ECONSTOR
Make Your Publications Visible.

A Service of

ZBW Leibniz-Informationszentrum Wirtschaft
Leibniz Information Centre for Economics

Schmitt, Dieter

Article — Published Version

Die Elektrizitätswirtschaft vor Eintritt in eine neue Phase des Liberalisierungsprozesses

Wirtschaftsdienst

Suggested Citation: Schmitt, Dieter (2003) : Die Elektrizitätswirtschaft vor Eintritt in eine neue Phase des Liberalisierungsprozesses, Wirtschaftsdienst, ISSN 0043-6275, Springer, Heidelberg, Vol. 83, Iss. 11, pp. 697-704

This Version is available at:
https://hdl.handle.net/10419/42135

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

WWW.ECONSTOR.EU

Mitglied der Leibniz-Gemeinschaft

Aktuelle Aufgaben der Strompolitik

Die aktuelle Strompolitik steht vor einer Reihe grundlegender Entscheidungen. Welche Aufgaben stehen an? Wie werden die Weichen gestellt? Welche Optionen bestehen? Georg-Wilhelm Adamowitsch, Gert Maichel und Dieter Schmitt nehmen Stellung.

Georg-Wilhelm Adamowitsch

Die Strompolitik vor neuen Aufgaben

Das Thema „Stromstandort Deutschland“ ist aktuell und brisant: Bis 2020 sind in Deutschland Milliardeninvestitionen in Kraftwerkserneuerungen – es geht um mehr als 40 000 MW – nötig. In welche Kraftwerke und wo investiert wird, dafür tragen die Unternehmen die Verantwortung. Die Politik muss aber die Rahmenbedingungen formulieren.

Ausgangslage

Die Debatte um die Erneuerung des deutschen Kraftwerksparks findet zu einem Zeitpunkt statt, zu dem die Sicherheit der Stromversorgung plötzlich wieder ein Thema ist. Die Serie von Versorgungsunterbrechungen in Italien, USA, Kanada, in Teilen Londons sowie in Dänemark und Schweden in diesem Sommer hat uns vor Augen geführt, welchen Wert eine sichere Stromversorgung hat. Eine jederzeit sichere Versorgung mit Strom, wie wir sie in der Bundesrepublik seit Jahrzehnten kennen, ist in modernen arbeitsteiligen Industrie- und Dienstleistungsgesellschaften ein hohes Gut – und sie hat ihren Preis, setzt sie doch laufende und hohe Investitionen in die materielle Infrastruktur, in die Software und das Humankapital der Elektrizitätswirtschaft voraus.

Die Debatte um die Erneuerung des Kraftwerksparks findet gleichzeitig zu einem Zeitpunkt statt, zu dem wir beim Klimaschutz schon weit gekommen sind. Deutschland wird sein 21%-Reduktionsziel im Rahmen des Kioto-Protokolls aller Voraussicht nach erreichen. Auch die Energieproduktivität, d.h. das Verhältnis von Wirtschaftswachstum zu Energieverbrauch, ist bei uns im internationalen Vergleich überdurchschnittlich gestiegen. Seit 1991 war die Verbesserung mit 1,5% pro Jahr deutlich höher als im Europa der 15 insgesamt (1,1%). Allerdings wird es zunehmend schwieriger werden, diese Entwicklung auch in der Zukunft so fortzusetzen. In den letzten Jahren sind die Energieproduktivitätssteigerungen in Deutschland eher schwächer geworden.

Wesentliche Ursachen für den positiven Trend in der ersten Hälfte der neunziger Jahre war der Umstrukturierungsprozess im Zusammenhang mit der Wiedervereinigung. Die damit verbundene starke Verbesserung der Energieproduktivität ist aber zukünftig nicht so beschleunigt fortsetzbar: Die Energieeinsparpotenziale in Ostdeutschland sind inzwischen nahezu ausgeschöpft. Die Energiewirtschaft einschließlich der Gebäudedämmung und -heizung hat dort inzwischen ein hohes Effizienzniveau erreicht.

Ähnliches gilt für den Klimaschutz. Auch hier hat uns bei der Erfüllung des 21%-Reduktionsziels in erster Linie der Umstrukturierungsprozess nach der Wiedervereinigung geholfen, der allerdings mit hohen Anpassungskosten verbunden war. Die Bemühungen der meisten anderen in das EU-burden-sharing eingebundenen Mitgliedstaaten sind dagegen ernüchternd. Neben Deutschland befinden sich lediglich Großbritannien, Frankreich, Schweden und Luxemburg auf dem Zielerreichungspfad. Insgesamt weist die EU einen Emissionsrückgang von nur 2,3% gegenüber dem Basisjahr 1990/95 auf; ohne Deutschland wären die Emissionen sogar um 4,2% gestiegen.

Die Debatte um die Erneuerung des Kraftwerksparks findet schließlich zu einem Zeitpunkt statt, zu dem auch die Energiepolitik ihren Beitrag zur Überwindung der seit zwei Jahren andauernden wirtschaftlichen Stagnation leisten muss. Wie in anderen Politikbereichen – z.B. der Sozial- und Arbeitsmarktpolitik – muss es auch im Energiebereich darum gehen, effiziente Strukturen für den globalen Wettbewerb zu schaffen, Investitionshemmnisse aus dem Weg zu räumen und die gesamtwirtschaftlichen Kosten politischer Maßnahmen und Regelungen gering zu halten.

