den Einsatz effizienterer Technologien, schneidet erwartungsgemäß bei all diesen Kriterien am günstigsten ab. *Erneuerbare Energien* sind vorteilhaft für Energieressourcen und Klimaschutz; Konflikte bestehen beispielsweise beim Umweltschutz, z.B. durch erheblichen Flächenverbrauch oder Rückstau von Fließgewässern sowie einer heute noch deutlich stärkeren Belastung der Volkswirtschaft. Die wegen der niedrigeren CO₂-Emissionsfaktoren vielfach propagierte *Substitution fester und flüssiger Energieträger* durch Erdgas ist positiv für Umwelt- und Klimaschutz, schont allerdings weder die Energieressourcen noch die Ökonomie. Genau komplementär hierzu verhält sich der *verstärkte Einsatz von Kohle*: Von diesem Energieträger gibt es die größten weltweiten Reserven und Ressourcen zu vergleichsweise günstigen Kosten, allerdings um den Preis erhöhter Aufwendungen für Umweltschutz und höheren CO₂-Emissionen. Die vieldiskutierte *CO₂-Abtrennung* ist zwar für den Klimaschutz von Vorteil; deutlich höherer Brennstoffeinsatz im Kraftwerk, große umweltrelevante Unsicherheiten bei der Endlagerung und höhere volkswirtschaftliche Kosten stehen dagegen. Die *Kernenergie* schließlich schont zwar fossile Energieressourcen und liefert einen großen Beitrag zur CO₂-Reduzierung zu vergleichsweise günstigen Kosten, allerdings um den gesellschaftspolitischen Preis der noch nicht abgesicherten Endlagerung und geringer Akzeptanz in der Bevölkerung.

Aus diesen qualitativen Zusammenhängen wird deutlich, wie unverzichtbar eine genaue Kenntnis und Berücksichtigung aller systembildenden Komponenten ist, um Mit- und Gegenkopplungseffekte im System zu verstehen. In Folge ergeben sich schon bei der Frage nach dem „richtigen“ Optimierungskriterium erhebliche Zielkonflikte (z.B. Energieeffizienz kontra Naturschutz im Falle von Wasserkraftnutzung, CO₂-Abtrennung kontra Energieeffizienz etc.). Jede Änderung der Zielvorgabe führt zu deutlichen Verschiebungen im Energie- und Technologiemix und zu finanziellen Zusatzaufwendungen.

Die vielschichtigen, multidimensionalen Problemstellungen einer nach den Kriterien von Ressourcenschonung, Umweltschutz und Klimavorsorge optimierten Energieversorgungsstruktur erfordern einen hochkomplexen Ansatz, dem man derzeit noch nicht gerecht werden kann. Das übergreifende Kernziel dagegen lässt sich aus Sicht des Autors vergleichsweise einfach beschreiben:

Auslösendes Moment für den Verbrauch von Primärenergieträgern ist die weltweit stetig steigende Nachfrage nach Energiedienstleistungen. Die zuverlässige und preiswerte Deckung des Energiebedarfs erfolgt heute noch überwiegend durch fossile Primärenergieträger. Umweltschäden und Treibhauseffekt sind unmittelbar daraus resultierende Folgeeffekte. Übergeordnetes Kernziel ist daher die Schonung der endlichen Energieressourcen, weil dies gleichzeitig auch zur weltweiten Reduktion der Umwelt- und Klimaprobleme beiträgt.

Wissen und Handeln heute

Angesichts der komplizierten Systemstrukturen gibt es eine Neigung zu linearen, eindimensionalen Lösungsvorschlägen, häufig Pauschal-Pakete aus erneuerbaren Energien, Kraft-Wärme-Kopplung und ausgewählten Maßnahmen zur Gebäudemodernisierung. Jede dieser Techniken hat ihren Platz und ihre Vorzüge, jedoch lassen sich diese nicht nach festem Schema zu einem optimalen System aggregieren.

Im Gegenteil: Bei unkritischer und nicht gedeckelter Anwendung pauschaler Maßnahmen wird schnell der Punkt einer wirtschaftlich sinnvollen Effizienzsteigerung überschritten. Die Energieversorgung mit 100% erneuerbaren Energien ist nicht zwangsläufig effizienter als in Kombination mit konventionellen Energieträgern. Dezentrale, anwendernahe Technologien haben zwar ihre Rolle im System, sind aber als monovalente Versorgungsstruktur wenig geeignet.

Der Wissenschaft kommt bei der Erstellung von Szenarien zur Politikberatung eine große Verantwortung zu. Sie kann zwar die Zukunft ebenso wenig voraussehen wie die Politik, aber sie kann technische sowie energie- und volkswirtschaftliche Zukünfte und Sensitivitäten aufzeigen. Entscheidend ist die geeignete Wahl des regionalen und zeitlichen Bilanzraumes: Mit Blick auf die langen Nutzungsdauern energietechnischer Systeme müssen mehrere Jahrzehnte modelliert werden. Regionale Lösungen greifen zu kurz und bilden allenfalls den Wettbewerb der Kommunalpolitiker um begrenzte Ressourcen biogener

Energieträger oder günstiger Standorte für Windkraftanlagen ab, sind aber weit davon entfernt, ein globales Optimum mit überregionalen Lösungen aufzuzeigen. Schließlich werden sich auch die Preise regional erzeugter Energieträger an den Weltmarktpreisen für Öl und Gas orientieren; das sind die Gesetze der Marktwirtschaft.

Ein gewichtiges Leitkriterium sind die Vermeidungskosten für Primärenergie bzw. CO₂-Emissionen. Auch Geld ist eine knappe Ressource und muss mit maximalem „Wirkungsgrad“ eingesetzt werden. Es lassen sich nicht beliebig schnelle Fortschritte mit beliebig viel Geld erreichen.

Was kann man besser machen?

Für die Lösung der multikriteriellen Optimierungsfrage ist ein politisches Energie-, Umwelt- und Klimakonzept aus einem Guss erforderlich. Es muss eine übergreifende Maßnahmenstrategie mit unterschiedlichen zeitlichen Horizonten entwickelt werden, die sich auch in der Forschungspolitik abbilden muss. Dazu zählen kurzfristige Maßnahmen (z.B. flächendeckende Programme zur Gebäudemodernisierung), mittelfristige Programme (z.B. Anpassung der Strom- und Gasleitungen, Entwicklung alternativer Antriebstechniken) und langfristige Visionen (z.B. Wasserstoff-Energiewirtschaft, Aufbau eines Global-Link-Systems).

Die dargestellten komplexen Zusammenhänge lassen sich in einfache Grundregeln fassen:

- *Breite Diversifizierung der Primärenergieträgerstruktur* als energiepolitische Basis für eine langfristige Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit der Energieversorgung. Das gilt auch für den Ausbau der unterschiedlichen Formen von erneuerbarer Energie.
- *Steigerung der Energieeffizienz* auf allen Ebenen von der Erzeugung bis zur Anwendung, einschließlich Dezentralisierung der Erzeugung überall dort, wo energetische Vorteile durch die Anwendernähe entstehen.
- *Zentralisierung der Emissionen* in großen hocheffizienten Energieumwandlungsanlagen. So lassen sich Schadstoffe und Treibhausgase besonders effizient vermeiden bzw. abtrennen und ggf. transportieren und speichern.
- Die Energieversorgung und deren Effizienzsteigerung müssen *volkswirtschaftlich und über einen langen Bilanzzeitraum gesehen so kostengünstig* wie möglich erfolgen, weil ohne diese Voraussetzung das Umsetzungspotential und die Akzeptanz extrem niedrig sind und im Falle konjunktureller Flaute der zusätzliche Kostenaufwand für Umwelt- und Klimaschutz nicht getragen wird.

- Die Vielfalt an Vorgaben zur Einsparung von Primärenergie, Endenergie, Nutzenergie, CO₂-Emissionen sowie Quoten zum Einsatz erneuerbarer Energien führen zu einem überbestimmten und damit mathematisch nicht lösba- ren System. Erforderlich ist die konsequente Verfolgung nur eines klaren übergeordneten Zieles, idealerweise der oben begründeten Schonung fossi- ler Primärenergieressourcen.
- Technologie-Offenheit ist genauso wichtig wie Transparenz und gesellschaft- liche Akzeptanz. Die Vorgabe des übergeordneten Ziele ist entscheidend, der Weg dorthin soll nicht vorgeschrieben werden. Eine einseitige Bevorzugung oder der Ausschluss einzelner Technologien durch Politik und Wissen- schaft sind das Gegenteil von nachhaltigem Handeln, weil somit möglicher technischer Fortschritt der nächsten Jahrzehnte gar nicht in Erwägung gezo- gen wird.

Anschaulich für Politik und Wissenschaft ist die Vorstellung, in einem weltwei- ten System „kommunizierender Röhren“ aller Energiequellen und –verbraucher zu leben, was durch die Ursachen- und Folgenanalyse der globalen Treibhaus- gasemissionen besonders deutlich wird.

Fazit und Ausblick

Die Energieversorgung ist ein schwerer, träger Tanker. Um ihn umzusteuern, müssen wir eine offene Diskussion über den Transformationsprozess und sei- ne Konsequenzen führen. Die bestehenden und zukünftigen Energieversorgungs- strukturen und deren Rückwirkungen auf Umwelt und Klimaeffekt müssen wei- ter untersucht und besser verstanden werden. Dies erfordert noch mehr als bisher die Zusammenarbeit vieler Disziplinen wie Ingenieurwissenschaften, Betriebs- und Volkswirtschaftlern, Soziologen, Mediziner und Juristen.

Die Energiewende ist ein bislang nur in Deutschland eingeschlagener Weg, dennoch müssen wir über nationale Grenzen hinwegblicken. Es ist sinnvoll, dass wir alle Energiesparten, insbesondere aber die Stromversorgung, europä- isch gestalten. In Zukunft müssen wir Planung und Betrieb von erneuerbarer und konventioneller Stromerzeugung sowie für den bedarfsgerechten Ausbau von Netzen und Speichern, europaweit in einem gemeinsamen Binnenmarkt abstimmen.

Im unternehmerischen und politischen Alltag werden zum Beispiel Strom-, Wärme- und Kraftstoffversorgung meist noch getrennt aufgebaut und betrieben. Für einen effizienten Umgang mit Energieressourcen ist es jedoch sinnvoll, diese Bereiche stärker zu verzahnen und neue energieträgerübergreifende Manage- mentstrukturen für Erzeugung, Transport und Verbrauch zu schaffen. Koppelt man das Gassystem mit dem Stromsystem, so kann bei einem Überschuss an erneuerbarem Strom, Methan oder Wasserstoff erzeugt und anderweitig, z.B. für Mobilität, genutzt werden. Mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien werden zudem auch zentrale und dezentrale Speicher in großem Umfang er-

forderlich, mit erheblichen Vorteilen für die Grundlastfähigkeit der erneuerbaren Stromerzeugung, aber auch zur besseren Auslastung und Wirtschaftlichkeit konventioneller Kraftwerke.

Eine wichtige Tatsache auf nationaler und internationaler Ebene ist, dass die bisherigen Zielvorgaben - sei es der Ausbau erneuerbarer Energien oder CO₂-Minderungsziele - nicht wirklich systematisch und methodisch belastbar ermittelt wurden. Vielmehr handelt es sich um Ergebnisse am Verhandlungstisch, bei denen die technische und ökonomische Ausgangsstruktur der jeweiligen Regionen nur eine untergeordnete Rolle spielt. Insofern ist es zwar sinnvoll und richtig, hochgesteckte Ziele in der Energie- und Klimapolitik zu definieren, aber genauso wichtig ist die laufende Überprüfung des Weges dorthin und der gesetzlichen Steuerungsmaßnahmen. Das Ziel muss klar, verbindlich und einheitlich sein, die Maßnahmen werden sich auf Länderebene stark unterscheiden. Ob ein hochgestecktes Einsparziel überwiegend über die Steigerung der Energieeffizienz oder den Ausbau erneuerbarer Energien erfolgt, kann nicht pauschal, sondern muss differenziert geregelt werden, sonst erhalten wir an vielen Stellen technisch und ökonomisch sinnlose Lösungen. Vielmehr sollte sich das Gleichgewicht der Kräfte über den Markt einstellen, mit möglichst verursachergerechter Kostenverteilung und so wenig Subventionierung wie nötig. Bei dieser Frage spielt die Energiesystemanalyse eine wichtige Rolle, weil sie komplexe Zusammenhänge beschreiben und Wechselwirkungen analysieren kann und damit schon frühzeitig mit vergleichsweise wenig Aufwand teure Fehlentscheidungen vermeiden hilft.

Konventionelle und neue Technologien stehen heute und in Zukunft im Wettbewerb zueinander, und müssen sich darin auf Dauer behaupten. Es muss sich ein natürlicher Wettbewerb zwischen Maßnahmen zur Effizienzsteigerung und dem Ausbau erneuerbarer Energien einstellen, unter Beachtung aller Rahmenbedingungen wie Ausbau und Kopplung der Netze sowie der Integration von erneuerbaren Energie in die konventionelle Energiewelt, die den Aufbau von Speichertechnologien erfordert. Weitere Kriterien in diesem Gleichgewicht sind z.B. die technisch und ökonomisch sinnvollen Anteile für dezentralere Stromerzeugung oder das ökologisch vertretbare Maß an Selbstversorgung einer Region.

Wir werden sicher nie alle Zusammenhänge und Folgen unseres Handelns mathematisch exakt abbilden und voraussagen können. Was jedoch zählt, ist der Anspruch, möglichst robuste Maßnahmen zu ermitteln, die unter veränderlichen energiepolitischen Bedingungen Bestand haben und lokale Entscheidungen heute nach bestem Wissen und Gewissen so zu treffen, dass sie auch mit Blick auf das globale Energiesystem langfristig Bestand haben.

Quelle:

Wagner, Ulrich; „Wissen und Handeln in Sachen Energie, Umwelt, Klima – Herausforderungen an Wissenschaft und Politik“; in „Unsere Erde gibt es nur einmal“, Verlag Duncker & Humboldt Berlin 2009



Dr. Hans-Jürgen Witschke
Vorsitzender der Geschäftsführung, DB Energie GmbH

Dr. Hans-Jürgen Witschke, Jahrgang 1958, ist seit 07/2004 Vorsitzender der Geschäftsführung der DB Energie GmbH, einem Unternehmen der Deutschen Bahn AG. Seit 01/2010 ist er Mitglied des Executive Boards der Deutschen Bahn. Des Weiteren ist er u. a. Mitglied des Vorstands des Forum für Zukunftsenergien e. V. sowie des Verbands der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V. (VIK). Darüber hinaus hat er Aufsichtsratsmandate außerhalb des DB Konzerns bei der EnBW Kernkraft GmbH (EnKK) und der European Energy Exchange AG (EEX) inne.

Nach dem Studium der Betriebswirtschaftslehre und akademischer Tätigkeiten an der Universität zu Köln war er von 1990 bis 1996 für die Ruhrkohle AG in verschiedenen Funktionen tätig, zuletzt als Prokurist der DKM GmbH und kaufmännischer Geschäftsführer in zwei Tochtergesellschaften. Nach der Übernahme der DKM GmbH durch die Harpen AG übernahm er die kaufmännische Geschäftsführung in der Dachgesellschaft Harpen Wärme GmbH. Seit seinem Wechsel zur Deutschen Bahn 1998 bekleidete er verschiedene leitende Funktionen im Bereich Finanzen und Controlling des Personenverkehrs. Als Aufsichtsrat übernahm er zudem Verantwortung in verschiedenen Gesellschaften inner- und außerhalb des DB Konzerns.

Die Energiewende braucht die Verkehrswende - Schiene stärken!

Dr. Hans-Jürgen Witschke

Knapper werdende Ressourcen, der voranschreitende Klimawandel und nicht zuletzt die Reaktorkatastrophe in Fukushima haben zu einem Umdenken in der Energiepolitik geführt. Im Juni 2011 beschloss der Bundestag mit breitem Konsens den Ausstieg aus der Kernenergie und läutete mit der Energiewende den verstärkten Einsatz erneuerbarer Energien ein. Geplant ist laut Bundesregierung, dass der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung im Jahr 2020 mindestens 35 Prozent beträgt. Der Ausstoß an Treibhausgasen soll im gleichen Zeitraum um 40 Prozent gemindert werden.

Aber nicht nur in Deutschland hat ein Umdenken eingesetzt. So hat sich die Europäische Union dazu bekannt, die CO₂-Emissionen im Zeitraum von 1990 bis 2020 um 20 Prozent zu reduzieren. Wenn andere Staaten mitziehen, will die EU sogar 30 Prozent einsparen.