Gleichrangige Ziele

Wir werden den aktuellen Herausforderungen der Strompolitik nur dann gerecht werden können, wenn wir die drei politischen Ziele Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit gleichrangig verfolgen. Das bedeutet: Wir müssen vermeiden, dass wir zum reinen Stromimportland werden, sondern alles daran setzen, einen attraktiven Stromstandort Deutschland zu erhalten, in dem auch zukünftig Investitionen in Kraftwerkserneuerungen getätigt werden und Arbeitsplätze geschaffen werden. Wir müssen auch weiterhin auf eine Kraftwerksstruktur mit zentralen und dezentralen Anlagen und auf einen diversifizierten Energiemix setzen, denn nur eine Risikostreuung verhindert einseitige Abhängigkeiten von Energieträgern und Lieferregionen und begrenzt das Preisrisiko. Und wir müssen schließlich dafür sorgen, dass unsere Stromversorgung auch künftig unseren hohen Ansprüchen an Umweltverträglichkeit genügt.

Internationale Wettbewerbsfähigkeit stärken

Die Stromwirtschaft und die stromintensiven Unternehmen in Deutschland werden durch die EU-Erweiterung noch stärker in den europäischen Wettbewerb eingebunden werden. Für einige Industrien, z.B. NE-Metalle, Aluminium und Grundstoffchemie, sind die Stromkosten die zentrale Kostengröße im internationalen Wettbewerb. So bedeutet in der Aluminiumindustrie die zusätzliche Erhöhung der Stromkosten um 1 Cent eine Zusatzbelastung von 120 Mill. Euro im Jahr. Gleichzeitig ist zu berücksichtigen, dass die Strom- und Gaspreise in Deutschland im europäischen Vergleich bereits sehr hoch sind.

Wenn wir die künftigen Ersatzinvestitionen und die damit verbundenen Arbeitsplätze in Deutschland behalten wollen, brauchen wir in erster Linie wettbewerbsfähige Standortbedingungen für die Stromwirtschaft und die energieintensiven Unternehmen. Sie sind gleichzeitig ein Garant für anspruchsvollen und im internationalen Vergleich vorbildlichen Umwelt- und Klimaschutz. Mit Blick auf den Globalisierungsprozess und den erweiterten EU-Binnenmarkt ist außerdem die Verlässlichkeit der Rahmenbedingungen, gleichzeitig aber auch Flexibilität für Unternehmen, unerlässlich. Vier Punkte sind aus meiner Sicht entscheidend. Wir brauchen eine stärkere internationale Abstimmung in der Energie- und Klimaschutzpolitik. Wir müssen weitere Zusatzbelastungen durch staatliche Maßnahmen vermeiden. Wir müssen geeignete Entlastungsmechanismen in Kraft setzen, wie z.B. die Erweiterung der Härtefallklausel aus dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), und wir müssen bei der Bewältigung unserer klimaschutzpolitischen Herausforderungen stärker auf die nicht im internationalen Wettbewerb stehenden privaten Haushalte und den Verkehr setzen.

Die Autoren
unseres Zeitgesprächs:

Georg-Wilhelm Adamowitsch, 56, ist Staatssekretär im Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit in Berlin.

Dr. Gert Maichel, 54, ist Mitglied des Vorstandes der REW AG in Essen.

Prof. Dr. Dieter Schmitt, 64, ist Inhaber des Lehrstuhls für Energiewirtschaft an der Universität Duisburg - Essen.

Klimaschutz nicht im nationalen Alleingang

Die zukünftige Wettbewerbsfähigkeit der Stromwirtschaft und der stromintensiven Unternehmen wird ganz wesentlich davon abhängigen, welche Entscheidungen wir beim Klimaschutz treffen. Wir müssen dabei vor allem darauf achten, dass wir Klimaschutz einerseits nicht im nationalen Alleingang betreiben und andererseits der Kosteneffizienz eine größere Bedeutung zumessen.

Bereits der deutsche Anteil an den weltweiten CO_2-Emissionen von unter 4% zeigt, dass wirksamer Klimaschutz nur durch globales Zusammenwirken möglich ist. Eine Befassung mit neuen nationalen CO_2-Reduktionszielen ist deshalb nur sinnvoll, wenn auch die anderen EU-Länder und die übrigen Industrieländer entsprechende Verpflichtungen übernehmen. Dies ist auch ein wichtiges Element der Koalitionsvereinbarung. Ein einseitiges deutsches Vorgehen könnte massive wirtschaftliche und gesellschaftliche Nachteile haben: der Stromstandort Deutschland würde für Neuinvestoren unattraktiv, Ersatzinvestitionen würden an anderen Standorten erfolgen; es käme zu Produktionsverlagerungen und -stilllegungen.

Berücksichtigung der Kosteneffizienz

Wir müssen zweifellos auch weiterhin in Richtung einer Verbesserung der Energieproduktivität und des Klimaschutzes wirken. Es muss aber klar sein, dass dies nicht kostenlos zu haben ist. Es setzt Investitionen voraus, und die wird es nur bei verbesserten Wachstumsaussichten geben. Um negative Auswirkungen auf Wachstum und Beschäftigung zu vermeiden, muss sich die Auswahl der klimaschutzpolitischen Maßnahmen stärker am Kriterium der Kosteneffizienz

orientieren. Dies muss für alle Energieträger gelten, auch für die erneuerbaren Energien.

So bestehen z.B. durch Investitionen in zeitlich vorgezogene Effizienzsteigerungen des fossilen Kraftwerksparks kostengünstige CO_2-Reduktionsmöglichkeiten. Bis 2010/2015 halten am Forschungsprogramm COORETEC (CO_2-Reduktions-Technologien) beteiligte Anlagenbauer, Betreiber und Wissenschaftler Wirkungsgrade von über 50% bei Steinkohle und 47% bei Braunkohle für möglich; dies würde die Reduktion der CO_2-Emissionen im Kraftwerksbereich um ein Viertel ermöglichen. Weitere Verbesserungen sind durch Clean-Coal und GuD-Technologien möglich. Hier besteht noch erheblicher Forschungsbedarf, dem wir auch mit unserem neuen Energieforschungsprogramm begegnen wollen.

Breit diversifizierten Energiemix erhalten

Eine gleichzeitig sichere, wirtschaftliche, umweltverträgliche Stromversorgung erreichen wir nur durch einen breit diversifizierten Energiemix und eine gemischte Kraftwerksstruktur aus zentralen und dezentralen Anlagen. Der steigenden deutschen Importabhängigkeit – sie hat sich in den letzten zehn Jahren von rund 50% auf ca. 60% erhöht – können wir nur durch einen ausgewogenen Energiemix begegnen, der einseitige Abhängigkeiten von Energieträgern bzw. Lieferregionen (insbesondere bei Gas und Öl) vermeidet und Preisrisiken reduziert.

In der Stromerzeugung werden erneuerbare Energien auch in Zukunft fossile Kraftwerke nicht verdrängen können. Auch bei einem angenommenen mäßigen Stromverbrauchswachstum (z.B. 7% bis 2020 = 0,4% p.a.) und einer Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien auf 20% müssen 2020 noch ca. 455 TWh Strom aus fossilen Energieträgern produziert werden. Das sind 85 TWh mehr als heute. Wenngleich Gas voraussichtlich stärker in die Elektrizitätserzeugung vordringen wird, werden Braun- und Steinkohle dabei auch weiterhin eine tragende Rolle spielen: sie mindern Importrisiken und ermöglichen eine kostengünstige Grundlaststromerzeugung. Das bedeutet keinesfalls eine Abkehr von den erneuerbaren Energien. Denn bei einem breit diversifizierten Energiemix geht es nicht um ein „Entweder-Oder“, sondern um ein „Sowohl als Auch“.

Die wichtigsten Bewährungsproben für eine ausgewogene, wettbewerbsfördernde Strompolitik sind die Novellierung des Ordnungsrahmens für Strom und Gas, die Ausgestaltung des CO_2-Emissionshandels und die Novellierung des EEG.

Regulierung des Zugangs zu Strom- und Gasnetzen

Nach den neuen EU-Binnenmarktrichtlinien für Strom und Gas sind wir gehalten, das gegenwärtig im deutschen Energiewirtschaftsgesetz verankerte Prinzip des verhandelten Netzzugangs durch ein Regulierungssystem zu ersetzen. Für mich ist ganz wesentlich, dass der neue Ordnungsrahmen neben der Funktionsfähigkeit des Wettbewerbs auch gewährleistet, dass die Unternehmen weiterhin in den Erhalt und den Ausbau der Netze investieren, um das hohe Niveau der Versorgungsqualität und -sicherheit in Deutschland zu erhalten.

Erfreulicherweise verzichten die EU-Richtlinien darauf, eine direkte Ex-ante-Regulierung insbesondere der Netznutzungsentgelte der einzelnen Netzbetreiber zwingend vorzugeben. In Anbetracht der mehr als 1500 deutschen Strom- und Gasnetze hätte eine umfassende Ex-ante-Regulierung den Aufbau einer gigantischen Bürokratie erforderlich gemacht. Die Ex-ante-Regulierung wird sich nach unseren Vorstellungen stattdessen auf die Festlegung bzw. Genehmigung der Methodik zur Bestimmung der Netzanschluss- und Netznutzungsbedingungen sowie der Netznutzungsentgelte konzentrieren, deren Einhaltung überwacht wird. Um maximale Rechtssicherheit für die Marktteilnehmer zu schaffen, werden wir für die regulativen Vorgaben in erster Linie den legislativen Weg wählen. Soweit sich die bisherigen Verbändevereinbarungen bewährt haben, werden wir deren Regelungen übernehmen. Gleichzeitig muss der neue Ordnungsrahmen aber auch die notwendige Flexibilität bieten, damit auf neue Markterfordernisse rasch reagiert werden kann.

Wegen der Regulierungsvorgaben und der vorgeschriebenen Entflechtung des Netzbetriebs müssen wir auch das Thema Versorgungssicherheit neu bewerten. Grundsätzlich sehen wir die Verantwortung in erster Linie bei den Netzbetreibern. Diese müssen aber einen gesetzlichen Rahmen erhalten, der es ihnen ermöglicht, die für Ersatzinvestitionen nötigen finanziellen Ressourcen zu erwirtschaften. Die gerade verabschiedete EU-Verordnung über die Tarifierung grenzüberschreitender Stromlieferungen kann hier einen guten Beitrag leisten. Sie enthält eine Regelung zum Engpassmanagement, die den Mitgliedstaaten marktkonforme Vergabeverfahren bei grenzüberschreitenden Engpässen vorschreibt, und wird dazu beitragen, dass wirtschaftliche Anreize für Investitionen in Leitungen und Kraftwerke gesetzt werden. Die Thematik ist aber zweifellos sehr komplex. Wir müssen deshalb gesetzgeberische Schnellschüsse

vermeiden und stattdessen zunächst die Diskussionen auf europäischer Ebene weiter vorantreiben.

Fördereffizienz bei erneuerbaren Energien verbessern

Mit der Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes stellen wir die Weichen, um die Entwicklung der erneuerbaren Energien hin zu ihrer Wettbewerbsfähigkeit unumkehrbar einzuleiten. Die Bundesregierung hat sich hierzu vor kurzem auf einen gemeinsamen Weg verständigt. Aus Sicht des Wirtschafts- und Arbeitsministeriums war es besonders wichtig, für die stromintensiven Branchen eine mittelstandsfreundliche Ausgestaltung der Härtefallregelung zu erreichen: Dies ist uns gelungen: Die im Juli in Kraft getretene vorläufige Härtefallregelung wird jetzt dauerhaft verankert, erweitert und mittelstandsfreundlich ausgestaltet. Die EEG-Umlage wird künftig schon für Unternehmen ab einem Jahresstromverbrauch von zehn Gigawattstunden – statt wie bisher von 100 Gigawattstunden – gedeckelt werden, wenn ihr Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung mehr als 15% – statt wie bisher mehr als 20% – beträgt. Das heißt, es werden in Zukunft deutlich mehr Unternehmen von der Härtefallregelung profitieren können. Außerdem wird die Prüfung für die Anwendung der Härtefallklausel im Einzelfall durch das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle erheblich vereinfacht und die bisherige Ermessensentscheidung der Behörde durch eine gebundene Entscheidung mit eindeutigen und bestimmten Kriterien ersetzt.