Die Energiewende setzt eine Verkehrswende voraus

Um die ehrgeizigen Ziele der Energiewende zu erreichen, muss auch, und besonders im Verkehrsbereich, eine Wende stattfinden, ist er doch aktuell für rund 20 Prozent der CO₂-Emissionen in Deutschland verantwortlich. Betrachtet man sich die Prognosen, die trotz Wirtschafts- und Finanzkrise ein deutliches Verkehrswachstum erwarten, wird offenkundig, dass hier dringender Handlungsbedarf besteht. Es steht fest: Ohne eine Verkehrswende kann die Energiewende nicht gelingen. Um die CO₂-Minderungsziele der Bundesregierung zu erreichen, müssen die Emissionen des Verkehrssektors deutlich reduziert werden.

Vor allem für Auto und Flugzeug stecken alternative Energiekonzepte allerdings noch in den Kinderschuhen. Ob das Elektro-Auto die Wende zu einem flächendeckend genutzten Fahrzeug schafft, muss sich erst noch herausstellen. Auch die Luftfahrtindustrie steht mit ihren Bemühungen um energieeffiziente Antriebe noch am Anfang. Dass Flugzeuge jemals flächendeckend komplett mit erneuerbaren Energien fliegen werden, bleibt fraglich. Anders die Schiene: Ihr kommt bei der Energiewende eine zentrale Rolle zu, weist sie doch bereits heute im Vergleich zu anderen Verkehrsträgern einen deutlichen Vorsprung bei der Klimaeffizienz auf. So fahren aktuell über 90 Prozent der Züge elektrisch. Im Personenfernverkehr ist die Schiene im Vergleich zum Pkw um den Faktor drei klimaeffizienter, im Güterverkehr sogar durchschnittlich viermal besser als der Transport per Lkw. Hinzu kommt, dass mit rd. 22 Prozent an erneuerbaren Energien im Bahnstrommix Züge bereits heute das Verkehrsmittel mit dem höchsten Anteil an Ökostrom sind.

Die Deutsche Bahn unterstützt die Energiewende

Und eine vollständige Vergrünung ist möglich. Die Deutsche Bahn AG (DB) unterstützt die Energiewende und die damit verbundenen politischen Ziele der Bundesregierung ausdrücklich - auch wenn hiermit erhebliche Mehrkosten für Ersatzbeschaffungen aufgrund der Abschaltung u. a. von Neckarwestheim I sowie durch den Ausbau erneuerbarer Energien im Bahnstrommix verbunden sind. Sie hat sich im Rahmen ihrer Strategie „DB2020“ zum Ziel gesetzt, die Position der Schiene als Umwelt-Vorreiter abzusichern und weiter auszubauen. Geplant ist, dass der Anteil erneuerbarer Energieträger bis 2020 mindestens 35 Prozent beträgt. Bis 2050 strebt die DB sogar einen vollständig CO₂-freien Schienenverkehr an.

Den Stromverbrauch komplett auf erneuerbare Energien umzustellen, ist jedoch eine enorme Herausforderung. Denn Wind bläst nicht immer gleich stark und auch die Sonne scheint nicht immer dann, wenn Strom gerade benötigt wird. Hinzu kommt, der Schienenverkehr ist ein äußerst komplexes System. Die Stromversorgung muss sicher und planbar sein, damit Züge auch dann fahren, wenn sie benötigt werden. Darüber hinaus müssen erneuerbare Energien bezahlbar sein, damit die Schiene im Wettbewerb mit anderen Verkehrsträgern bestehen kann. Um das Ziel eines komplett CO₂-freien Bahnstrommixes zu realisieren, muss daher in alle Richtungen gedacht werden. Dabei wird die traditionelle Wasserkraft ebenso betrachtet, wie Windkraft, Sonne und alternative Antriebsformen.

Die DB ist dabei, ihren Anteil erneuerbarer Energien stetig zu steigern. So hat DB Energie z.B. mit RWE einen Vertrag zur verstärkten Nutzung der Wasserkraft unterzeichnet. Der Strom aus Wasserkraft ist bereits heute der Sockel der erneuerbaren Energien im Bahnstrommix. Ab 2014 sollen nun 14 zusätzliche Wasserkraftwerke insgesamt rund 900 Gigawattstunden (GWh) Strom für den Eisenbahnverkehr in Deutschland produzieren. E.ON wiederum wird die DB ab 2015 jährlich mit rund 600 GWh Ökostrom aus Wasserkraft versorgen.

Auch die Windkraft ist eine wichtige Option, um den Anteil erneuerbarer Energien zu erhöhen. Deshalb hat DB Energie in letzter Zeit mehrere Stromlieferverträge mit den Betreibern von Windparks geschlossen. So produzieren mittlerweile 33 Windkraftanlagen 104 GWh Strom für den Eisenbahnverkehr. Ein wichtiger Schritt ist in diesem Zusammenhang auch die Inbetriebnahme der Pilotanlage eines Hybridkraftwerks in Prenzlau, dessen Bau die DB unterstützt hat. Es ist das weltweit erste Hybridkraftwerk, das die Energiequellen Wind, Wasserstoff und Biogas zu einem Verbund vereinigt. Es soll zeigen, dass Windenergie planbar rund um die Uhr zur Stromerzeugung genutzt werden kann. Bis 2020 wird die Schiene mehr erneuerbare Energien zusätzlich in den Verkehrssektor bringen, als dies durch die geplanten eine Million Elektroautos möglich sein wird.

Dessen ungeachtet erprobt die DB in verschiedenen Modellregionen die Integration von Elektroautos, Pedelecs und Mietfahrrädern in den öffentlichen Ver-

kehr. Nur in Kombination mit den heute schon bestehenden energieeffizienten Angeboten des öffentlichen Verkehrs wird der Elektromobilität auf der Straße der Durchbruch gelingen. Die DB ist größter Betreiber von E-Flotten in Deutschland, sie hat gerade begonnen, auch den eigenen Fuhrpark umzustellen. An ausgewählten Bahnhöfen verfügt die DB über Stell- und Parkflächen, die nicht nur den Übergang zwischen den Verkehrsträgern ermöglichen, sondern auch die notwendige Ladeinfrastruktur für E-Autos und E-Fahrräder bereitstellen können. Durch den Einsatz erneuerbarer Energien wird sichergestellt, dass die eingesetzten Elektrofahrzeuge einen ökologischen Nutzen stiften.

Das grüne Leistungsportfolio der Deutschen Bahn

Zudem bietet die DB ihren Kunden schon heute zahlreiche CO₂-freie Produkte an, um die Klimafreundlichkeit der Schiene weiter zu verbessern. Mit den Angeboten „Umwelt Plus“ für Geschäftskunden im Personenverkehr sowie „Eco Plus“ für Kunden im Schienengüterverkehr können komplett CO₂-freie Produkte auf Basis 100% erneuerbarer Energien bezogen werden. Auch DB Schenker, der Logistiker der DB, bietet seinen Kunden mit Eco Solutions Lösungen an, mit denen CO₂-Emissionen entlang der gesamten Lieferkette reduziert oder vermieden werden. Die Mehrkosten für die Beschaffung des Ökostroms dieser Produkte stellt die DB den Kunden in Rechnung. Zehn Prozent dieses Betrages fließen direkt in einen Neuanlagenbonus für Projekte zum Ausbau erneuerbarer Energien.

Ab April startet die DB Fernverkehr AG in eigener unternehmerischer Verantwortung eine umfassende Umstellung auf erneuerbare Energien. Sämtliche Fahrten im Personenfernverkehr mit BahnCards, Zeitkarten sowie im Rahmen des Firmenkundenprogramms bahn.corporate, insgesamt rund 75 Prozent des gesamten Fernverkehrsaufkommens, werden ab April mit 100% Ökostrom durchgeführt. Die Kosten für den zusätzlich zu beschaffenden Ökostrom trägt die DB Fernverkehr AG.

Die energiepolitischen Rahmenbedingungen für die Schiene

Die derzeitigen energiepolitischen Rahmenbedingungen in Deutschland berücksichtigen die Wettbewerbssituation des Verkehrsträgers Schiene und die erzielten Erfolge im Klimaschutz jedoch nur unzureichend. Die Schere zwischen Klimaschutzerfolgen und Energiesteuerbelastung geht immer weiter auf. So sind im europäischen Vergleich die Steuern und Abgaben auf Strom für den Schienenverkehr in Deutschland am höchsten. Die Nachbarländer verzichten gegenüber ihrem Schienenverkehr entweder vollständig auf die Erhebung von Stromsteuern, so in Frankreich, Polen, Tschechien, Dänemark und der Schweiz, oder wenden weit niedrigere Steuersätze an, wie in Spanien, Italien, Niederlande, Slowakei und Österreich.

Zusätzlich erschwert der Emissionshandel die Wettbewerbssituation der Schiene. Schon heute führt der benötigte Zukauf von Emissionsrechten zu Mehrkosten für die Schiene von rund 50 Millionen Euro. Ab 2013 drohen durch die

vollständige Versteigerung der Emissionsrechte für den Energiesektor und somit für den elektrisch betriebenen Schienenverkehr, Emissionshandelskosten von rund 100 Millionen Euro. Der Flugverkehr ist zwar seit 2012 in den Handel einbezogen, allerdings erhalten die Fluggesellschaften den Großteil der benötigten Zertifikate kostenfrei zugeteilt. Andere Verkehrsträger sind nicht vom Emissionshandel erfasst. Somit erleidet gerade der klimafreundliche elektrisch betriebene Schienenverkehr durch den Emissionshandel erhebliche Wettbewerbsnachteile im Verkehrsmarkt.

Die aufgezeigten Beispiele zeigen, dass Energiepolitik in hohem Maße auch verkehrspolitisch von Bedeutung ist. Sicherzustellen ist, dass durch energiepolitische Regelungen keine Verzerrung der Wettbewerbssituation zulasten der Schiene eintritt, die den klimapolitischen Zielen zuwiderlaufen. Die Schiene als energieeffizienter, gleichwohl energieintensiver Verkehrsträger ist von dem hohen Anstieg der Energiepreise direkt betroffen. An der Verteuerung hat die Steuer- und Abgabenlast auf Energie in Höhe von jährlich knapp 400 Millionen Euro einen erheblichen Anteil.

Der klimafreundliche Schienenverkehr muss gestärkt werden

Angesichts des erwarteten Verkehrswachstums müssen die Energieeffizienz gesteigert und die CO₂-Emissionen verringert werden. Ein wichtiger Baustein ist dabei die Entwicklung möglichst energieeffizienter Antriebsformen bei allen Verkehrsträgern. Ohne diese ist eine Verringerung der CO₂-Intensität im Verkehr nicht möglich. Hierdurch alleine kann die notwendige Verkehrswende jedoch nicht gelingen. Vielmehr sollte zusätzlich eine verkehrsträgerübergreifende integrierte Mobilitätsstrategie auf den Weg gebracht werden, die ein klimapolitisch optimiertes Zusammenspiel aller Verkehrsträger fördert. Dabei sollten die Verkehrsträger gemäß ihrer Stärken zum Einsatz kommen. Dies bedeutet u.a. eine sinnvolle bzw. zielorientierte Verlagerung von Transporten auf die Schiene, die insbesondere auf langen Strecken ihre Stärken im Klimaschutz ausspielen kann.

Für eine solche klimaverträgliche Bewältigung des Verkehrswachstums ist jedoch neben Investitionen in die Schieneninfrastruktur auch eine Stärkung der Schiene durch eine veränderte Gestaltung der energiepolitischen Rahmenbedingungen notwendig:

Der Ausbau der erneuerbaren Energien in der Bahnstromversorgung ist mit Zusatzkosten verbunden, wie ein Gutachten im Auftrag des BMU im Herbst 2011 ergeben hat. Die Gutachter empfehlen, die unternehmerischen Anstrengungen zur weiteren Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien durch die Politik zu unterstützen, um Marktanteilsverluste der Schiene durch Kostensteigerungen zu verhindern. Die BMU-Studie zeigt auf, dass die Mehrkosten deutlich reduziert werden können, wenn u. a. die Ausgestaltung der Netznutzungsentgelte und der Stromsteuer den Einsatz erneuerbarer Energien unterstützen. Die Gutachter empfehlen zudem die Emissionshandelserlöse zum Ausbau erneuerbarer Energien im Bahnstrom zu verwenden.

Bestehende steuerpolitische Gestaltungsmöglichkeiten sollten zugunsten des Schienenverkehrs genutzt werden. Eine Befreiung des Schienenverkehrs von der Stromsteuer ist rechtlich möglich. Alternativ dazu könnte die Schiene, vergleichbar den Unternehmen des produzierenden Gewerbes, in den sogenannten „Spitzenausgleich“ nach dem Stromsteuergesetz einbezogen werden. Auf diese Weise würden die Anstrengungen der Schiene zur Verringerung der CO₂-Emissionen wirkungsvoll unterstützt und der Bedeutung des Schienenverkehrs für eine klimaverträgliche Optimierung des Gesamtverkehrssystems Rechnung getragen.

Solange keine harmonisierte Einbeziehung aller Verkehrsträger in den Emissionshandel erfolgt, ist außerdem eine Kompensation der CO₂-Kosten für den Schienenverkehr sinnvoll. Vergleichbar den Regelungen der energieintensiven Industrie braucht auch die Schiene eine Kompensation der durch den Emissionshandel verursachten Strompreissteigerungen. Auch der Flugverkehr kompensiert Emissionshandelsabgaben, indem die 2011 eingeführte Luftverkehrsteuer ab Beginn des Jahres 2012 abgesenkt wurde.

Die europäischen Vorgaben sehen eine mindestens 50-prozentige Verwendung der Erlöse aus dem Emissionshandel für Klimaschutzmaßnahmen vor. Demzufolge sollten die Mittel des Energie- und Klimafonds zur Stärkung der Schiene, beispielsweise für den Ausbau des Einsatzes erneuerbarer Energien, eingesetzt werden. Denkbare Maßnahmen sind hier der Direktanschluss eines Windparks an das 16,7-Hz-Bahnstromnetz. Ebenso kann die Unterstützung innovativer Antriebe, beispielsweise der Hybridtechnologie im Schienenverkehr, dazu beitragen, den Klimaschutz im Verkehr weiter voranzubringen.

Abschließend sei darauf hingewiesen, dass auch die aktuelle Novelle des erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) nicht zu weiter steigenden Belastungen für den Schienenverkehr führen darf. Das EEG trägt in der derzeitigen Ausgestaltung der internationalen und explizit auch dem Erhalt der intermodalen Wettbewerbsfähigkeit Rechnung. Nach dem Willen des Gesetzgebers soll der umwelt- und klimafreundliche Verkehrsträger Schiene durch die im EEG verankerten Belastungsbegrenzung für Schienenbahnen in seiner Wettbewerbsposition im Verkehrsmarkt durch das EEG nicht geschwächt werden, da dies den umwelt- und verkehrspolitischen Zielen zuwiderlaufen würde.

Deshalb sollte die angekündigte EEG-Novelle genutzt werden, um eine Mehrbelastung des elektrisch betriebenen Schienenverkehrs zu vermeiden. Die Politik kann und sollte die umwelt- und verkehrspolitisch angestrebte Verlagerung von Verkehr auf die Schiene und die unternehmerischen Anstrengungen der DB zur weiteren Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien an der Bahnstromerzeugung wirksam unterstützen.

Die aufgeführten Beispiele zeigen, dass energie- und verkehrspolitische Rahmenbedingungen gemeinsam bedacht und in Übereinstimmung gebracht werden müssen. Bestehende Querbezüge sind zu beachten, um wettbewerbsverzerrende Benachteiligungen für den klimafreundlichen Schienenverkehr zu verhindern.



Professor Dr. Franz-Josef Wodopia
Geschäftsführendes Vorstandsmitglied und Hauptgeschäftsführer, Gesamtverband Steinkohle e. V. (GVSt)

wurde am 12. Dezember 1957 in Heidelberg geboren.

1981 legte er seine Diplom-Prüfung in Volkswirtschaftslehre ab, 1985 promovierte er zum Doktor der Wirtschaftswissenschaften (rer. pol.) an der Universität Heidelberg.

Im Jahr 1986 trat er seinen Dienst beim Gesamtverband Steinkohle (GVSt), Essen, an. 1989 wechselte er zur IGBE, Bochum, später IG BCE, Hannover, zuletzt als Leiter der Abteilung „Bergbau und Energiewirtschaft“.

Seit dem 1. Juli 2005 ist er Hauptgeschäftsführer, seit dem 1. Mai 2006 Geschäftsführendes Vorstandsmitglied des GVSt, Essen, jetzt Herne.