Außerdem haben wir erreicht, dass die Effizienz der EEG-Förderung vor allem bei Wind entscheidend verbessert wird: Die bisher besonders hohe Windförderung an schlechten Standorten wird beendet. Außerdem werden künftig nur noch Windstandorte gefördert, an denen mindestens 65% des gesetzlich vorgegebenen Referenzertrages erreicht werden. Gleichzeitig wird allerdings ein zusätzlicher Anreiz für das Repowering an guten Küstenstandorten geschaffen. Denn damit wird der Ersatz alter, weniger effizienter Windkraftanlagen, die bis Ende 1995 in Betrieb gegangen sind, durch neue, bessere Anlagen beschleunigt. Natürlich werden wir auch die Degression der Windförderung stärken: Statt um 1,5% werden die Einspeisevergütungen künftig jährlich um 2% sinken.

Auch die Förderung der Stromerzeugung aus Biomasse wird in Zukunft stärker technologiebezogen differenziert und die jährliche Degression der Förderung verstärkt: hier werden die Einspeisevergütungen zukünftig ebenfalls jährlich um 2% sinken. Darüber hinaus wird der Förderzeitraum bei Biomasse auf 15 Jahre verkürzt. Und schließlich wird die EEG-Förderung auch bei der Fotovoltaik verbessert, um die aufwärts gerichtete Marktentwicklung dieser Zukunftsbranche nach Auslaufen des 100 000-Dächer-Solarstromprogramms weiter voranzutreiben.

Keine Gefährdung des Standorts durch Emissionshandel

Der von der EU beschlossene Emissionshandel ab Januar 2005 kann enorme Auswirkungen für die Energieversorgungsstruktur und Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Industrien haben. Gerade Energiewirtschaft und Industrie haben aber in der Vergangenheit überproportionale Reduktionsbeiträge geleistet und dürfen deshalb durch den Emissionshandel nicht zusätzlich belastet werden. In diesen Sektoren mit langen Investitionszyklen müssen verlässliche Rahmenbedingungen für Investitionen, Wachstum und Beschäftigung erhalten bleiben.

Eine wichtige Orientierungsgröße für den nationalen Allokationsplan – dem Herzstück der Umsetzung des Emissionshandels auf nationaler Ebene – sind die bestehenden Klimaschutzvereinbarungen zwischen der Bundesregierung und der deutschen Wirtschaft. Angesichts unserer beispielhaften Klimabilanz gibt es keine Notwendigkeit, darüber hinaus zu gehen. Um den Unternehmen nicht die Finanzmittel zu entziehen, die sie dringend für notwendige Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz und zu Schaffung neuer Arbeitsplätze benötigen, haben wir außerdem beschlossen, dass die Emissionsrechte kostenlos zugeteilt werden sollen.

Wichtig ist auch, dass wir eine ausreichende Vorsorge für die zusätzlichen Emissionen als Folge des Ausstiegs aus der Kernenergie schaffen. Nach unserer Auffassung ist der Kernenergieausstieg eine gesamtwirtschaftliche bzw. eine gesellschaftliche Aufgabe, die nicht allein zu Lasten der vom Emissionshandel erfassten Anlagenbetreiber gelöst werden darf. Da unsere hocheffizienten Kohlekraftwerke durch den Ausstieg zukünftig einen größeren Teil an der Energieerzeugung übernehmen werden, muss ein Zuteilungsmechanismus gefunden werden, mit dem sie auch in Zukunft ausreichend mit Emissionsrechten versorgt werden. Nur dadurch kann die erforderliche Planungssicherheit für die Investoren gewährleistet werden.

Auch beim Emissionshandel werden wir alles dafür tun, dass er wirtschaftsverträglich umgesetzt wird und die energieintensiven Branchen in Deutschland in ihrem Standortwettbewerb nicht benachteiligt werden.

Gert Maichel

Energiepolitik am Scheideweg

Die deutsche Energiewirtschaft bewegt sich traditionell im – auch gesetzlich verankerten – Zieldreieck einer sicheren, wirtschaftlichen und umweltverträglichen Versorgung. An diesem Postulat sollte sich die Energiepolitik in ihrer grundsätzlichen Ausrichtung auch in Zukunft orientieren.

Da nun diese drei Ziele nicht automatisch zusammenfallen, müssen die energiepolitischen Maßnahmen aufeinander abgestimmt werden, um dieses Zieldreieck im Gleichgewicht zu halten. Dies gilt insbesondere dann, wenn sich – wie in Deutschland geschehen – die Rahmenbedingungen wesentlich ändern. Mit der vollständigen Liberalisierung des Strommarktes wurde Anfang 1998 ein ordnungspolitischer Paradigmawechsel vollzogen. Jedoch gibt es noch kein konsistentes Regulierungskonzept, das die anerkannten Ziele der Energiepolitik – Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit, Umwelt-/Klimaschutz – unter den neuen Wettbewerbsbedingungen miteinander in Einklang bringt und der Stromwirtschaft verlässliche, langfristig stabile ordnungs- und umweltpolitische Rahmenbedingungen für ein zukunftsorientiertes unternehmerisches Handeln in Aussicht stellt.