Von 2000 bis 2007 hatte er eine Professur für Wirtschaftswissenschaften für Ingenieure an der TFH Georg Agricola inne, seit 2007 ist er dort Honorarprofessor.

Er ist Mitglied zahlreicher Gremien, u. a. Vizepräsident EURACOAL – Europäische Vereinigung für Stein- und Braunkohle, Mitglied des Vorstandes der Bundesvereinigung der Deutschen Arbeitgeberverbände (BDA) und Mitglied im BDI-Ausschuss „Energie- und Klimapolitik“ und im Ausschuss für „Rohstoffpolitik“.



Dr. Kai van de Loo

Bereichsleiter Volkswirtschaft und Wirtschaftspolitik, Gesamtverband Steinkohle e. V. (GVSt)

Geboren am 12. Juni 1962 in Moers. Nach dem Zivildienst Studium der Wirtschaftswissenschaften an der Ruhr-Universität Bochum (1983 – 88) mit Abschluss zum Diplom-Ökonom. Sodann bis 1992 wissenschaftlicher Mitarbeiter der Ruhr-Universität im Bereich Volkswirtschaftslehre/Volkswirtschaftspolitik und Promotion zum Dr. rer. oec. Seither Tätigkeit für den GVSt, damals Essen, heute Herne, zunächst in der (damaligen) Abteilung Wirtschaftspolitik und Europa-Angelegenheiten, daraufhin im Vorstandsreferat (2000/2001 zwischenzeitlich delegiert zur Europäischen Kommission als Kabinettchef des Beratenden Ausschusses der EGKS in Luxemburg), seit Anfang 2009 als Leiter des Bereichs Volkswirtschaft und Wirtschaftspolitik.

Seit Anfang 2010 zudem Mitglied der Geschäftsführung der Statistik der Kohlewirtschaft e. V.; bereits seit 2009 auch Mitglied im Vorstand der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB).

Seit 2007 Lehrbeauftragter für VWL an der TFH Georg Agricola in Bochum.

Energiewende ohne Kohle?

Prof. Dr. Franz-Josef Wodopia / Dr. Kai van de Loo

Energiekonzept 2010/Energiewende 2011: Kohle nur am Rande erwähnt

Historisch betrachtet war Deutschland lange Zeit ein Kohleland - der Energieträger Kohle war jahrzehntelang die tragende Säule der nationalen Primärenergieversorgung. Beim Primärenergieverbrauch hält nun schon seit Jahrzehnten das Mineralöl den größten Anteil (2012: 33 %). Braunkohle und Steinkohle zusammengenommen folgen mit einem Anteil von rd. 25 % im Energiemix auf dem zweiten Rang, vor dem Erdgas (21 %) und immer noch deutlich vor den erneuerbaren Energien (12 %). Bei der Stromerzeugung ist hierzulande die Kohle mit einem Anteil von rd. 45 % nach wie vor der Energieträger Nr. 1. Kohle ist immer noch eine tragende Säule der Stromerzeugung. Solange Deutschland ein Stahlstandort bleibt, sind zudem Koks- und Kalkkohle unverzichtbarer Rohstoff für die Stahlproduktion. Und selbst im Wärmemarkt, der einst der dominierende Absatzbereich für die Kohle war, aber heute nur noch Nischenfunktionen erfüllt, besteht ein anhaltender Kohlebedarf. Denn im Hinblick auf den Wärmemarkt darf man nicht nur an den klassischen Kohleöfen denken, sondern auch an spezielle gewerbliche Bedarfe etwa für Anthrazitkohlen.

Etwas erstaunlich war es daher, dass die Kohle in dem im September 2010 verabschiedeten Energiekonzept der Bundesregierung nur ganz am Rande erwähnt worden ist und nicht Gegenstand spezifischer Zielsetzungen ist. Dies gilt selbst für die wettbewerbsfähige heimische Braunkohle. In Bezug auf die heimische Steinkohle wurde lediglich das gesetzlich festgelegte Auslaufen der subventionierten Förderung bekräftigt. Im Übrigen wurde auf die Rolle von Kohlekraftwerken als Reserve- und Ausgleichskapazitäten verwiesen und auf die Bedeutung der CCS-Technologie als Perspektive für die langfristige Kohleverstromung abgestellt. So hieß es im Energiekonzept wörtlich, „für das Ziel der Minderung der Treibhausgasemissionen wollen wir ... auch die Abscheidung von CO₂ (CCS) als Option erproben. Dies ist vor allem für energieintensive Industriezweige mit hohen prozessbedingten CO₂-Emissionen ... sowie für fossile Kraftwerke (Braun- und Steinkohle) von Bedeutung. Durch solche technologischen Neuerungen und Innovationen wollen wir die Voraussetzungen dafür schaffen, dass eine Verstromung fossiler Energieträger, z. B. von heimischer Braunkohle, künftig klimaneutral erfolgen kann.“ – Dies erscheint inzwischen als ein Trugschluss, denn CCS hat in Deutschland trotz des im August 2012 formal in Kraft getretenen CCS-Gesetzes aus heutiger Sicht kaum noch Realisierungschancen.

Auch nachdem infolge der Ereignisse von Fukushima im Frühjahr 2011 die Beschleunigung der Energiewende in Deutschland beschlossen worden ist und Kohle- und Gaskraftwerke nun die zunächst den Kernkraftwerken zugeordnete „Brückenfunktion“ ins Zeitalter der erneuerbaren Energien übernehmen sollen,

hat die Kohle von der Energiepolitik kaum mehr Aufmerksamkeit bekommen. So zeigten die um den Atomausstieg 2011 korrigierten Energieszenarien der Bundesregierung nur wenig verbesserte langfristige Kohleperspektiven in Deutschland.¹ Mittlerweile scheint die Rolle der Kohle jedoch wieder mehr Anerkennung in der deutschen Energiepolitik zu finden, was etwa der erste Monitoring-Bericht der Bundesregierung zur Energiewende andeutet.

Rolle der Kohle im ersten Monitoring-Bericht

Der gemeinsam von BMWi und BMU erstellte erste Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“ wird von der Bundesregierung als „Eröffnungsbilanz zur Umsetzung der Energiewende“ eingestuft. Im Herbst 2011 war von ihr ein Monitoring-Prozess ins Leben gerufen worden, der regelmäßig die Umsetzung der Maßnahmen des Energiekonzepts und die Fortschritte bei der Zielerreichung zum Gegenstand hat. Jährlich im Dezember ist dazu ein faktenorientierter Monitoringbericht abzugeben - der erste vom Dezember 2012 bezieht sich dabei auf den Datenstand bis Ende 2011. Alle drei Jahre (d. h. erstmals 2014) soll zudem ein Fortschrittsbericht mit strategischen Schlussfolgerungen vorgelegt werden. Es bleibt abzuwarten, ob die Rolle der Kohle für die Energiewende dabei eine nachhaltigere Neubewertung erfahren wird.

Im ersten Monitoringbericht wird die Rolle der Kohle vorwiegend statistisch im Hinblick auf ihre Anteile im Energiemix beleuchtet. Ein Überblick zum Umsetzungsstand wichtiger energiepolitischer Maßnahmen verdeutlicht, dass direkt auf die Kohle bezogenen Maßnahmen von der Energiewendepolitik bislang kaum vorgesehen sind. Es werden nur allgemein einige Maßnahmen im Bereich „fossiler Kraftwerke“ angeführt wie die Anhebung der KWKG-Förderung oder das neue Forschungsprogramm zur stofflichen Nutzung von CO₂. Eingeräumt wird hier auch, dass derzeit keine CCS-Demonstrationsvorhaben in Deutschland geplant sind und der 2009 initiierte „Bürgerdialog CCS-Technologie“ vorerst wieder eingestellt worden ist.

Betont wird im Monitoringbericht indessen die perspektivische Bedeutung fossiler Kraftwerke für die Sicherheit der Stromversorgung im Verlauf der Energiewende. So heißt es auf S. 18: „Um die Versorgungssicherheit auch in Zukunft zu garantieren, werden fossile Kraftwerke, welche die schwankende Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien ausgleichen können, auch in Zukunft eine wichtige Rolle spielen.“ Dass damit nicht allein Gaskraftwerke gemeint sein können (Ölkraftwerke spielen in Deutschland ohnehin nur eine geringe Rolle), wird sodann aus den Ausführungen zum Kraftwerksbestand und zur Kraftwerksplanung auf den S. 44ff. deutlich. Nach einer Darstellung der bestehenden konventionellen Kraftwerkskapazitäten in Deutschland und ihrer regionalen Verteilung werden die Baumaßnahmen und Planungen für konventionelle Kraftwerkskapazitäten beleuchtet. Nachdem in den letzten Jahren neben einigen Braunkohlenkraftwerken jeweils rd. 10 GW an Steinkohle- und Gaskraftwerken im Bau waren, sollen auch ungefähr drei Viertel der im Jahr 2011 geplanten neuen konventionellen Kraftwerke mit den Energieträgern Erdgas und Steinkohle realisiert werden. Im Monitoringbericht wird dazu angemerkt (S. 49), dass moder-

ne Kraftwerke „mit diesen Brennstoffen ... hohe Wirkungsgrade und einen entsprechend verminderten CO₂-Ausstoß (aufweisen).“ Zugleich lassen sich Kraftwerke mit diesen Brennstoffen gut regeln und an eine schwankende Nachfrage anpassen.“

Leider hat der Monitoringbericht noch keinen Hinweis gegeben, mit welchen energiepolitischen Maßnahmen oder „Kapazitätsmechanismen“ ein angemessener Beitrag von konventionellen Kraftwerken künftig gewährleistet werden kann oder soll. Die gegenwärtigen Rahmenbedingungen reichen jedenfalls nicht aus, um die investive Zurückhaltung der Energieversorgungsunternehmen beim Bau neuer und auch beim Weiterbetrieb bestehender Kohlekraftwerke zu überwinden. Die Bestimmungen zu fossilen Reservekapazitäten bis 2013 sind nur eine Notlösung zur Flankierung des Kernenergieausstiegs. Benötigt wird aber eine nachhaltige Lösung. Dies wird eine wichtige Aufgabe der neuen Bundesregierung werden.

Energieverbrauch 2012: Kohle einer der Gewinner

Wie die Zahlen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen zur Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in Deutschland zeigen, ist die Kohle zumindest kurzfristig einer der Gewinner der Energiewende gewesen. Dies mag angesichts der längerfristig orientierten CO₂-Reduktionsziele der deutschen Klimapolitik und der energiewirtschaftlichen Umbauziele der Energiewende überraschen, es war im Hinblick auf die Beschlüsse zum beschleunigten Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie in Deutschland aber zu erwarten. Denn ohne einen stabilen und zeitweise erhöhten Beitrag der Kohle zur Stromerzeugung hätte die Abschaltung von acht der bis dahin siebzehn deutschen Kernkraftwerke nicht ohne Versorgungsstörungen realisiert werden können.

Bereits 2011 nahmen der Verbrauch und die Stromerzeugung aus Braunkohle um rd. 3 % zu. Denn vor dem Hintergrund des Wegfalls von fast 40 TWh Atomstrom wurde 2011 zusätzliche Braunkohle für die Sicherung der Grundlast gebraucht, obwohl die Stromerzeugung in Deutschland insgesamt um gut 3 % zurückging. Nach den vorläufigen Daten für 2012 nahmen der Braunkohlenverbrauch und die Stromerzeugung aus Braunkohle sodann noch einmal um gut 5 % zu. Eine wesentliche Rolle spielte dabei die Inbetriebnahme von drei neuen Kraftwerksblöcken auf Braunkohlebasis. Die im Gegenzug vorgesehene Außerbetriebnahme von Altanlagen erfolgte erst zum Jahresende 2012, was den temporär erheblichen Anstieg erklärt und zugleich erwarten lässt, dass der Einsatz von Braunkohle zur Stromerzeugung im Jahr 2013 wieder sinken wird. Der Steinkohlenverbrauch in Deutschland erlitt zwar 2011 einen Einbruch um über 5 % gegenüber 2010, doch 2012 nahm er wieder um 3 % zu. Maßgeblich dafür war der um 6 % gestiegene Einsatz zur Strom- und Wärmeerzeugung, während sich der Koks- und Koksverbrauch der Stahlindustrie aus konjunkturellen Gründen um 4% verschlechterte.

Bei der Steinkohle ist die Entwicklung der Jahre 2011 und 2012 nicht unmittelbar einleuchtend, weil das volatile, nicht gut planbare Angebot der Erneuerb-

aren und in der Folge Lagereffekte eine große Rolle spielten. Es trat dabei das seltene Phänomen auf, dass 2011 ein Verbrauchsrückgang trotz steigenden Aufkommens (aus erhöhten Importen) zu verzeichnen war und 2012 bei leicht rückläufigem Aufkommen ein höherer Verbrauch entstand. Zu erklären ist dies durch erhebliche Lagerbewegungen bei den Kraftwerksbetreibern. Vor allem Ende 2011 wurden beträchtliche Steinkohlemengen entgegen den vorausgeschätzten höheren Verbrauchserwartungen auf Halde gelegt, weil der Stromverbrauch zurückging, aber reichlich Wind- sowie z. T. auch Bio- und Solarstrom mit Einspeisevorrang produziert wurde. 2012 war ein schlechteres „Windjahr“. Da die Stromerzeugung insgesamt zunahm, war wieder mehr Raum für eine marktbasierende Stromerzeugung, und Steinkohlestrom konnte sich aufgrund von Brennstoffpreisvorteilen und anhaltend günstiger CO₂-Preise stärker als erwartet gegenüber dem Erdgas behaupten.

Trotz des gestiegenen Kohleverbrauchs nahm der Beitrag der erneuerbaren Energien zum Primärenergieverbrauch 2011 um gut 5 % und 2012 um fast 8 % zu. Außer den erneuerbaren Energien konnte seit der Beschleunigung der Energiewende nur die Kohle merklich zulegen. Beim rückläufigen Verbrauch von Öl und Gas spielten allerdings auch die mildereren Witterungsbedingungen der Jahre 2011 und 2012 eine wichtige Rolle. In der Stromerzeugung war das Wachstum der Erneuerbaren noch rasanter: 2011 waren es fast 20 %, 2012 weitere 9 % Zuwachs. Beim Solarstrom lagen die Zuwächse sogar bei 65 % im Jahr 2011 und weiteren 48 % in 2012.

Hinreichende Kohlekraftwerkskapazitäten auch künftig erforderlich

Auch in Zukunft wird die Stromerzeugung aus Kohle zur Flankierung der Energiewende eine wichtige Rolle spielen. Das belegen etwa die Kraftwerksszenarien des Netzentwicklungsplans 2013, den die Übertragungsnetzbetreiber 2012 zur Fundierung des Bundesbedarfsplangesetzes für den weiteren Ausbau der Stromnetze in Deutschland aufgestellt haben. Gemäß diesen Kraftwerksszenarien werden die Kraftwerkskapazitäten auf Braun- und Steinkohlebasis zumindest bis 2023 bei planmäßigem und auch bei überplanmäßigem Ausbau der regenerativen Stromerzeugung kaum zurückgehen, bei geringerem Ausbau der Regenerativen müssen sie sogar erhöht werden. Anschließend wird hier bis 2033 szenarisch ein Rückgang der Kapazitäten auf Kohlebasis, und eine Zunahme der Kapazitäten auf Gasbasis erwartet. Dabei wird eine insgesamt relativ stabile konventionelle Kraftwerkskapazität von rd. 75 GW als erforderlich angesehen. Dessen Aufteilung ergibt sich in den Szenarien aus bestimmten Annahmen u. a. über die Preisentwicklungen, die in der Realität auch anders verlaufen und durchaus zu einem höheren Kohleanteil führen könnten.

Dass konventionelle Kraftwerke und darunter Kohlekraftwerke Flankenschutz für den Übergang in ein neues Energie- und Stromerzeugungssystem leisten müssen, wird mittlerweile auch von Umweltorganisationen anerkannt. Ein Beleg dafür ist die im Oktober 2012 veröffentlichte, im Auftrag des WWF Deutschland erstellte Studie des Öko-Instituts, der Beratungsgesellschaft LBD und der Anwaltssozietät Raue LLP über „Fokussierte Kapazitätsmärkte“. Nach dieser

Studie erfordern die Sicherung der Stromversorgung, die Erhaltung der Wettbewerbsintensität im Strommarkt und die Minimierung der Kosten der Stromverbraucher während der Umsetzung der Energiewende die Einrichtung von Kapazitätsmärkten, mit denen hinreichende Reservekapazitäten auf fossiler Basis gewährleistet werden. Die Studie lässt offen, ob es sich dabei um gas- oder kohlebasierte Kraftwerkskapazitäten handeln soll, schließt Letztere aber keineswegs aus. Insbesondere kommt diese Studie zu dem Schluss, dass nicht nur der Neubau fossil befeuerter Kraftwerke sicherzustellen ist, sondern auch die zu frühe Stilllegung von zu vielen fossilen Bestandskraftwerken verhindert werden muss – was den Erhalt zahlreicher Kohlekraftwerke impliziert.

Noch deutlicher hat dies die im November 2012 erschienene, vom VDKi beauftragte Prognos-Studie „Bedeutung der thermischen Kraftwerke für die Energiewende“ herausgearbeitet. Danach ist unter Berücksichtigung der erwartbaren gesicherten Leistung aus erneuerbaren Energien, der inländischen Speicherkapazitäten, der Stromimporte und der Steigerung der Nachfrageflexibilität bis 2050 eine umfängliche gesicherte Leistung thermischer Kraftwerke nötig, um die Energiewende erfolgreich zu bewältigen. Dies betrifft nicht nur den Ausgleich der Kapazitätslücken, sondern auch Regelleistung und andere technische Systemdienste. Prognos hat konkret errechnet, dass thermische Kraftwerke zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit 2020 mit mindestens 59 GW noch fast drei Viertel der gesicherten Leistung insgesamt abdecken müssen. Im Jahr 2050 werden immer noch mindestens ca. 46 GW thermische Kraftwerksleistung gebraucht, die somit langfristig über die Hälfte der gesicherten Leistung stellt. Wirtschaftliche Gründe sprechen laut Prognos dafür, diesen Beitrag thermischer Kraftwerke primär im Rahmen einer „Retrofit-Strategie“ von Bestandskraftwerken, de facto also zum größten Teil durch modernisierte bestehende Kohlekraftwerke, erbringen zu lassen.

Prognos hat diesbezüglich unter Berücksichtigung entsprechend höherer Kosten für CO₂-Zertifikate eine Vollkosteneinsparung von rd. 24 Mrd. EUR im Vergleich zu einem Szenario, welches auf Neubau vor allem von Gasturbinen setzt, errechnet und kommt zu der klaren Schlussfolgerung, dass „Maßnahmen zur Verlängerung der Lebensdauer dieser (bestehenden) Kraftwerke auf Sicht für die Versorgungssicherheit immer wichtiger“ werden. Die Finanzierung der nötigen Investitionen in Kraftwerksmodernisierungen kann, so Prognos, „durch das Zulassen von Knappheitspreisen erfolgen oder alternativ durch einen für Altanlagen offenen und diskriminierungsfreien Kapazitätsmechanismus.“

Europäische und internationale Kohleperspektiven

Die Zukunft der Kohle in Deutschland ist auch im Zuge der nationalen Energiewende nicht völlig losgelöst von den europäischen und internationalen Perspektiven zu sehen. Zwar ist in der EU infolge der Umweltschutz- und Dekarbonisierungsstrategien für den Kraftwerkssektor in absehbarer Zeit mit einem weiteren Rückgang der Stromerzeugung auf Kohlebasis zu rechnen. Doch in welchen Mitgliedstaaten bzw. Regionen des ab 2015 vollendeten Energiebinnenmarktes welche Kapazitäten bestehen bleiben, ist noch eine offene Frage. Ab-

Bedarf/Bereitstellung	2010	2020	2030	2050
Bruttostromverbrauch in TWh	600	569	556	555
Jahreshöchstlast in GW	83	79	77	77
Jahreshöchstlast +10% Sicherheitsreserve in GW	91	87	85	85
Gesicherte Leistung aus erneuerbaren Energien in GW	11	13	16	20
Gesicherte Leistung aus Interkonnektoren zum Ausland in GW	2	3	4	5
Gesicherte Leistung der inländischen Speicher in GW	4	5	5	6
Lastmanagement	2	3-7	3-8	3-8
Notwendige gesicherte Leistung aus thermischen Kraftwerken in GW	72	59-63	52-57	46-51

Langfristig notwendige thermische Kraftwerkskapazitäten

Quelle: Prognos 2012

zuwarten bleibt auch, wie sich das Vordringen von unkonventionellem Gas auf den Energiemärkten auswirken wird. In den USA ist dadurch bereits Kohle aus der Stromerzeugung verdrängt worden. In Europa drückte dafür 2012 verstärkt preisgünstige amerikanische Kohle auf den Markt und hat den Kohleverbrauch erhöht. Eine Abwanderung energieintensiver Unternehmen in die USA könnte den Energieverbrauch in Deutschland senken und den Preisdruck bei fossilen Energieträgern noch erhöhen.

Kohle weist eine höhere Liefersicherheit auf, als das bei Öl- und Gasimporten der Fall ist, und sie hat bis auf Weiteres deutliche Kostenvorteile gegenüber den meisten erneuerbaren Energien. Es ist daher kein Zufall, dass der Kohleverbrauch weltweit gesehen in der letzten Dekade ein stärkeres Wachstum zu verzeichnen hatte als alle anderen Energien zusammen und unangefochten der führende Energieträger in der globalen Stromerzeugung ist.

Im globalen Maßstab wird der Trend nicht nur im Kohlesektor längst in anderen Weltregionen gesetzt, vor allem in den bevölkerungsreichen Schwellenländern wie China und Indien. Zwar gibt es auch dort hinsichtlich der Fortentwicklung der internationalen Kraftwerkskohlenmärkte erhebliche Unsicherheiten, im Hinblick auf die Fortentwicklung der internationalen Klimapolitik. Doch ist auch in den kommenden Jahren ein kräftiges Wachstum der Kohlenachfrage zu erwarten. Längerfristig könnten sich Perspektiven aus der Entwicklung der CCS-Technologien oder neuer Technologien zur CO₂-Nutzung ergeben. Nach jüngsten Schätzungen der IEA könnte die Kohle unter Umständen in einigen Jahren sogar das Erdöl als quantitativ wichtigsten Energieträger in der Welt übertrumpfen. Aus globaler Sicht wäre eine Energiewende ohne Kohle und moderne Kohletechnologie nicht möglich. Auch in Deutschland geht eine nachhaltige Energiewende nur mit der Kohle – geeignete Rahmenbedingungen vorausgesetzt.

¹ F.-J. Wodopia/K. van de Loo: *Entwicklung des Steinkohlenmarktes nach der Energiewende und Anforderungen an ein ergebnisoffenes Monitoring*, in: *Forum für Zukunftsenergien: Ein Jahr Energiewende – Erfahrungsberichte*, Berlin 2012, S. 274ff.)



Martin Zeil, MdL

Bayerischer Staatsminister für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie, Stellvertretender Bayerischer Ministerpräsident

Martin Zeil wurde 1956 in München geboren und wuchs in Gauting auf.

Nach einem Jurastudium an der Universität München trat er 1984 in die Rechtsabteilung des Bankhauses H. Aufhäuser in München ein und wurde 1985 als selbständiger Rechtsanwalt am Amtsgericht Starnberg zugelassen. 1998 übernahm er die Leitung der Rechtsabteilung von Hauck & Aufhäuser Privatbankiers und war seit 2003 zugleich Leiter des Geschäftsleitungssekretariats.

Von 2005 bis 2008 war er Mitglied des Deutschen Bundestages und ordentliches Mitglied im Ausschuss für Wirtschaft und Technologie.

Seit Oktober 2008 ist Martin Zeil Mitglied des Bayerischen Landtages. Am 30. Oktober 2008 wurde er zum Bayerischen Staatsminister für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie sowie zum Stellvertretenden Bayerischen Ministerpräsidenten ernannt.

Sichere Stromversorgung für Deutschlands Süden

Martin Zeil, MdL

Vor einem Jahr habe ich an dieser Stelle betont, wie dringend der Handlungsbedarf ist, um die Versorgungssicherheit in Süddeutschland vor dem Hintergrund der Energiewende zu gewährleisten. Es ist an der Zeit, eine erste Bilanz zu ziehen und die bis zur Bundestagswahl 2013 zu erledigenden Aufgaben der amtierenden Regierung sowie die Agenda der künftigen Regierung in den Blick zu nehmen. Beides muss möglichst nahtlos ineinander greifen. Ein Vertagen „bis nach der Wahl“ können wir uns nicht mehr leisten.

Im Bereich des Netzausbaus wird die derzeitige Bundesregierung ihre Hausaufgaben im Rahmen der laufenden Legislaturperiode im Wesentlichen erledigen. Es hat zwar eine Weile gedauert, aber nunmehr steht die Verabschiedung des Bundesbedarfsplangesetzes vor der Tür. Damit wird ein wichtiger Meilenstein gesetzt, auf den die weiteren Herausforderungen aufbauen. Diese treffen allerdings in erster Linie die Netzbetreiber, die natürlich fortlaufender Unterstützung durch Politik und Verwaltung bedürfen. Die künftige Regierung wird sich mit Fragen der Akzeptanz befassen müssen, für die Notwendigkeit des Netzausbaus mehr noch als heute werben und die Bürger überzeugen. Auch im Bereich der regulatorischen Rahmenbedingungen sehe ich Handlungsbedarf für die nächste Legislaturperiode. Gleichwohl gehe ich davon aus, dass wichtige Weichen gestellt sind und die entscheidenden Prozesse laufen und lediglich eines starken und fortlaufenden Engagements bedürfen. Dies gilt mit Blick auf Süddeutschland in allererster Linie für die Thüringer Strombrücke, die für unsere Stromversorgung und Netzstabilität elementar ist.

Ohne die herausragende Bedeutung des Netzausbaus schmälern zu wollen, sehe ich persönlich aber die größte und wichtigste Baustelle im Bereich der Versorgungssicherheit woanders: bei der Vorhaltung einer ausreichenden Menge an gesicherter Kapazität. Netzausbau und Kapazitätsausbau müssen parallel erfolgen, bei letzterem stehen wir jedoch noch viel weiter am Anfang, noch vor der Weiche sozusagen.

Nach Redaktionsschluss des letztjährigen Beitrags für dieses Forum hat sich gezeigt, wie sehr unser System bereits heute auf Kante genäht ist. Im kalten Februar 2012 sind wir nur haarscharf an einem Blackout vorbeigeschrammt. Alle verfügbaren Erzeugungskapazitäten waren am Netz und die Übertragungsnetzbetreiber mussten die zur kurzfristigen Frequenzhaltung vorgehaltene Regelenergie vollständig abrufen, um einen Netzzusammenbruch zu vermeiden. Hintergrund dafür waren einerseits um 5 bis 10 Grad zu hohe Temperaturvorhersagen. Schon ein Grad Temperaturabweichung verändert den Bedarf in Deutschland um 1.000 bis 2.000 MW. Gleichzeitig fiel andererseits die Einspeisung der erneuerbaren Energien um 5000 MW geringer aus als erwartet. Wäre in dieser

Situation ein einziges größeres Kraftwerk ausgefallen, dann wäre es wohl zu einem Blackout gekommen. Dies war ein deutliches Warnsignal, auf das dringend mit wirksamen Gegenmaßnahmen reagiert werden muss. Der Umbau der Stromversorgung bedingt neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien als notwendige Ergänzung auch den Zubau leistungsfähiger und effizienter Kraftwerke auf Gasbasis. Angesichts der volatilen Einspeisung erneuerbaren Stroms sind dies zwei Seiten einer Medaille.

Seit dieser sehr kritischen Engpasssituation hat sich die Lage im Freistaat Bayern nicht maßgeblich entspannt: Es wurden keine neuen Leitungen errichtet und keine zusätzlichen Kraftwerke gebaut. Die sichere und unterbrechungsfreie Stromversorgung ist jedoch für die Wirtschaft von zentraler Bedeutung. Bislang war dies in Deutschland ein Standortvorteil, den es zu erhalten gilt. Bereits Unterbrechungen in der Stromversorgung im Millisekundenbereich führen bei den Grundstoffindustrien zu Unregelmäßigkeiten im Produktionsprozess mit enormen Kosten. Nach Angabe des Büros für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag kann bereits ein einziger einstündiger deutschlandweiter Stromausfall an einem Werktag im Winter einen wirtschaftlichen Schaden zwischen 0,6 und 1,3 Mrd. Euro verursachen. Das kann und darf sich der Standort Deutschland nicht leisten.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien wird diese Entwicklung nicht abfedern, sondern aus strukturellen und physikalischen Gründen sogar weiter vorantreiben. So eindrucksvoll die Zahlen beispielsweise bei der installierten Photovoltaik-Leistung auch sind, darf nicht übersehen werden, dass die zu ersetzenden Kernkraftwerke mit rund 8.000 Betriebsstunden jährlich zu 90 % verfügbar sind, und zwar mit hoher Wahrscheinlichkeit auch zu den Bedarfsspitzen an Winterabenden. Solaranlagen kommen in Bayern dagegen auf durchschnittlich weniger als 1000 Volllaststunden; zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast leisten sie dunkelheitsbedingt überhaupt keinen Erzeugungsbeitrag.

Gleichzeitig führt der steigende Anteil der erneuerbaren Energien dazu, dass konventionelle Kraftwerke stetig unrentabler werden. Hintergrund sind die zu erwartenden geringen Betriebsstunden: die Zeiträume, in denen der Strom-Börsenpreis wegen des Überangebots von Strom aus erneuerbaren Energien so niedrig ist, dass nach der Merit Order Gaskraftwerke wegen ihrer vergleichsweise hohen variablen (Brennstoff-) Kosten nicht zum Zuge kommen, nehmen zu.

Es handelt sich also nicht um ein Übergangsphänomen, sondern um eine Grund-satzfrage. Erneuerbare Energien alleine werden auf absehbare Zeit die Versorgungssicherheit nicht gewährleisten können, weil die Speichertechnologie noch in den Kinderschuhen steckt.

In den Zeiten, in denen nur ein Teil der Erzeugung aus erneuerbaren Energien zur Verfügung stehen kann (beispielsweise die Wasserkraft), drohen sukzessive Kapazitätslücken. Zum einen gehen Kernkraftwerke vom Netz, die bislang

einen wesentlichen Beitrag für die gesicherte Leistung erbracht haben. Als erstes wird dies in Bayern Ende 2015 Grafenrheinfeld sein, es folgen die Abschaltung von Gundremmingen Block B Ende 2017 und der Abschaltung von Gundremmingen Block C Ende 2021 sowie Isar 2 Ende 2022. Zum anderen aber werden auch ältere konventionelle Kraftwerke außer Betrieb genommen, Entscheidungen für neue Ersatzkraftwerke aber derzeit nicht gefällt.

Aber auch konventionelle Kraftwerke werden zunehmend aus dem Markt gedrängt. Schon in ihrem Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12 vom 3. Mai 2012 hat die Bundesnetzagentur darauf hingewiesen, dass alleine bis 2014 eine Außerbetriebnahme erheblicher Kapazitäten in Höhe von rund 2.600 MW in Süddeutschland droht, wodurch die Versorgungssicherheit zusätzlich gefährdet wird. Tatsächlich wurde bei einer ganzen Reihe von älteren bayerischen Kraftwerken in jüngster Zeit über die Stilllegung vor Ablauf der Nutzungsdauer diskutiert. Schlimmer noch: zuletzt wurde selbst bei hocheffizienten modernen Kraftwerken bereits laut über eine wirtschaftlich bedingte vorläufige Stilllegung nachgedacht, da kaum noch die Betriebskosten zu erwirtschaften seien. Konkret betraf dies das erst 2010 in Betrieb gegangene Gaskraftwerk Irsching 5 mit einer Leistung von 800 MW, das für Süddeutschland in hohem Maße systemrelevant ist. Die Situation konnte zum Glück abgewendet werden, und eine endgültige Stilllegung wäre schon nach dem alten EnWG zu verhindern gewesen. Natürlich sind dies teilweise Drohverbalde und nicht losgelöst von Eigeninteressen der jeweiligen Betreiber oder Anteilseigner im Hinblick auf möglichst günstige künftige Regelungen. Ich habe dies gegenüber den handelnden Akteuren denn auch sehr deutlich gemacht und an ihr Verantwortungsbewusstsein im Hinblick auf die Versorgungssicherheit appelliert. Gleichwohl unterstreicht der Vorfall, dass die Lage äußerst angespannt ist und dringender Handlungsbedarf besteht.

Im aktuellen Winter 2012/2013 soll die Versorgungssicherheit noch über vertragliche Regelungen gewährleistet werden. Die Bundesnetzagentur hat in erheblichem Umfang Reservekapazitäten kontrahiert. Damit ist die Wahrscheinlichkeit für einen Blackout im Vergleich zum letzten Winter gesunken, aber es bestehen kaum noch Sicherheitsreserven für die Beherrschung ungünstiger Kombinationen von Witterung und Kraftwerks- oder Leitungsausfällen. Eine solche Kaltreserve kann bei plötzlichen Kraftwerksausfällen auch nicht helfen, da die Vorlaufzeit beinahe 24 Stunden beträgt. In einem solchen Fall wäre also weiterhin damit zu rechnen, dass große Verbraucher vom Netz genommen werden müssen, um weitergehende Stromausfälle zu verhindern.