Kraftwerkserneuerungsbedarf

Dies ist umso dringender, als ab dem Jahr 2010 allein in Deutschland altersbedingt eine Kraftwerksleistung von ca. 40 000 Megawatt (MW) bis 2020 sukzessive durch neue Anlagen ersetzt werden muss. Dies sind etwa ein Drittel der gegenwärtig in Deutschland insgesamt installierten Kraftwerksleistung. Das Investitionsvolumen zur Erneuerung dieses Kraftwerksparks bewegt sich in einer Größenordnung von 30 bis 40 Mrd. Euro. Mit diesen Investitionen wird Kapital gebunden, dessen Amortisationszeit bis zu 40 Jahre beträgt. Von daher braucht die Stromwirtschaft einigermaßen kalkulierbare politische Rahmenbedingungen.

Energiepolitische Richtungsentscheidungen

Mit der Umsetzung der EU-Richtlinie zum grenzüberschreitenden Handel mit Treibhausgasen, mit der Einrichtung einer Wettbewerbsbehörde für die Strom- und Gasmärkte und nicht zuletzt mit der Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) werden im Moment auf politischer Ebene langfristige Weichenstellungen vorbereitet, die das gegenwärtige Verhältnis zwischen Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Klimaschutz aus der Balance bringen und möglicherweise erhebliche Verschiebungen innerhalb des bewährten Energieträgermix zur Folge haben könnten. Dies hätte nicht nur unmittelbare Auswirkungen auf die Stromwirtschaft selbst, sondern über eine wachsende Stromkostenbelastung oder sogar über eine Verschlechterung der Versorgungssicherheit mittelbar auch auf die gesamte deutsche Volkswirtschaft.

Novellierung Erneuerbare-Energien-Gesetz

So sinnvoll und berechtigt eine verstärkte Nutzung der erneuerbaren Energien aus Gründen des Klima- und Ressourcenschutzes beispielsweise ist, so gravierend sind schon heute die damit verbundenen volkswirtschaftlichen Kosten in Höhe von 2,3 Mrd. Euro allein in diesem Jahr. Entsprechend den Ausbauplänen, wie sie im Gesetzesentwurf des Bundesumweltministeriums zur Novellierung des EEG formuliert sind, würden sich diese Kosten bis zum Jahr 2007 auf jährlich knapp 4,5 Mrd. Euro fast verdoppeln. Hinzu kommen zusätzliche Aufwendungen für die Regelenergie, die sich in diesem Jahr auf 400 Mill. Euro belaufen. Auch hier ist ein dramatischer Kostenanstieg auf 800 Mill. Euro bis zum Jahr 2010 insbesondere für den Fall vorprogrammiert, dass Offshore-Windenergieanlagen in dem geplanten Umfang von 30 000 MW errichtet werden – von den damit verbundenen Netzausbaukosten einmal abgesehen. Der Ausbau der erneuerbaren Energien würde Kostendimensionen annehmen, die dem Ziel einer möglichst wirtschaftlichen Stromversorgung diametral entgegenstehen. Dies hängt neben der in der Regel mangelnden Wirtschaftlichkeit damit zusammen, dass die erneuerbaren Energien konventionelle Grundlastkraftwerke nur in einem sehr begrenzten Maße ersetzen können. Nur 10 bis 20% der gegenwärtigen Windstromerzeugung z.B. steht uns rund um die Uhr zur Verfügung. Für die übrigen 80 bis 90% müssen konventionelle Kraftwerke bereitgehalten werden, um bei Bedarf für einen entsprechenden Ausgleich zu sorgen.

Um ein Ausufern der finanziellen Förderung der regenerativen Energien zu vermeiden, ist es erstens wünschenswert, eine finanzielle

Obergrenze bei der Förderung der erneuerbaren Energien festzulegen. Zweitens muss das Fördersystem selbst wesentlich effizienter werden. Dies könnte durch eine deutliche Degression der einzelnen Fördersätze geschehen. Besser noch wäre es, zu einem Ausschreibungssystem überzugehen, und die Betreiber in absteigender Folge der Wirtschaftlichkeit ihrer Anlagen finanziell zu fördern. Bei der Umlage der Förderkosten auf die Kunden ist drittens eine klare, unmissverständliche und unbürokratische Härtefallregelung für stromintensive Unternehmen erforderlich, um die internationale Wettbewerbsfähigkeit dieser Unternehmen nicht zu gefährden.

Emissions Trading

Nicht vollständig ausgeräumt sind auch die politischen Risiken, die mit der Umsetzung der EU-Richtlinie zum Emissions Trading in den so genannten Nationalen Allokationsplan verbunden sind. Im Rahmen dieser Nationalen Allokationspläne legt jedes EU-Mitgliedsland im Einzelnen fest, wie viele Emissionsrechte den jeweiligen Unternehmen bzw. Anlagen zugestanden werden. Am 1. Januar 2005 soll die erste Phase des EU-weiten Handels mit Emissionsrechten beginnen. Inzwischen wurde eine „Staatssekretärsrunde Emissionshandel“ eingerichtet, die sich aus Regierungsvertretern sowie Repräsentanten von Unternehmen und Verbänden zusammensetzt.

Diese Arbeitsgruppe soll bis Februar nächsten Jahres die Eckpunkte des Nationalen Allokationsplans für Deutschland festlegen. Zwischen der Bundesregierung und der Stromwirtschaft besteht grundsätzliche Übereinstimmung, dass der Emissionshandel ein wirksames marktwirtschaftliches Instrument insbesondere zur CO_2-Reduktion darstellt, aber nicht zu einer Dekarbonisierung der deutschen Energiewirtschaft führen soll. Darüber hinaus wird darauf zu achten sein, dass es bei der Erstvergabe der Emissionsrechte keine Gewinner und Verlierer gibt und dass sich alle volkswirtschaftlichen Sektoren an der Erfüllung der nationalen Verpflichtungen zum Klimaschutz beteiligen. Außerdem sollte das Emissionshandelssystem so ausgestaltet sein, dass über die Nutzung der Kioto-Mechanismen Joint Implementation und Clean Development Mechanism ein Höchstmaß an Flexibilität erreicht wird. Schließlich ist dafür zu sorgen, dass das Emissionshandelssystem ausreichende Anreize für Investitionen in Ersatzanlagen enthält.