Vertragliche Regelungen sind in der aktuellen Situation natürlich richtig und notwendig. Dabei kann es jedoch nicht bleiben – wir können uns nicht von einer Kälteperiode zur anderen hangeln und auf zufriedenstellende Vereinbarungen hoffen. Zudem handelt es sich ausschließlich um Vereinbarungen über vorhandene Kraftwerke im In- und Ausland. Es sind jedoch weitere Schritte erforderlich, durch die mehr Transparenz entsteht, wettbewerbliche Prinzipien Eingang finden und insbesondere auch neue Kapazitäten geschaffen werden.

Es war daher der richtige Schritt, für die nächsten Winter eine weitergehende Regelung vorzusehen. Ich werte als großen Erfolg, dass das Bundeskabinett auch auf unser Drängen im Hinblick auf die Versorgungssituation im Süden hin eine Anpassung des Energiewirtschaftsgesetzes beschlossen hat. Damit kann künftig eine wirtschaftlich motivierte Stilllegung älterer konventioneller Kraftwerke verhindert werden. Zusätzlich soll im Frühjahr 2013 eine Verordnung (nach § 13 b Abs. 1 Nr. 2 EnWG) erlassen werden, die es ermöglichen soll, neue Kapazitäten zu schaffen, die als Reserve für Engpässe vorgehalten werden. Eine solche Netzreserve (oder auch: strategische Reserve) ist eine sinnvolle Übergangslösung, um die erste Phase des Kernenergieausstiegs in Bayern mit Abschalten von Grafenrheinfeld und Gundremmingen Block B abzusichern. Die Regelung ist bis längstens Ende 2019 befristet. Eine rasche Umsetzung ist insbesondere im Hinblick auf die Abschaltung des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld Ende 2015 geboten – aus meiner Sicht der zentrale Präzedenzfall für den raschen Zubau neuer Kapazitäten für die Netzreserve. Zu denken ist dabei in erster Linie an vergleichsweise schnell einsetzbare Gasturbinen. Meines Erachtens sollte aber auch geprüft werden, inwieweit hier Lösungen in Betracht kommen, die aufwärtskompatibel sind. Das heißt, ob eine neu zu errichtende Anlage möglicherweise später, nach Änderung des Marktdesigns, für eine Erweiterung hin zu einem GuD geeignet sein kann.

Eine nähere Auseinandersetzung mit der Thematik zeigt nämlich, dass auch diese Regelung keine abschließende Lösung ist. Sie kann dabei helfen, bestehende Kapazitäten zu sichern und im Einzelfall auch neue zu schaffen. Diese Kapazitäten sind dem Markt dann allerdings vollständig entzogen.

Es besteht jedoch auch über das Jahr 2019 hinaus ein erheblicher Bedarf an Kapazitätsreserven. Wie eingangs schon betont, wird der starke Ausbau der erneuerbaren Energien den Bedarf an Erzeugungsanlagen auf konventioneller Basis nicht so maßgeblich senken können, dass flexibel einsetzbare, effiziente Gaskraftwerke obsolet würden.

Im Frühjahr 2012 wurde das Gutachten des Energiewirtschaftlichen Instituts der Universität zu Köln (ewi) im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums veröffentlicht. Es hat meine Auffassung bestätigt, dass unter den heutigen Marktbedingungen ein „Energy Only Market“ alleine die erforderliche Versorgungssicherheit nicht langfristig sicher gewährleisten kann. Als Lösung schlug der Gutachter die Einführung eines Kapazitätsmechanismus in Form so genannter Versorgungssicherheitsverträge vor. Auch frühere und spätere Untersuchungen sind zu ähnlichen Schlüssen gelangt und hatten verschiedene Modellvarianten vorgeschlagen.

Mich überzeugen Analyse und Ansatz – wir können uns in der Tat nicht darauf verlassen, dass der Markt die Versorgungssicherheit von ganz alleine in unserem Sinne regeln wird. Möglicherweise waren es dafür bereits zu viele administrative Eingriffe, und es lässt sich nicht leugnen, dass die entscheidenden Akteure jetzt in einer Art Wartestellung der nächsten politischen Vorgaben und Ziele harren, die in den letzten Jahren einigen Wechseln unterworfen waren.

Gerade im Bereich der erneuerbaren Energien wird es auch noch eine ganze Reihe von Änderungen geben müssen. Wir können es uns nicht leisten, abzuwarten, ob der Markt rechtzeitig die notwendigen Lösungen anreizt, da mit der Versorgungssicherheit nicht zuletzt zahlreiche Arbeitsplätze und die Wirtschaftskraft unseres Standorts verbunden sind.

Teilweise wird eingewandt, bei deutschland- oder europaweiter Betrachtungsweise gebe es jedenfalls ab der mittelfristigen Perspektive keine Kapazitätslücken, und das Problem sei spätestens mit Abschluss der wichtigsten Netzausbauvorhaben gelöst. Dies trifft nach meiner Einschätzung jedoch so nicht zu. Wir wollen zwar aus Gründen der Versorgungssicherheit in Bayern auch künftig diejenige Kraftwerksleistung vorhalten, die notwendig ist, um unseren Strombedarf an einem kalten, windstillen Wintertag selbst decken zu können. Energiewirtschaftlich unsinnige Autarkiebestrebungen liegen uns aber fern. Wir wissen um die Bedeutung und Funktionsweise des europäischen Strommarkts, und wir haben sie in unsere Überlegungen einbezogen. Fakt ist jedoch, dass nur durch Importe aus anderen Bundesländern oder dem Ausland der Bedarf in Süddeutschland nicht sicher gedeckt werden kann. Der Ausbau der Netze ist notwendig, aber nicht hinreichend, um die Versorgung zu gewährleisten. Wenn er sich weiter verzögert, steigt der Bedarf an zusätzlichen Kapazitäten nur noch an.

Dass Bayern nach Abschaltung der Kernkraftwerke per Saldo Stromimporteur wird, ist wahrscheinlich und überhaupt nicht tragisch. Bleibt aber in einer Region von der Größe und Wirtschaftskraft Bayerns die Stromerzeugungskapazität weit hinter der Jahreshöchstlast zurück, dann ist die Versorgung technisch wesentlich störungsanfälliger als bei einer ausreichenden Menge verbrauchsnaher Kraftwerke. Zudem müsste der zu importierende Strom auch noch tatsächlich sicher im Bedarfsfall zur Verfügung stehen. Auch das sehe ich nicht als gegeben an.

Um erneut als Beispiel auf die Situation im Februar 2012 zu rekurrieren: trotz extremer Knappheit speziell in Süddeutschland wurde ganztägig und in erheblichem Umfang Strom nach Frankreich, Österreich und in die Schweiz exportiert. Wir können die Verantwortung für die nationale Versorgungssicherheit nicht unseren Nachbarstaaten aufbürden. Selbstverständlich wäre es in der langfristigen Perspektive sinnvoll, eine europaweite Abstimmung des Kapazitätsbedarfs anzustreben. Unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen muss man jedoch feststellen, dass zahlreiche Staaten bereits eigene Kapazitätsmechanismen installiert haben oder gerade installieren, während eine europaweite Regelung sehr viel Zeit in Anspruch nehmen würde. Zeit, die wir nicht mehr haben, wenn wir rechtzeitig neue Kapazitäten schaffen wollen.

Es ist aber auch mindestens ungewiss, ob wir uns darauf verlassen können, dauerhaft große Überschüsse aus Norddeutschland in den Süden transportieren zu können. Zwar befinden sich einige Kraftwerksprojekte in der Entstehung. Gleichwohl unterliegen die konventionellen Kraftwerke im Norden denselben ungünstigen Marktmechanismen, und es steht zu befürchten, dass die

Überkapazitäten auch dort deutlich zurückgehen, wenn die Bestandskraftwerke wegen der geringen Einsatzzeiten weiter unter wirtschaftlichen Druck geraten.

Ich habe die Angelegenheit dem bayerischen Kabinett vorgelegt, und wir haben im Mai 2012 beschlossen, uns auf Bundesebene für die Einführung eines Kapazitätsmechanismus einzusetzen. Dabei habe ich zugleich Eckpunkte definiert, die ein solcher Mechanismus erfüllen muss, und diese dem Bundeswirtschaftsminister zur Verfügung gestellt.

Dabei handelt es sich um die folgenden Aspekte:

- Zentrales Element des zu wählenden Mechanismus muss die wirksame Vermeidung von Versorgungsunterbrechungen in Knappheitssituationen sein.

Allein die Gefährdung der Versorgungssicherheit rechtfertigt die Schaffung eines weiteren Umlagetatbestands. Die Beherrschung dieses Risikos hat daher Vorrang vor weiteren Aspekten.

- Der Mechanismus soll die Energiewende flankieren und vervollständigen. Er muss daher die Erfüllung der landes- und bundesweiten Ziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien sowie die Klimaschutzziele zugrunde legen.

Kerngedanke der Energiewende ist ein starker Ausbau der regenerativen Energien. Auch der Freistaat Bayern hat sich mit einem Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch in Höhe von 50 % bis 2021 ein ambitioniertes, aber realistisches Ziel gesetzt. Neue Gaskraftwerke und Speicher haben eine flankierende Funktion, um diese Umstellung ohne Einbußen für die Versorgungssicherheit umzusetzen. Die Ausbauziele müssen daher unter anderem bei der Feststellung des Kapazitätsbedarfs berücksichtigt werden.

Dabei darf das Modell allerdings nicht das heutige EEG als Geschäftsgrundlage für Rentabilitätsbetrachtungen etc. voraussetzen, da die Förderung des Ausbaus der erneuerbaren Energien ebenfalls dringend einer Reform bedarf, die idealerweise dann mit dem neuen Marktdesign für Kraftwerke zusammengeführt werden sollte. In diesem Fall wäre eine einheitliche Stelle zu bestimmen, die sowohl für die Beschaffung von Kapazität als auch für die Mengensteuerung im Hinblick auf den Ausbau der erneuerbaren Energien zuständig ist, um beides optimal aufeinander abzustimmen und ggf. Synergien zu heben.

- Der Anreiz sollte möglichst so gewählt werden, dass hocheffiziente, schadstoffarme und flexible Kraftwerke errichtet werden, mit denen zugleich auch eine bestmögliche Erfüllung der Klimaziele unterstützt wird.

Bayern strebt an, trotz der Energiewende und des in diesem Rahmen beschlossenen Ausstiegs aus der praktisch CO₂-freien Kernenergie den Aus-

stoß auf unter 6 t pro Einwohner zu reduzieren. Da mit neuen Gaskraftwerken zwangsläufig mehr CO₂ emittiert wird, empfiehlt es sich im Sinne des Klimaschutzes, Anreize für hocheffiziente moderne GuD-Anlagen zu setzen. Dies führt wegen der höheren Investitionskosten zu einer höheren Umlage als bei einer Schaffung von Ersatzkapazitäten durch den Einsatz von einfachen Gasturbinen. Letztere sind sicherlich das Mittel der Wahl, wenn es um den Einsatz in Ausnahmesituationen geht. Wir benötigen zum Ausgleich der natürlichen Fluktuation jedoch dauerhaft – oder zumindest über einen sehr langen Zeitraum – zusätzliche konventionelle Kraftwerke, die durchaus auf eine nennenswerten Anzahl von Betriebsstunden im Jahr kommen werden, so dass Fragen der Effizienz und des Klimaschutzes nicht zurückgestellt werden können.

- Der Anreiz sollte darüber hinaus grundsätzlich technologie-neutral ausgestaltet werden, so dass er neben Kraftwerkskapazitäten insbesondere auch geeignete Speicher umfassen kann.

Der Mechanismus dient dazu, den Ausbau der fluktuierenden erneuerbaren Energien zu flankieren. Neue grundlastfähige Kraftwerke und Speicher (für längerfristige Speicherung) bzw. vergleichbare Anlagen erfüllen diesen Zweck gleichermaßen und sollten daher beide Berücksichtigung finden können – letzteres gerade auch mit Blick auf den angestrebten technologischen Fortschritt bei den Speichermöglichkeiten.

Neben Gaskraftwerken können auch andere Kraftwerkstypen grundsätzlich berücksichtigt werden, wenn sie vergleichbar flexibel einspringen und gesicherte Leistung bereitstellen können. Zumindest den Schwerpunkt des Mechanismus sehe ich aber wegen der Vorteile des Erdgases in ökonomischer, ökologischer und energiepolitischer Hinsicht eindeutig bei Anreizen für neue Gaskraftwerke.

- Von mehreren ähnlich gut geeigneten Mechanismen sollte der einfachste, unbürokratischste und mit den geringsten administrativen Eingriffen verbundene Mechanismus gewählt werden.

Nicht zuletzt angesichts der Erfahrungen mit dem EEG und auch im Hinblick auf die Dringlichkeit der Einführung sollte das Modell so einfach und transparent wie möglich ausgestaltet sein. Diesem Anliegen ist grundsätzlich der Vorzug zu geben vor einer möglichst idealen Berücksichtigung aller denkbaren Belange. Eine Nachjustierung bleibt auch nach Einführung möglich, wenn die Beschaffung der Kapazität zyklisch erfolgt, wie es nahezu alle Modelle vorsehen.

Anzustreben ist in jedem Fall eine bundesweit einheitliche Umlage der Kosten, da die Gewährleistung der Versorgungssicherheit der gesamten Volkswirtschaft nützt. Dafür bietet sich eine Umlage über die Netzentgelte an.

- Der Mechanismus ist so zu wählen, dass weder Anreize zum Marktaustritt von Bestandskraftwerken gesetzt werden noch neue Anbieter von Kapazität aufgrund der Marktmacht der bestehenden Akteure am Markteintritt gehindert werden.

Wie bereits beschrieben, werden unter den heutigen Marktbedingungen leistungsfähige Bestandskraftwerke noch lange vor Ablauf ihrer Nutzungsdauer in Richtung eines Marktaustritts gedrängt. Eine der zentralen zu lösenden Fragen wird daher sein, welche Ausgestaltung dies verhindert und auch den neu zuzubauenden Anlagen ein Mindestmaß an Rentabilität sichert, dabei aber Mitnahmeeffekte verhindert. Eine Einbeziehung auch von Bestandsanlagen bietet jedenfalls insoweit ökonomische Vorteile, als das größere Angebot zu einem liquideren Markt führt. Gleichzeitig wird der Markteintritt neuer Anbieter erfahrungsgemäß zu sinkenden Preisen für das neue Gut gesicherte Kapazität führen.

Das ewi-Gutachten schlägt hierfür einen interessanten Lösungsansatz vor: Der Beschaffungsvorgang könnte so ausgestaltet werden, dass Bestandsanlagen den Preis der Auktion nicht beeinflussen, indem sie ihre Gesamtmenge zu einem Preis von Null bieten müssen, während das Gebot für neue Projekte beliebig gewählt werden kann. Während neu zugebaute Anlagen eine längerfristige Einnahmegarantie benötigen, muss für den Bestand immer wieder aufs Neue ermittelt werden, ob noch ein entsprechender Bedarf besteht, da dort kein Investitionsrisiko abgedeckt werden muss. Denkbar ist also, für Altanlagen nur auf jeweils ein Jahr befristet Kapazitätzahlungen zu gewähren – nach dem aktuellen in der Auktion (ohne Berücksichtigung der Bestandsanlagen) ermittelten Preis.

- Grundlage für die Ausschreibung des Kapazitätsbedarfs sollte ein Kapazitätsentwicklungsplan sein, der die regional erforderlichen Mindestkapazitäten zum Erhalt der Versorgungssicherheit ausweist, auch unter Berücksichtigung von Engpässen im Übertragungsnetz. Dabei können gegebenenfalls auch abschaltbare Lasten auf freiwilliger Basis einbezogen werden. Hierdurch dürfen jedoch in keinem Fall Anreize gesetzt werden, Industrieunternehmen vom Netz zu nehmen, anstatt zusätzliche Kapazitäten zu schaffen. Die möglichst präzise Feststellung dieser bundesweit benötigten Kapazitäten nach Ort, Art und Leistung muss unverzüglich erfolgen.

Die Erstellung eines solchen Plans muss zwangsläufig Grundlage für die Vorgabe des anzustrebenden Niveaus an Versorgungssicherheit sein. Auf bayerischer Ebene ermittelt die Energieagentur Energie Innovativ bereits die erforderlichen Kapazitäten; es empfiehlt sich aber darauf aufbauend auch eine bundesweite Betrachtung und eine Zusammenschau mit dem Netzausbau, um sowohl die entlastende Wirkung eines schnellen Netzausbaus (Transport von Strom aus norddeutschen Windkraftanlagen nach Süden) als auch die überregionalen Auswirkungen lokaler Knappheitsprobleme zutreffend zu erfassen. Eine zentrale Rolle müssen dabei die Stromübertragungsnetzbetreiber

spielen, die über die notwendigen technischen Informationen bzgl. der Erzeugungskapazitäten, des Ausbaus der erneuerbaren Energien und der Netzsituation bzw. zu dessen Stabilisierung notwendiger Maßnahmen verfügen. Mangels Neutralität (z.B. Zielkonflikte zwischen Netzausbau und Kapazitätserweiterung) bietet es sich jedoch nicht an, ihnen zugleich auch die Koordination des Kapazitätsmechanismus zu übertragen.

Der Zubau muss entsprechend der regionalen Bedürfnisse gesteuert werden, d.h. regionale Knappheitsaspekte berücksichtigen. Er sollte gezielt die Kapazitätsbereitstellung in beziehungsweise für Süddeutschland anreizen, um keine zusätzlichen Transportprobleme zu generieren und Stabilität im System zu gewährleisten. Dies kann über eine Festlegung der Regionen (nach der o.g. Bedarfsermittlung im Rahmen des Kapazitätsentwicklungsplans) erfolgen, für die die Leistungen im Wettbewerb vergeben werden. Vorteil dabei ist, dass eine solche regionalisierte Ausschreibung methodisch unschwierig in einen Kapazitätsmechanismus integriert werden kann. Nachteilig ist die im Vergleich zu einer deutschlandweiten Ausschreibung geringere Liquidität, die zu höheren Preisen führen kann. Alternativ kommt auch eine Steuerung über Netzentgelte in Betracht: Im Rahmen eines neu einzuführenden Anschlussentgelts könnten Kraftwerke mit einem netzentlastenden, verbrauchsnahe Standort begünstigt, verbrauchsferne und netzbelastende Kraftwerke dagegen belastet werden. Vorteil dabei ist, dass das Allokationssignal sachgerecht aus dem Netzbereich kommt. Nachteil ist der zusätzliche Regelungsaufwand über die Einführung eines Kapazitätsmechanismus hinaus.

In jedem Fall empfiehlt sich trotz des regionalen Aspekts der Versorgungssicherheit, die Zuständigkeit bei einer Bundesbehörde anzusiedeln. So ließe sich auch eine Abstimmung mit dem Netzausbaubedarf besser gewährleisten. Denkbar wäre beispielsweise, die Kompetenzen der Bundesnetzagentur (neutrale Stelle, Vorkenntnisse in den zu regelnden Bereichen) entsprechend zu erweitern. Ebenso wäre die Einrichtung einer eigenen, von der BNetzA unabhängigen Stelle denkbar, um der Trennung von Netz und Erzeugung im liberalisierten Energiemarkt besser zu entsprechen.

Schon aus gemeinschaftsrechtlichen Gründen werden die Beschaffungsverfahren voraussichtlich auch für Anlagen in Nachbarstaaten zu öffnen sein. Dies sollte allerdings davon abhängig gemacht werden, dass bereits hinreichende Transportkapazitäten bestehen.

- In einem ersten Schritt kann die Betrachtung national erfolgen, da es um die Lösung spezifischer – regionaler – Probleme der Stromversorgung geht. Der Mechanismus sollte jedoch europaweite Lösungen nicht grundsätzlich ausschließen.

Der nationale Ansatz etwa des ewi-Gutachtens wurde teilweise kritisiert, da sich der zusätzliche Kapazitätsbedarf (auch) daraus ergebe, dass Importe aus dem europäischen Ausland keine Berücksichtigung fänden. Es trifft zu,

dass die vollständige Bedarfsdeckung aus eigener Erzeugung in einem europäischen Strommarkt nur eine rechnerische sein kann und immer Strom importiert und exportiert wird. Gleichwohl spricht für den Ansatz – wie wir ihn auch in Bayern grundsätzlich verfolgen –, dass die Systemstabilität eine bestimmte eigene Vorhaltung erfordert. Die physikalische Verfügbarkeit von zu importierendem Strom im Bedarfsfall kann außerhalb von langfristigen Verträgen nicht als hinreichend sicher angesehen werden, um die nationale Versorgungssicherheit darauf zu stützen. Eine echte Energiewende (d.h. insbesondere der Ersatz von Kernenergie durch erneuerbare Energien und flankierend erforderliche konventionelle Kapazitäten) kann schließlich nur umgesetzt werden kann, wenn nicht von vornherein eine dauerhafte Abhängigkeit von Stromimporten aus dem Ausland mit einem hohen Anteil von Kernenergie im Energiemix unterstellt wird.

Eine europaweite Lösung sollte aber schon deshalb zumindest in einem zweiten Schritt möglich bleiben, um eine Harmonisierung mit einer ggf. später erfolgenden umfassenden EEG-Reform erreichen zu können, die idealerweise ebenfalls europaweit ausgelegt sein sollte, um die Standorte für die Erzeugung zu optimieren. Ferner kann die benötigte Kapazität je Land durch Ausgleichseffekte sinken, und ein Trittbrettfahrerverhalten vermieden werden, bei dem einzelne Länder von Kapazitätsmechanismen der Nachbarländer profitieren.

- In zeitlicher Hinsicht ist im Hinblick auf die Versorgungssicherheit bei der Ausgestaltung des Mechanismus eine hinreichend langfristige Perspektive zu wählen, um auch über 2022 hinaus die Stromversorgung zu gewährleisten. Gleichzeitig sollte die Methode flexible Reaktionen auf Änderungen des Marktes – auch beispielsweise im Hinblick auf die Regelungen zu erneuerbaren Energien – ermöglichen und zusätzliche Mittel im geringstmöglichen zur Zielerreichung notwendigen Umfang binden. Hierzu sollte auch das Kapazitätsentgelt im Wettbewerb (z.B. Kapazitätsauktion) bestimmt werden.

Wie schon erläutert, wird sich das Kapazitätsproblem nicht mit Ende der 20er Jahre legen - möglicherweise ganz im Gegenteil, wenn Speicher bis dahin noch nicht wesentlich weiterentwickelt wurden.

Damit ein Zubau neuer Anlagen möglich ist, muss ein Vorlauf von 3-5 (x) Jahren (Planung, Genehmigung, Bauzeit) vorgesehen werden. Gegebenenfalls ist mit Blick auf die technologieneutrale Ausgestaltung eine Staffelung vorzusehen. Die Auktion selbst kann gegebenenfalls auch jährlich erfolgen, jeweils für den Kapazitätsbedarf „t + x“.

Durch eine Vergabe der Kapazitätsleistungen im Wettbewerb soll das Modell möglichst marktnah ausgestaltet werden und möglichst geringe zusätzliche Kosten verursachen. Das ewi schlägt eine Auktion vor. Eine andere denkbare Option wäre beispielsweise eine Ausschreibung der bereitzuhaltenden Kapazitäten.

- Die Entscheidung für einen geeigneten Kapazitätsmechanismus muss angesichts des Zeitplans für den Kernenergieausstieg noch in diesem Jahr getroffen werden, um den rechtzeitigen Bau von Ersatzkapazitäten zu gewährleisten.

Zusätzliche Kapazitäten werden aus hiesiger Sicht nicht erst bei Abschaltung des letzten Kernkraftwerks benötigt, sondern idealerweise schon bei Abschaltung des nächsten (bayerischen) Kernkraftwerks im Jahr 2015, und weiter entlang des Kernenergieausstiegspfad. Während für Grafenrheinfeld aus hiesiger Sicht eine einfache und schnelle Lösung auf Basis der Verordnung nach § 13 b Abs. 1 Nr. 2 EnWG erfolgen muss, werden weitere moderne, effiziente und umweltverträgliche Gaskraftwerke spätestens 2018/19 benötigt. Wenn aber 2018/19 das erste neue leistungsfähige Gaskraftwerk als Ergebnis des Kapazitätsmechanismus ans Netz gehen soll, dann sollte selbst bei einer straff organisierten Auktion oder Ausschreibung das Verfahren 2014 gestartet werden, um die notwendigen Zeitabläufe für Planung, Genehmigung und Bau neuer Anlagen berücksichtigen zu können. Dazu muss in der neuen Legislaturperiode unverzüglich das Gesetzgebungsverfahren eingeleitet werden. § 53 EnWG sieht bereits jetzt vor, dass die Bundesregierung durch Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundesrats Erzeugungskapazitäten im Elektrizitätsbereich ausschreiben oder in einem ähnlichen Verfahren vergeben kann, wenn die Versorgungssicherheit nicht gewährleistet ist. Eine auf dieser Grundlage erlassene Verordnung könnte also den schnellsten gesetzgeberischen Weg darstellen. Gegebenenfalls wäre dabei auch § 53 EnWG selbst anzupassen, da danach neben Kapazität nur Energieeffizienz- und Nachfrigesteuerungsmaßnahmen vorgesehen sind, bisher aber keine Speichermöglichkeiten.

Um diesen Zeitplan einhalten zu können, empfiehlt es sich dringend, bereits jetzt in der laufenden Legislaturperiode die Grundsatzdiskussion abzuschließen und über die Einführung sowie einige wichtige Eckpunkte zu entscheiden. Bis zum Sommer 2013 muss es eine klare Aussage seitens des Bundes geben. Dies ist auch für eine ganze Reihe von Projekten von höchster Relevanz, die sich in verschiedenen Stadien der Vorplanung oder Planung befinden, um diese weiter voranzutreiben.

Als Fazit lässt sich sagen, dass die Versorgungssicherheit - und dabei ganz besonders die Einführung eines neuen Marktdesigns für Kraftwerke - ganz oben auf der Agenda sowohl der aktuellen wie auch der kommenden Regierung stehen muss. Nur so kann eine Energiewende umgesetzt werden, die ihren Namen verdient und dem Wirtschaftsstandort Deutschland gerecht wird.



Dr. Hartmuth Zeiß
Vorsitzender des Vorstandes, Vattenfall Europe Mining AG und Vattenfall Europe Generation AG

Dr. Ing. Hartmuth Zeiß ist der Vorsitzende des Vorstandes der Vattenfall Europe Mining AG und Vattenfall Europe Generation AG.

Er wurde 1955 in Leer geboren, studierte in der Fachrichtung Bergbau/Tagebau an der TU Bergakademie in Freiberg und schloss berufsbegleitend eine Promotion in den Ingenieurwissenschaften ab. 1980 begann seine Tätigkeit als Bergbauingenieur in der deutschen Bergbauindustrie im Braunkohlenwerk „Oberlausitz“; 1990 wurde er Tagebaudirektor der Lausitzer Braunkohle Aktiengesellschaft (LAUBAG). 1994 wurde er zum Hauptabteilungsleiter Geotechnik ernannt und 2000 zum Betriebsdirektor Technischer Service Tagebaue.

Dr. Hartmuth Zeiß wurde 2006 zum Mitglied des Vorstandes der Vattenfall Europe Mining AG und Vattenfall Europe Generation AG berufen. Seit Juli 2010 ist er als Vorsitzender des Vorstandes beider Gesellschaften tätig.

Dr.-Ing. Hartmuth Zeiß ist verheiratet und hat zwei Söhne.

Energiewende - ohne Braunkohle gelingt sie nicht!

Dr. Hartmuth Zeiß

In der politischen Diskussion wird die deutsche „Energiewende“ gerne mit der ersten bemannten Mondlandung verglichen: dies sei das deutsche „man-to-the-moon“-Projekt. Das liest sich flott und dynamisch, ist aber leider völlig irreführend.

John F. Kennedys Vision, einen Amerikaner bis zum Ende des Jahrzehnts der 60er Jahre im letzten Jahrhundert zum Mond und zurück zur Erde zu bringen, motivierte ein Spitzentechnologiestreben, um einen Menschheitstraum zu erfüllen. Sie war jedoch ganz wesentlich getrieben vom Sputnik-Schock und dem nicht nur friedlichen Wettbewerb der Systeme in der bipolaren Welt des kalten Krieges. Die Gesamtwirtschaft der USA berührte das Vorhaben indes nur sehr bedingt. Und auch der einzelne Bürger nahm das Apollo-Programm vor allem über die Medien wahr – es war für die Mehrzahl der Menschen ein zwar emotional aufgeladenes, aber auch vergleichsweise „virtuelles“ Projekt.

Dagegen zielt die deutsche „Energiewende“ auf den vollständigen Umbau unseres Energiesystems und damit auf nicht mehr und nicht weniger als die politisch gesteuerte Transformation unserer gesamten Wirtschaft – und Gesellschaft. Sie wird dadurch nicht nur alle Wirtschaftssektoren berühren, sie wird auch ganz unmittelbare und keineswegs nur „virtuelle“ Auswirkungen auf alle Menschen in diesem Land haben. Jeder einzelne Haushalt ist betroffen. Die Kostendebatte zum EEG und die Sorge über die Sicherheit unserer täglichen Stromversorgung sind erst der Auftakt eines Prozesses, in dem wir - Politik, Bürger und Unternehmen - um ein gemeinsames Verständnis ringen, was diese „Energiewende“ tatsächlich bedeutet. Es wird inzwischen immer deutlicher: Dies ist ein Unterfangen ohne historischen Präzedenzfall und ohne Blaupause.

Um einen Vergleich aus der Branche zu wählen: Die Energiewende ähnelt weniger einer Mondlandung als einer Generalrevision bei laufendem Kraftwerksbetrieb und gleichzeitigem Ersatzbau auf dem Betriebsgelände.

Wie meistern wir diese gewaltige Herausforderung? Wie gestalten wir den Transformationsprozess hin zu einer langfristig komplett auf erneuerbaren Energien bestehenden Versorgung unseres Landes bei gleichzeitiger Aufrechterhaltung von Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit? Wie harmonisieren und synchronisieren wir diesen Umbau unserer Volkswirtschaft mit unseren europäischen Nachbarn? Welche Wechselwirkungen erkennen wir mit den Anforderungen, die sich aus Deutschlands Rolle als Exportnation in einer globalisierten Ökonomie ergeben?

Es wäre vermessen zu behaupten, diese Fragen bereits jetzt beantworten zu können. Aber wir müssen mit aller Kraft an den Antworten arbeiten – und dabei auch stets bereit sein, uns neuen, heute noch nicht erkannten weiteren Fragen zu stellen und auf diese ebenfalls Antworten zu finden. Wir haben eine politische Grundverständigung über die Ziele für 2050 – den Weg dorthin müssen wir uns erst noch hart erarbeiten.

Braunkohle – der vergessene Wirtschaftsfaktor

In den bundespolitischen Diskussionen zur „Energiewende“ findet die Braunkohle kaum statt, ebensowenig in regierungsamtlichen Wahlprogrammen, Koalitionsverträgen und Ressortpublikationen zur Energiepolitik. Das ist bemerkenswert, da durch den beschleunigten Atomausstieg die Rolle der anderen fossilen Energieträger logischerweise substantiell bleibt bzw. sogar noch zunehmen muss, so lange erneuerbare Energien weder wettbewerbsfähig sind, noch die Systemsicherheit garantieren können.

Aus der Vielzahl der politischen Ziele der „Energiewende“ ragen der beschleunigte Atomausstieg und die beschleunigte Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien als die beiden zentralen Gestaltungsmerkmale heraus. Damit entfaltet die „Energiewende“ ihre größte und unmittelbarste Wirkung zunächst vor allem im Elektrizitätssektor.

Im Wettbewerb der Stromerzeugung hat Braunkohle bewiesen, dass sie die Lücke, die das Abschalten der Kernkraftwerke an der Leipziger Strombörse EEX hinterlässt, nicht nur exzellent schließen kann. Sie zeigt sich auch gegenüber importiertem Erdgas und importierter Steinkohle absolut wettbewerbsfähig. Ihre verlässlich kalkulierbaren Kosten ermöglichen eine hohe Auslastung der Kraftwerke, was sich – entgegen dem Trend v.a. bei Erdgas – in einem stabilen bzw. sogar ansteigenden Anteil der deutschen Stromproduktion niederschlägt.

Von 2010 bis 2012 erhöhte sich der Anteil der Braunkohle an der Bruttostromerzeugung von 23,2 auf 25,7 %; mit 158 TWh wurde der höchste Wert seit 2004 erreicht.