Solange diese und weitere Detailfragen, die erhebliche Auswirkungen auf die künftige Wirtschaftlichkeit der Stromerzeugung haben, nicht im Einzelnen verbindlich geklärt sind, können zwar konkrete Kraftwerksinvestitionen geplant, aber nicht in die Realität umgesetzt werden. Wir sind aber zuversichtlich, dass es im Gespräch mit der Bundesregierung gelingen wird, beim Thema Emisssionshandel das Gleichgewicht zwischen Wirtschaftlichkeit und effektiver Klimavorsorge zu wahren.

Schlanke Regulierung

Eine weitere Unsicherheit geht gegenwärtig von der Einrichtung einer nationalen Regulierungsbehörde für den Strom- und Gasmarkt aus – auch dies eine Anforderung der EU zur beschleunigten Liberalisierung der europäischen Märkte für Strom und Gas, die bis Mitte 2004 umgesetzt werden muss. Im Zuge dieser Umsetzung in nationales Recht bestehen erhebliche Gestaltungsspielräume, die im Sinne einer möglichst schlanken Regulierung genutzt werden sollten. Wichtig ist vor allem, dass die Gestaltung der Netznutzungsentgelte nicht allein unter dem Aspekt der Preissenkung gesehen wird. Unter dem Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit muss die Rentabilität von Investitionen in die Netzinfrastruktur gewährleistet sein. Deshalb sollte an dem betriebswirtschaftlich allgemein anerkannten Prinzip der Nettosubstanzerhaltung festgehalten werden.

Gerade beim Thema Versorgungssicherheit darf sich der Blick nicht auf eine nationale Perspektive verengen. Das deutsche Transportnetz ist integraler Bestandteil eines gesamteuropäischen Verbundsystems, das nicht konzipiert worden ist, um als Basis für einen innereuropäischen Erzeugungswettbewerb mit großen grenzüberschreitenden Stromim- und -exporten zu dienen. So ist es nicht verwunderlich, dass die unternehmerisch und politisch gewollte Intensivierung des internationalen Stromaustausches bereits heute an Kapazitätsgrenzen der Netze stößt. Mit dem Wandel der Funktionen, die das Transportnetz unter den gegebenen Wettbewerbsbedingungen wahrzunehmen hat, brauchen wir einen adäquaten Ausbau und eine angemessene Verstärkung der Netze mit entsprechenden Reservekapazitäten.

Wie wichtig dies ist, hat der Blackout in Italien Ende September dieses Jahres gezeigt. Wäre es nicht innerhalb kürzester Zeit gelungen, die für Italien gedachte, aber auf Grund von Leitungsunterbrechungen nicht mehr lieferbare Leistung von 4000 MW, die nun aus Frankreich physikalisch ins Netz drängte, durch Leistungsreduktion anderer Kraftwerke und die sekundenschnelle Inbetriebnahme von Pumpspeicherkraftwerken

„abzufahren“, hätte es auch uns hart treffen können.

Die im Sinne der Versorgungssicherheit erforderlichen Investitionen in die Netzinfrastruktur werden – entsprechend dem betriebswirtschaftlichen Kalkül – allerdings nur dann vorgenommen werden, wenn eine ausreichende Kapitalverzinsung oberhalb der Rendite von Bundeswertpapieren zu erwarten ist. Wir brauchen also Netznutzungsentgelte in einer Höhe, die genau das gewährleisten. Dies ist ein ganz wesentlicher Faktor für die gegenwärtige Regulierungsdiskussion.

Generell müssen die Netzbetreiber bei ihren Investitionen auf einen stabilen regulatorischen Rahmen vertrauen können. Das heißt: Die wesentlichen Rahmenbedingungen sind durch den Gesetzgeber festzulegen. Der diskretionäre Entscheidungsspielraum der zu ernennenden Behörde sollte deshalb durch gesetzliche Bestimmungen klar und eindeutig begrenzt werden.

Von besonderer Bedeutung im Hinblick auf die Ausgestaltung des künftigen Ordnungsrahmens ist die Rolle der Verbändevereinbarungen. Die bewährte Effizienz, Flexibilität und Praxisnähe der kontrollierten Selbstregulierung insbesondere im Stromsektor sollte in all jenen Bereichen bewahrt bleiben, die gemäß den europarechtlichen Vorgaben nicht zwingend verbindlich zu regulieren sind. Dies gilt beispielsweise für wesentliche Teile der Netzzugangsbedingungen, die auch weiterhin auf freiwilliger Basis, also ohne normative oder administrative Festlegung zu regeln sind.

Keine Alternative zum Energieträgermix

Allein diese wenigen Beispiele zeigen, dass derzeit für die deutsche Strom- und Gaswirtschaft von politischer Seite einiges auf dem Spiel steht. Wir vertrauen dabei auf klare politische Signale, die auf eine evolutionäre Weiterentwicklung und nicht auf den revolutionären Bruch mit dem bestehenden Energiesystem setzen. Für die kommenden Jahre und Jahrzehnte sehe ich – insbesondere auch unter Berücksichtigung der Vereinbarung zur Befristung der Kernenergienutzung – keine Alternative zur Nutzung von Kernkraft und Kohle in der Grundlast. Aber die Kraftwerke müssen und werden im Sinne verstärkter Klimaschutzanstrengungen effizienter werden. Daran arbeiten wir mit allem Nachdruck. In der Spitzenlast werden wir auf Gaskraftwerke nicht verzichten können. Die regenerativen Energien werden eine noch größere Rolle spielen, aber sie können in den kommenden 20 Jahren weder die Größenordnung der konventionellen Stromerzeugung erreichen noch die Grundlaststromerzeugung substanziell verdrängen. Darüber hinaus könnten dezentrale Stromerzeugungstechnologien wie die Brennstoffzelle in absehbarer Zeit deutliche Marktanteile gewinnen.

Dies ändert aber nichts daran, dass wir uns im Kern mittel- und langfristig auf einen ausgewogenen Energieträgermix werden stützen müssen, der zugleich am ehesten geeignet ist, dem energiepolitischen Zieldreieck zu entsprechen. Dazu brauchen wir allerdings entsprechende politische Rahmenbedingungen. Hier stehen Bundesregierung und der Gesetzgeber in der Pflicht.

Dieter Schmitt

Die Elektrizitätswirtschaft vor Eintritt in eine neue Phase des Liberalisierungsprozesses

Im Herbst 2003, d.h. fünf Jahre nach der grundlegenden Liberalisierung der Märkte für leitungsgebundene Energieträger, lässt sich die Lage auf dem deutschen Elektrizitätsmarkt wohl am besten durch zwei Aspekte charakterisieren: Es wird einerseits versucht, das Erreichte zu konsolidieren und sich auf die Herausforderungen der Zukunft bestmöglich einzustellen. Gleichzeitig weist jedoch ein Blick in die Zukunft erhebliche Ungewissheiten im Hinblick auf die kurz- bis mittel-, vor allem aber die längerfristig zu erwartende Entwicklung auf, ohne dass bereits Rezepte bekannt wären, diesen adäquat zu begegnen.

Erhöhter Konzentrationsgrad

Zwar haben vor allem die ursprünglich acht großen überregional tätigen so genannten Verbundunternehmen, die mit einem rund 80%igen Anteil an der Stromerzeugung vom unmittelbar nach der Liberalisierung einsetzenden Verfall der Großhandelspreise um 30

bis 50% besonders stark betroffen waren, sofort weitreichende Anpassungsprozesse eingeleitet. Hiermit wurden bereits bis jetzt Kosten in Milliardenhöhe gesenkt, die Organisationsstrukturen verschlankt, die Wertschöpfungskette verlängert und um Energiedienstleistungen ergänzt, regional ebenso wie international diversifiziert und nicht zuletzt durch Zusammenfassung des zersplitterten Anteilsbesitzes in schlagkräftigen Einheiten, durch Fusion und Beteiligungserwerb im Inland wie im – zumeist europäischen – Ausland die Marktposition gefestigt. Damit hat sich rein rechnerisch zwar die Zahl der rund 900 in der Bundesrepublik nach wie vor tätigen Elektrizitätsversorgungsunternehmen kaum verringert. Hiervon weist jedoch die Hälfte keinerlei nennenswerte Größenordnung auf, während ein Drittel entweder in den Konzernverbund der nach der Fusion nur noch vier Marktführer integriert oder mit diesen in strategischen Allianzen liiert ist.

Hinzu kommt die Tatsache, dass die größten deutschen Verbundunternehmen sich inzwischen auch erfolgreich im Gasbereich positioniert haben, um als „Multi-Energy"-Anbieter zugleich Synergiepotentiale aus der Zusammenfassung der beiden langfristig für die Versorgung wichtigsten Energieträger heben und auch die Marktposition sichern zu können. Erst kürzlich hat die Fusion von E.ON und RUHRGAS den zugleich größten Strom- und Gasversorger zum weltweit größten privaten Versorgungsunternehmen zusammengeführt, selbst wenn sich beide Unternehmen infolge der Auflage bei der Ministererlaubnis aus einer Reihe von Beteiligungen an anderen Strom- und Gasversorgungsunternehmen zurückziehen müssen.

Damit hat sich der Konzentrationsgrad in der deutschen Elektrizitätswirtschaft ohne jeden Zweifel beträchtlich erhöht, eine Entwicklung, deren Brisanz einerseits durch das zwischenzeitlich wieder zu verzeichnende Ausscheiden einer ganzen Reihe ursprünglich auf den deutschen Markt drängender Newcomer verstärkt wird, die aber andererseits auch vor dem Hintergrund des immer relevanter werdenden größeren europäischen Marktes gewürdigt werden muss, auf dem völlig neue entsprechend aufgestellte, grenzüberschreitend agierende Unternehmen gefordert sind.

Die weitere Übernahme von Anteilen an Stadtwerken oder den wenigen verbliebenen unabhängigen Regionalversorgern durch die Verbundunternehmen ist zwar zwischenzeitlich durch das Bundeskartellamt mit einer Absenkung der zulässigen Beteiligung auf unter 20% erschwert worden, und es dürften heute kaum noch in dem früher üblichen Maße strategische Preise gezahlt werden. Dennoch scheint es aber fraglich, ob sich der Umstrukturierungsprozess in der deutschen Elektrizitätswirtschaft nicht in Zukunft weiter fortsetzen wird.

Hierfür spricht nicht nur die Erwartung, dass die weiter unten noch zu diskutierenden Privilegien, die der Weiterverteilerbereich bislang genießen konnte, aller Voraussicht nach sukzessive abgebaut werden. Dies dürfte der Privatisierung der Letztverteiler neue Impulse verleihen, die vorwiegend oft hoch verschuldeten Kommunen gehören. Hinzu kommt jedoch, dass angesichts eines insgesamt stagnierenden Marktes Wachstum in Zukunft im Wesentlichen nur noch extern möglich sein wird.