Und entgegen vieler Darstellungen und Behauptungen ist die Braunkohlestromerzeugung auch keineswegs unflexibel oder gar inkompatibel mit dem Ausbau der fluktuierend einspeisenden erneuerbaren Energien. Auch dies ist anschaulich ablesbar an der Regelzone von 50 Hertz Transmission, in der ein sehr hoher Wert an PV- und Windstrom fast ausschließlich auf Basis einer Stromversorgung durch konventionelle Braunkohlekraftwerke im Verbund mit Pumpspeicherkraftwerken eingespeist und durchgeleitet wird. Hier lagen bereits 2012 mit rund 36% Anteil der Erneuerbaren an der bilanziellen Bedarfsdeckung Verhältnisse vor, wie sie für Deutschland insgesamt erst für 2020 erwartet werden.

Beide Faktoren, die exzellente Wettbewerbsfähigkeit durch hohe Kosteneffizienz und Systemsicherheit sowie eine die Integration der erneuerbaren Energien

erst gewährleistende Flexibilität sind die Ursachen für den bemerkenswerten Umstand, dass Vattenfall Europe Mining & Generation 2012 sowohl eine Spitzenfördermenge bei Braunkohle als auch eine Rekordproduktion von Strom und Wärme verzeichnen konnte. Rund 62 Mio. Tonnen Braunkohle wurden 2012 gefördert, ein Wert, der zuletzt 1993 erreicht wurde. Und mit rund 55 TWh wurde so viel Strom mit so wenig Emissionen und Umweltbelastungen erzeugt, wie seit der Wende nicht mehr. Jede zehnte in Deutschland verbrauchte Kilowattstunde kam im vergangenen Jahr aus den Kraftwerken der Lausitz.

Nimmt man die gerne zur Illustration heran gezogenen statistischen Normalhaushalte mit 3.500 Kilowattstunden Jahresverbrauch, haben unsere Kraftwerke von den rund 40,5 Mio. Privathaushalten in Deutschland gut 15,7 Mio. mit Strom versorgt: zuverlässig rund um die Uhr, bei jedem Wetter, bei Tag und Nacht, bei Flaute wie bei Sturm, ohne Subventionen. Mit heimischer Wertschöpfung, Arbeitsplätzen und Investitionen, die sich bei Betrachtung der gesamten ostdeutschen Braunkohlenindustrie auf rund 33.500 direkt und indirekt auf der Braunkohle basierenden Arbeitsplätzen aufsummieren und eine Wertschöpfung von über 2,4 Mrd. Euro pro Jahr liefern.

Es lohnt sich, diese grundlegenden Fakten nicht zu vergessen: Braunkohle ist der einzige heimische Energieträger, der in großen Mengen langfristig subventionsfrei bereitgestellt werden kann. Mit einer Fördermenge von rund 185 Millionen t war die Braunkohle 2012 zu rund 40 % an der Primärenergiegewinnung in Deutschland beteiligt und damit wichtigster heimischer Energieträger. Die Braunkohlenindustrie ist sowohl kapital- als auch arbeitsintensiv und erbringt nahezu die gesamte Wertschöpfung im Inland. Jeder Beschäftigte in der Braunkohlenindustrie generiert eine jährliche Wertschöpfung von durchschnittlich annähernd 400.000 Euro. Damit liegt die Braunkohlenindustrie am oberen Rand der gewerblichen Wirtschaft, vergleichbar mit der Mineralölindustrie und der Grundstoffchemie. Die Arbeitsplätze in der Braunkohlenindustrie sind zumeist anspruchsvoll bei Ausbildung und Verantwortung, die Entlohnung liegt dementsprechend deutlich über dem Durchschnitt. Und nicht zuletzt ist die Braunkohlenindustrie ein bedeutender Wirtschaftsfaktor insbesondere für die teils strukturschwachen Regionen in Ostdeutschland. Sie bildet mit dem Lausitzer und dem Mitteldeutschen Revier den industriellen Kern in Sachsen, Brandenburg und Sachsen-Anhalt, macht sie zu Energieexportländern, stärkt die regionale Wirtschaftskraft und sorgt für Steuereinnahmen in den Kommunen.

Effiziente und flexible Braunkohle: Partner der erneuerbaren Energien

Effizienz und Flexibilität stehen zu Recht im Zentrum der Anforderungen an die Weiterentwicklung unserer Erzeugungsstruktur. Denn der deutsche und europäische Strommarkt ändern sich rasant und stehen vor großen Umbrüchen.

Europaweit besteht der erklärte politische Wille, die erneuerbaren Energien weiter stark auszubauen. Durch intensive Förderung sollen sie wirtschaftlicher und damit auch marktfähig werden, damit sie bereits in wenigen Jahrzehnten

die Hauptquelle unserer Energieversorgung sein können. Im Stromsektor sollen die Erneuerbaren zunehmend zur „Leitenergie“ werden, ein Ziel, dem sich insbesondere die Bundesregierung bereits 2010 mit ihrer „Energiestrategie“ verschrieben hat und das durch die „Energiewende“ 2011 noch mehr an Bedeutung gewonnen hat.

Die Integration der erneuerbaren Energien in das deutsche und europäische Stromnetz stellt bisher unbekannte Herausforderungen an die Netz- und Kraftwerksbetreiber. Aufgrund des maßgeblich über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geförderten weiteren Zubaus an Photovoltaik- (PV) und Windanlagen (onshore, zukünftig verstärkt auch offshore) müssen konventionelle Kraftwerke zunehmend die volatile Einspeisung aus diesen Wind- und PV-Anlagen ausregeln, um die Netzstabilität und damit die Versorgungssicherheit jederzeit zu gewährleisten und Blackouts, d. h. großflächige Stromausfälle, zu verhindern.

Auf europäischer, bundes- und landespolitischer Ebene existiert eine Vielzahl von Ausbauzielen und quantitativen Festlegungen für den Beitrag der erneuerbaren Energien zur Energie- bzw. Elektrizitätsversorgung. Die Bundespolitik hat das Ziel von mindestens 80 % Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2050 vorgegeben. Sie tat dies unter der Annahme, dass Deutschland dann mindestens 25 % weniger Strom verbrauchen und rund ein Drittel seines gesamten Strombedarfs importieren wird. Dies würde bedeuten, dass Mitte dieses Jahrhunderts nur noch die Hälfte der heutigen Stromerzeugung in Deutschland stattfindet. Die seitdem veröffentlichten Pläne einiger Bundesländer sehen noch ambitioniertere Ausbauziele für die Erzeugung aus Wind und Sonne vor und blenden dabei leider einige fundamentale technologische Zusammenhänge aus.

Neben spezifischen Anforderungen für den Netzausbau auf der Übertragungsebene (maßgeblich induziert durch Windkraft) sowie in der Verteilnetzebene (hier getrieben von PV) ergeben sich bereits aus dem heutigen Anteil des EEG-Stroms quantitative und qualitative Herausforderungen für den konventionellen Kraftwerkspark, damit jederzeit die Stromfrequenz und -spannung gehalten werden kann und die sichere Versorgung mit Elektrizität rund um die Uhr gewährleistet bleibt. Die stabilisierende Erzeugung aus diesen Kraftwerken ist unverzichtbar, um die fluktuierende Einspeisung der erneuerbaren Energien auf den verschiedenen Spannungsebenen ausregeln zu können, da Wind- und Solarstrom gegenwärtig praktisch keinen Beitrag zur Systemregelung und damit zur Systemsicherheit liefern. Sie sind auch ungeeignet zur Wiederherstellung der Stromversorgung nach Netzstörungen. Dazu bedarf es schwarzstartfähiger Kraftwerke, die Bereitstellung von Wirk- und Blindleistung zum Netzwiederaufbau sowie ein schrittweises Zuschalten von Kraftwerksleistung und Lasten. Letzteres vermögen nur über ein breites Band regelbare Kraftwerke und nicht Anlagen, die nur nach dem Ein-Aus-Prinzip operieren.

Als ein großer Kraftwerksbetreiber mit Assets über die gesamte Bandbreite der Technologien und Energieträger verfügt Vattenfall über große Erfahrungen, tagtäglich die Kraftwerksleistung der Stromnachfrage angepasst zu fahren. Dabei hängt die Regelbarkeit von Kraftwerken von einer Vielzahl komplexer Randbedingungen ab. Zu den Wichtigsten zählen die Anzahl der Blöcke und Hauptkomponenten, die Bereitstellung von Systemdienstleistungen, die Dampflieferungen an industrielle Verbraucher, Fernwärmelieferverpflichtungen sowie Außeneinflüsse und vertragliche Rahmenbedingungen.

In der politischen Diskussion über Flexibilität wird in diesem Zusammenhang vor allem von der Notwendigkeit des Zubaus von Gaskraftwerken gesprochen, da diese aufgrund ihrer Technik besonders geeignet scheinen, die notwendige schnelle Reaktionsfähigkeit zur Sicherung unserer Stromversorgung zu besitzen. Braunkohlenkraftwerken wird hingegen vielfach diese Eignung abgesprochen, da sie als unflexible „Grundlastkraftwerke“ ausgelegt und für Regelungszwecke nicht oder nur sehr eingeschränkt zu verwenden seien.

Die Realität indes zeigt, dass Begriffe wie „Grundlast“ oder „Spitzenlast“ einen Bedeutungswandel erleben. Zielführender erscheint es, von fluktuierender und stabiler Erzeugung zu sprechen und die Frage in den Mittelpunkt zu stellen, welche Systemdienstleistungen von Kraftwerken erbracht werden können und müssen. Und auch hier spricht die Realität eine andere Sprache, als sie in vielen Diskussionsrunden und Publikationen anzutreffen ist.

In Brandenburg und Sachsen betreibt Vattenfall derzeit an vier Standorten (Jänschwalde, Schwarze Pumpe, Boxberg, Lippendorf) Braunkohlenkraftwerke mit einer installierten Leistung von rund 9.000 MW. Da sie mit minimal ca. 3.100 MW Gesamtleistung betrieben werden müssen, können sie ein Band von ca. 5.900 MW bereitstellen, um die fluktuierende Einspeisung der erneuerbaren Energien auszuregeln. Bei einer durchschnittlichen Laständerung von 2,5% pro Minute stehen innerhalb dieses Bandes rechnerisch rund 225 MW pro Minute zur Verfügung, um die Angebotsschwankungen aus PV- und Windeinspeisung auszuregeln oder auf andere Anforderungen des Netzbetreibers zu reagieren. Dass diese Fähigkeiten keine Theorie sind, belegt die Tatsache, dass die drei Lausitzer Kraftwerke Boxberg, Schwarze Pumpe und Jänschwalde im Jahr 2011 in 130 und 2012 in 75 Fällen mit Leistungseinsenkungen auf Wind- oder Solarstromeinspeisung reagiert haben. Gleichwohl gehen dennoch die Volllaststunden im Vergleich zu den Vorjahren nicht zurück.

Grundsätzlich ist zutreffend: Gaskraftwerke können rein technikbedingt schneller hoch- und runter geregelt und auf eine geringere Mindestlast eingesenkt werden als Kohlekraftwerke. Bei modernen Kombikraftwerken (Gas- und Dampfturbinenbetrieb) liegt die technische Mindestlast bei 20 – 40 % der installierten Leistung, bei den Braunkohlenkraftwerken gegenwärtig im Bereich von 35 – 50 %. Doch die Entwicklung steht nicht still. Durch anlagentechnische Optimierungsmaßnahmen ist eine weitere signifikante Reduzierung der technischen Mindestlast möglich. Vattenfall arbeitet unter dem Programmtitel „FlexGen“

mit Nachdruck am Aufschluss dieser zusätzlichen Potenziale. Ziel ist es, dadurch mittelfristig im bestehenden Kraftwerkspark signifikante weitere Flexibilitäts-potentiale im Bereich mehrerer hundert MW bereit stellen zu können. Gemeinsam mit bundesweiten Forschungspartnern, u.a. der BTU Cottbus, arbeiten wir daran, einerseits die technische Mindestlast der Kraftwerke zu senken und andererseits deren dynamisches Verhalten, u. a. im Zusammenspiel mit Energiespeichern, zu verbessern. Mit diesem Innovationskurs tragen wir dazu bei, dass auch bei steigenden Anforderungen durch die fluktuierende Einspeisung von PV und Wind das Netz sicher betrieben werden kann.

Gleichzeitig verstärkt die Branche ihre Anstrengungen im Bereich der Effizienzsteigerung ihrer Braunkohlenkraftwerke. Mit neuen Verfahren der Braunkohletrocknung sowie neuen Technologien zur Erhöhung der Druck- und Temperaturparameter wird erwartet, dass eine neue Generation von Braunkohlekraftwerken in den 2020er Jahren elektrische Wirkungsgrade von über 50 % erreichen kann. Dies wäre ein großartiger Erfolg für Ressourcenschonung, Versorgungssicherheit und Klimaschutz. Große Hoffnungen ruhen dabei aus unserer Sicht insbesondere auf der Entwicklung der Druckaufgeladenen Dampfwirbelschicht-Trocknung (DDWT), mittels derer die Vortrocknung der Braunkohle mit geringeren Temperaturen und damit energieeffizienter erfolgen kann. Diese Technologie wird von Vattenfall in Kooperation mit Forschungspartnern, u. a. der BTU Cottbus, am Standort Schwarze Pumpe in einer Pilotanlage verfolgt.

Vor dem Hintergrund der Entwicklung beim Zubau von PV und Wind und der schwierigen Investitionssituation für neue Erdgas- und Steinkohleanlagen kommt man an der Erkenntnis nicht vorbei, dass aktuell und in absehbarer Zukunft die Verstromung der Braunkohle in modernen, flexiblen Kraftwerken es den erneuerbaren Energien erst möglich macht, ihr dynamisches Wachstumspotenzial zu entfalten und in immer größerem Umfang Strom in das Netz einzuspeisen. Durch die hohe Lastwechselfähigkeit und -geschwindigkeit sowie die Breite des Regelbandes war es möglich, 2011 einen Anteil von 20 % regenerativ erzeugten Stroms in Deutschland zu nutzen. Auch das Anwachsen des Anteils der erneuerbaren Energien an der Deckung des deutschen Bruttostromverbrauchs 2012 auf rund 23 % konnte durch den bestehenden Kraftwerkspark sicher ausgeregelt werden.

Deswegen sprechen wir zu Recht davon, dass Braunkohle als Partner der erneuerbaren Energien einen unverzichtbaren Beitrag zur volkswirtschaftlich verantwortbaren Gestaltung der „Energiewende“ leistet. Braunkohlekraftwerke und Tagebaue bleiben noch für Jahrzehnte Eckpfeiler einer wirtschaftlichen und stabilen Stromversorgung.

Klartext bei Umwelt- und Klimaschutz

Während die ökonomische Leistungsfähigkeit der Braunkohle in der Energieerzeugung keinen fairen Wettbewerb scheuen muss, gehört zu einem vollständigen Bild auch die Beantwortung der Frage nach Umwelt- und Klimaschutz.

Trotz aller technologischen Fortschritte ist der Braunkohlenbergbau immer wieder auch mit vielfältigen und tiefgreifenden Auswirkungen auf Mensch und Umwelt verbunden, die verantwortungsvoll und partnerschaftlich gestaltet werden müssen. Das in der Lausitz seit 1990 praktizierte hohe soziale und ökologische Qualitätsniveau des Braunkohlenbergbaus setzt Maßstäbe der gemeinsamen Verantwortung für die Entwicklung der Bergbaulandschaft Lausitz.

Im deutschen Braunkohlenbergbau zielt die auf international einmaligem Niveau umgesetzte Rekultivierung darauf ab, die Folgen der Eingriffe in Natur und Landschaft wirksam und nachhaltig auszugleichen. Die Bergbaufolgelandschaft soll dabei zugleich vielfältig nutzbar und artenreich sein, sich in das Landschaftsbild einfügen und als Erwerbsgrundlage für die Menschen in der Region dienen können. Wir verstehen uns dabei als Partner der Region, mit der wir gemeinsam Maßnahmen und Aufgaben im Bereich Landschaftswasserhaushalt und Moorschutz definieren und umsetzen.

Im Kraftwerksbereich ist es gelungen, durch konsequente Modernisierung und Ersatzinvestitionen die Emissionen auf ein Niveau zurück zu führen, das international seinesgleichen sucht. Beispielhaft dafür steht der Kraftwerksstandort Jänschwalde, an dem seit 1996 fast zwei Milliarden Euro investiert wurden. Dadurch konnten, bezogen auf die Werte des Jahres 1990 – die Emissionen von Staub um 99 %, von Schwefeldioxid um 96 % und von Stickstoff um 76 % reduziert werden. Exemplarisch ist auch das Neubauprojekt BoxbergR. Im Herbst 2012 haben wir den kommerziellen Betrieb dieses

675 MW-Hightech-Kraftwerks am Traditionsstandort Boxberg aufgenommen. Auf der Basis pulverisierter Braunkohle ist der Block für einen Nettowirkungsgrad von 43,7 % und eine spezifische CO₂-Emission von 924 g/kWh ausgelegt und setzt damit national wie international Maßstäbe. Die Botschaft dieses erfolgreichen Neubauprojektes ist eindeutig und reiht sich ein in die lange und erfolgreiche Geschichte der deutschen Ingenieurskunst: mehr Stromeffizienz, weniger Ressourcenverbrauch, weniger Emissionen.

Bleibt die offene Frage des Klimaschutzes. Bei objektiver Betrachtung steht die - übergangsweise auch stärkere - Nutzung der Braunkohle den deutschen und europäischen Klimaschutzzielen nicht entgegen. Der europäische Emissionshandel stellt deren Einhaltung sicher und setzt die erforderlichen Signale, dass ältere Braunkohlekraftwerke mittel- und langfristig vom Netz genommen und durch neue, hochmoderne Anlagen ersetzt werden. Die neuen Bundesländer haben durch moderne Braunkohlekraftwerke wesentlich zu einer zukunfts-sicheren Energieversorgung beigetragen. Seit 1990 konnte durch die Abschaltung

und Stilllegung veralteter Anlagen und durch den Einsatz modernster Technologien in den neuen Ländern fast die Hälfte der CO₂-Reduktion in Deutschland erreicht werden. Dieser Beitrag zur Klimaschutzbilanz sollte nicht in Vergessenheit geraten - bei den Beschäftigten der Branche sind diese Erfahrungen noch sehr präsent.

Die ambitionierte Klimapolitik Deutschlands und der EU geht indes weit über die traditionellen Leistungen der inkrementellen Effizienzsteigerungen hinaus.

Eine vollständige europaweite Dekarbonisierung der Elektrizitätswirtschaft, zu der sich nicht zuletzt auch ihr europäischer Dachverband EURELECTRIC bis 2050 verpflichtet hat, erfordert neben wettbewerbsfähigen und subventionsfreien erneuerbaren Energien auch die beiden Technologieoptionen Kernenergie und Kohle mit CCS.

Vattenfall ist seit über einem Jahrzehnt führend an der Entwicklung von CCS beteiligt. Gemeinsam mit Partnern aus Wissenschaft und Industrie haben wir am Kraftwerksstandort Schwarze Pumpe die weltweit erste Oxyfuel-Pilotanlage auf Braunkohlebasis mit 30 MW_{th} betrieben und Maßstäbe bei der Weiterentwicklung dieser Klimaschutztechnologie zur großtechnologischen Anwendbarkeit gesetzt. Unsere Projektplanung für eine Demonstrationsanlage in Jämschwalde mit 250 MW_{el} erzielte Spitzenbewertungen im EU-weiten Ranking. Ende 2011 zeichnete es sich jedoch ab, dass in der Bundespolitik kein hinreichender Wille mehr bestand, die CCS-Richtlinie der EU so umzusetzen, dass ein Demonstrationskraftwerk in Deutschland errichtet werden kann. Der gesetzte politisch-regulatorische Rahmen war im Ergebnis ein Investitionsverhinderungsgesetz.

Dies war und ist ein herber Rückschlag nicht nur für die Entwicklung der CCS-Technologie sondern auch ein schlechtes Signal für Innovation, Klimaschutz und Investitionen in die deutsche Wirtschaft.

Vattenfall ist trotz dieser Situation davon überzeugt, dass CCS eine für Europa und insbesondere für Deutschland unverzichtbare Klimaschutztechnologie ist, wenn der politisch beschlossenen Dekarbonisierung unserer Volkswirtschaft nicht die Deindustrialisierung unseres Landes folgen soll. Der Handlungsbedarf ist unabweisbar: Politik muss die Frage beantworten, wie sie ohne ein breites Portfolio an Technologien und Primärenergieträgern Klimaschutz unter den realen Bedingungen des globalen Wettbewerbs verantworten will. Eine hoch-industrialisierte Volkswirtschaft allein auf PV und Wind zu bauen, wäre ein Experiment mit ungewissem Ausgang, man könnte es auch als unverantwortliches Hasardeurspiel bezeichnen.

CCS wird in einigen Jahren wieder auf der Agenda stehen, es bleibt zu hoffen, mit weniger emotionaler Aufgeregtheit und einem klareren Verständnis der Rolle und Verantwortung Deutschlands in Europa und der Welt. Deshalb werden auch wir unsere Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten zu CCS fortführen und auch die Potenziale von CCU sorgfältig prüfen.

Braunkohle: ein unter Wert gehandelter Bodenschatz

In den kommenden Jahrzehnten ist Braunkohle nicht nur ein unverzichtbarer Garant für eine sichere, bezahlbare und wettbewerbsfähige Stromversorgung, ihr kommt auch eine wichtige Rolle als strategische Ressource im Rahmen einer europäischen und vor allem einer deutschen Rohstoffstrategie zu. Denn Braunkohle kann nicht nur Energie für Generationen liefern, sie ist auch eine potenziell hoch attraktive Ressource für weitere Industrien.

Neben der heute fast ausschließlichen thermischen Nutzung bietet die stoffliche Nutzung der Braunkohle langfristig interessante Perspektiven. In den Braunkohle nutzenden Ländern werden daher bereits seit einigen Jahren Überlegungen zur Weiterentwicklung der stofflichen Nutzung von Braunkohle angestellt und Forschungsprojekte aufgelegt, die sich beispielsweise bei der Entwicklung von thermochemischen Umwandlungsverfahren wie Vergasung und Pyrolyse für die stoffliche Nutzung von biogenen Sekundärrohstoffen in hochwertige Produkte (z.B. Biokraftstoffe und Chemikalien) beschäftigen. Abhängig von der Entwicklung der Kosten und Verfügbarkeit bei den flüssigen bzw. gasförmigen Kohlenwasserstoffen Erdöl und Erdgas bietet die Kohlechemie Chancen zur Milderung der heute bereits massiven und in Zukunft noch weiter zunehmenden Importabhängigkeit.

Dabei geht es nicht allein um Importbilanzen und Kapitalabflüsse. Die Diskussion über die ökologischen, sozialen und politischen Bedingungen der Rohstoffförderung und Transportkette gehört ebenso zu einer vollständigen Analyse wie die Aspekte der geographischen Verteilung und angenommenen Reichweite der Vorkommen. Unabweisbar besitzt demgegenüber die heimische Rohstoffgewinnung eine potenziell höhere inländische Wertschöpfung. Zudem können von ihr zusätzliche Wachstums- und Beschäftigungsimpulse auch in andere Sektoren ausgehen.

Gerade vor dem Hintergrund einer zunehmenden Aufmerksamkeit für die Abhängigkeiten Europas und Deutschlands im globalisierten Ressourcenhandel erscheint es nicht nachvollziehbar, ausgerechnet den Bergbau in Deutschland mit immer weiteren Auflagen und Kosten zu belasten. Diese mangelnde Wertschätzung heimischer Rohstoffe ist Ausdruck einer gesellschaftlichen Entwicklung, in der Versorgungsengpässe so weit in der Vergangenheit liegen, dass sie im kollektiven und persönlichen Gedächtnis und in der öffentlichen Debatte offenbar keine erkennbare Rolle mehr spielen. Ritualisiert werden zwar von interessierter Seite immer wieder „peak oil“ und die Preisausschläge an der Tankstelle skandalisiert – eine schlüssige Ressourcen- und Rohstoffstrategie ist jedoch weit und breit nicht zu erkennen.

Möglicherweise hat dies auch damit zu tun, dass man sich dann einigen unangenehmen Wahrheiten stellen müsste. Beispielsweise indem man den Menschen reinen Wein darüber einschenkt, dass Strom nicht als grundgesetzlicher Anspruch aus der Steckdose kommt und dass es wenig seriös ist, zwar stets neue Produkte und Dienstleistungen zu verlangen, deren Produktion und Trans-

port aber möglichst weder hören noch sehen zu wollen. Zu viele gesellschaftliche Akteure verhalten sich zu industriellen Projekten als Problembeschwörer und nicht als Problemlöser. Mit einer Mentalität des „not in my backyard“ kann jedoch keine industrielle Gesellschaft erfolgreich in die Zukunft geführt werden.

Systemdiskussion führen

Die neben- und gegeneinander wirkenden energie- und klimapolitischen Interventionen aus Brüssel und Berlin haben in wenigen Jahren das über ein Jahrhundert historisch gewachsene und permanent weiter entwickelte Stromversorgungssystem an seine Grenzen gebracht. Versorgungssicherheit und Preiswürdigkeit – die international anerkannten Stärken des deutschen Elektrizitätssystems – sind heute nicht mehr automatisch gewährleistet. Im europäischen Stromverbund verliert Deutschland zusehends seine Funktion als Sicherheitsgarant und wird zu einem Sicherheitsrisiko. Der grundlegende Reformbedarf ist unabweisbar.

Richtet man den Blick zurück auf die rund 15 Jahre seit der Liberalisierung der europäischen Strom- und Gasmärkte kommt man an der Feststellung kaum vorbei, dass die Zielstellung – Schaffung eines einheitlichen Binnenmarktes für leitungsgebundene Energien – bislang nicht verwirklicht werden konnte. Ohne in das alte und wenig hilfreiche Klischee „Markt versus Regulierung“ zurückzufallen: ein gleichermaßen Effizienz, Innovation und Investitionen anreizendes Marktmodell ist gegenwärtig nicht erkennbar. Es fehlt an stimmiger Regulierung, d.h. eine Regulierung, die sich der Komplexität des Elektrizitätssystems stellt und nicht den scheinbar leichten Weg geht, jeweils nur Einzelprobleme zu betrachten und einzelne Gesetze optimieren zu wollen. Die Wirkungen – insbesondere die Nebenwirkungen – der bestehenden Gesetze und Regelwerke sind jedoch bereits heute zu komplex.

Möglicherweise ist es noch nicht zu spät, um die Lanze für eine grundsätzliche, systemische und dennoch wettbewerbsorientierte Reform des deutschen Strommarktes zu brechen und damit auch einen Beitrag für eine weniger volatile, robustere europäische Energiepolitik zu leisten.

Anzeichen sind erkennbar, dass diese Diskussion beginnt. Sie kann jedoch nicht bei einem „Marktdesign“ für konventionelle Stromproduktion verharren, sondern muss zwingend das EEG mit einschließen, das ohne eine Reform an Haupt und Gliedern nicht zukunftsfähig ist, ja zum Risikofaktor für die Versorgungssicherheit Deutschlands und Europas wird.

In dem Maße, wie die Kapazitäten der regenerativen Kraftwerksanlagen sich in den nächsten Jahren verdoppeln oder verdreifachen sollen, müssen auch diese in ein integriertes Steuerungskonzept einbezogen werden, um auch in Zukunft eine qualitativ hochwertige und sichere Versorgung gewährleisten zu können. Konventionelle und regenerative Erzeugungsanlagen müssen künftig so gesteuert werden, dass die jeweiligen Regelungsmöglichkeiten aufeinander angepasst werden.

Die bisherige fast ausschließlich quantitative Zielausrichtung des EEG muss flankiert werden von einer starken qualitativen Komponente. Die Zukunft eines integrierten Erzeugungssystems wird daher logischerweise auch von den erneuerbaren Energien Beiträge zur Netz- und Systemstabilisierung abfordern und diese auch dadurch besser in das Gesamtsystem integrieren. Die Braunkohlenkraftwerke können und werden diesen Prozess aktiv, effizient, innovativ und konstruktiv begleiten und unterstützen.

Die zukünftige EEG-Förderung sollte primär auf die technologieoffene Realisierung kosteneffizienter Potentiale ausgerichtet sein und keine technologie-spezifische Detailsteuerung mehr vornehmen. Sie sollte die Marktintegration der Erneuerbaren vorantreiben und dabei auch den absoluten Einspeise- und Durchleitungsvorrang thematisieren. Ein verändertes Fördersystem für erneuerbare Energien sollte ferner einen gleitenden Übergang zwischen dem bestehenden und dem neuen System beinhalten. Drastische Systemwechsel erscheinen auf den ersten Blick verlockend, können aber zu Verwerfungen führen, die für die Erreichung der gesetzten Ziele nicht hilfreich wären.

Die aus Sicht der Betroffenen verständlichen Forderungen nach Bestandschutz sind keine Entschuldigung für Nichtstun. Die Erfolgsgeschichte des Industrielandes Deutschland ist auch eine Geschichte der steten Effizienz- und Leistungsverbesserung. Wer wüsste das besser als der klassische Kraftwerksbereich.

Partner – nicht Gegner

Eine ideologiefreie, sachorientierte und realistische Debatte über Energiepolitik und die Zukunft unserer Stromversorgung wird auch immer wieder auf das viel zitierte, aber leider auch oft fehlinterpretierte energiewirtschaftliche Zieldreieck zurück kommen. Die Schnittmenge aus Versorgungssicherheit, Wettbewerbsfähigkeit und Umweltverträglichkeit/Klimaschutz – also gewissermaßen die Fläche des Dreiecks – schafft ein effizientes System und eine stabile gesellschaftliche und politische Akzeptanz. Das zu erreichen, erfordert neben einer Vorstellung über die Welt von Übermorgen – Ziele für die Mitte dieses Jahrhunderts – vor allem harte Arbeit an den konkreten Maßnahmen für die Gestaltung der Gegenwart und nahen Zukunft. Und es erfordert den guten Willen aller Beteiligten, gemeinsam zum Ziel zu kommen. Gerade dieser Wille ist erfolgskritisch, da Belastungen niemals kategorisch ausgeschlossen, sondern immer nur im Rahmen des wirtschaftlich Zumutbaren minimiert werden können und in strittigen Infrastrukturfragen ohne das Prinzip „Gemeinwohl vor Eigennutz“ jegliche gesamtwirtschaftliche Entwicklung blockiert würde.

Der Umbau des deutschen Energiesystems ist ein Generationenprojekt. Eine Strategie, die über 40 Jahre in die Zukunft reicht, wird sich immer wieder selbst auf ihre Realitätstauglichkeit hin überprüfen müssen. Dies gilt nicht zuletzt auch im europäischen Kontext, in dem wir es mit teilweise noch viel komplexeren und problematischeren sozialen und wirtschaftlichen Problemen zu tun haben als in

unserem noch vergleichsweise erfolgreichen und robusten Deutschland. Deshalb bedarf es keiner prophetischen Gabe, um zu wissen, dass diese Energiewende immer wieder neue Situationen hervorbringen wird, die es zu bewerten gilt, wo Handlungsbedarf zu definieren ist und ggf. auch Reformen energisch durchgesetzt werden müssen. Wir müssen uns auf diesem Weg Optionen offen halten und Flexibilität bewahren.

Es gibt heute und in absehbarer Zeit keinen technologischen oder ökonomischen Grund dafür, dass erneuerbare Energien und Braunkohle inkompatibel sind. Ganz im Gegenteil: Kluge Politik und stimmige Regulierung ermöglichen nicht nur ein Nebeneinander, sondern ein echtes Miteinander, bei dem die jeweiligen Stärken maximiert und die Schwächen kompensiert werden können.

Wenn die Erkenntnisse der internationalen Klimaforschung weiterhin ein zentrales Kriterium für die Definition einer nachhaltigen Energieversorgung darstellen, wenn die erneuerbaren Energien langfristig zu einer tragenden und wettbewerbsfähigen Säule unseres Energie- und Wirtschaftssystems entwickelt werden sollen, und wenn die deutsche „Energiewende“ erfolgreich und nicht Episode sein will, kann dies nur unter kluger Nutzung der Stärken und Vorteile der heimischen Braunkohle gelingen. Nur mit der Braunkohle als zuverlässigem Partner der erneuerbaren Energien kann diese „Operation am offenen Herzen unserer Volkswirtschaft“ – so Bundesumweltminister Peter Altmaier - erfolgreich sein.

Als Unternehmen, das sein Braunkohlengeschäft in den neuen Bundesländern betreibt, kennen wir die Chancen, aber auch die Risiken von gesellschaftlichen Transformationsprozessen und politischen Zielvorgaben. Die Braunkohlenindustrie ist Teil dieses Landes, Teil dieser Gesellschaft. Im Interesse der Menschen in unserem Land waren, sind und bleiben wir stets dazu bereit und in der Lage, Sicherheit, Wirtschaftlichkeit, Bezahlbarkeit und Umweltverträglichkeit unserer Energieversorgung mit zu gestalten. Unser Verständnis dabei ist: Dies gelingt nur mit der Braunkohle – nicht gegen sie!