Kostensenkungs- und Umstrukturierungsmaßnahmen

Dieser Prozess ist jedoch keinesfalls als abgeschlossen anzusehen. Dies gilt insbesondere für die organisatorische Umgestaltung sowie für die Hebung der mit dem Erwerb internationaler Beteiligungen gegebenen Synergiepotentiale. Auf der anderen Seite ist es den Verbundunternehmen gelungen, nicht nur die eigene Marktstellung im Elektrizitätsbereich, national wie international stark auszubauen, es gelang auch, vor allem im Verlaufe dieses Jahres, die Erlöse auf dem Großhandelsmarkt – und damit zusammen mit dem Erfolg der frühzeitig eingeleiteten Kostensenkungs- und Umstrukturierungsmaßnahmen auch die Ergebnisse – wieder entschieden zu stabilisieren. Vollkostendeckung wird zwar im Bereich der Stromerzeugung immer noch um 15 bis 20% verpasst, ein weiterer Preisanstieg ist jedoch vorprogrammiert. Dies gilt alleine deshalb, weil auch das derzeitige Preisniveau noch nicht ausreicht, Erlöse in einer Höhe zu generieren, um Neuinvestitionen im Kraftwerksbereich betriebswirtschaftlich zu rechtfertigen.

Für die allerjüngste Entwicklung sind zweifellos auch die Beeinträchtigungen verantwortlich, die sich bei der Nutzung der vorhandenen Kapazitäten infolge der trockenheitsbedingten Kühlwasserprobleme ergaben. Von großer Bedeutung ist daneben, dass die großen Erzeuger angekündigt haben, die in den Markt drängende Überkapazität abzubauen. Entscheidend scheint jedoch nicht zuletzt, dass der stark ansteigende Bedarf an Ausgleichs- und Regelenergie, der für das Management der ungleichmäßigen Durchleitung wie auch für den Ausgleich von Angebotsschwankungen bei hoch

subventionierten Stromerzeugungsanlagen auf der Basis von Windenergie erforderlich ist, dazu geführt hat, dass Erzeugungskapazität in erheblichem Umfang absorbiert wird.

Versäumnisse bei den Weiterverteilern

Die Lage und die Entwicklungsperspektiven sind in weiten Bereichen der Weiterverteiler wesentlich verhaltener zu beurteilen, auch wenn diese infolge intimer Marktkenntnis, Marktnähe und historisch gewachsener Kundenbindung zunächst einmal hervorragende Voraussetzungen besitzen, einen sich auch intensivierenden Wettbewerb durchzustehen. Zwar hatte – neben den großen Industrieverbrauchern – gerade diese Gruppe von Versorgern, sofern sie nicht wie die großen Stadtwerke ebenfalls in erheblichem Maße in der Stromerzeugung engagiert sind, vom dramatischen Einbruch der Preise auf dem Großhandelsmarkt profitiert, weil sie weder vom Wettbewerb noch von der formal immer noch existierenden Preisaufsicht gezwungen wurden, die sinkenden Beschaffungskosten an den Tarifabnehmerbereich und kleinere Industriekunden weiterzugeben.

Damit vermochten diese Unternehmen auf der einen Seite mit die besten Ergebnisse seit vielen Jahren auszuweisen, auf der anderen Seite unterlagen sie aber bei weitem auch nicht einem so starken Anpassungsdruck und leiteten entsprechende Maßnahmen zur Bewältigung der neuen Herausforderungen oft nur zögerlich und nicht konsequent genug ein. Dies gilt insbesondere für die systematische Aufdeckung und Eliminierung von Schwächen in Bereichen, in denen insbesondere kleine Stadtwerke entscheidende größenbedingte Nachteile aufweisen. Eine der aussichtsreichsten Strategien hierfür wäre beispielsweise die konsequente Ausschöpfung von Vorteilen der horizontalen Kooperation. Solche Kooperationen scheiterten von wenigen Ausnahmen abgesehen, wenn sie denn überhaupt ernsthaft verfolgt wurden, zumeist an scheinbar unüberbrückbaren Meinungsunterschieden über Fragen der Sicherung kommunalen Einflusses – und an personalpolitischen Querelen.

Die hierin zum Ausdruck kommenden Versäumnisse sind einmal dem Umstand zuzuschreiben, dass sich die Umsetzung des in der Bundesrepublik – im Gegensatz zu sämtlichen anderen EU-Mitgliedstaaten – favorisierten verhandelten Netzzugangs als außerordentlich zeitintensiv erwies und den etablierten Versorgern nur schrittweise – und auch dies oft nur durch Einschaltung des Bundeskartellamtes – Zugeständnisse abgerungen werden konnten, die vom Wettbewerb immer noch nicht als ausreichend angesehen werden. Dies gilt nicht zuletzt für die Höhe der Netznutzungsentgelte im Verteilungsbereich, aber auch für die immer noch nicht auszuschließende Diskriminierung des Netznutzers zugunsten des eigenen Vertriebs. Hinzu kam jedoch, dass die abrechnungstechnischen Voraussetzungen für die Behandlung „nichtleistungsgemessener" Kunden erst vor kurzem entwickelt und ein entsprechendes Vorgehen vereinbart werden konnte.

Kosten eines Versorgerwechsels immer noch zu hoch

Vor allem ist aber davon auszugehen, dass im privaten Bereich, und dies gilt auch für gewerbliche und „normale" industrielle Verbraucher, bei einem Versorgerwechsel immer noch hohe Transaktionskosten bei einem vergleichsweise nur geringem zu erwartenden Nutzen unterstellt werden müssen. Hinzu kommt, dass in diesem Bereich die ohnehin bescheidene „Liberalisierungsrente" längst durch zusätzliche fiskal- und umweltpolitisch begründete Eingriffe („Ökosteuer", „Erneuerbare Energien – Abgabe", KWK-Umlage") überkompensiert worden ist.

Dabei konnten auf Druck des Bundeskartellamtes bereits eine ganze Reihe von Marktzugangsbarrieren beiseite geräumt werden. Zwar genießen gerade die lokalen Versorger – wie jüngste Umfrageergebnisse bestätigen – bei ihren Kunden einen hervorragenden Ruf, was auf eine hohe Kundenbindung schließen lässt. Diese ist aber bislang auch noch nicht ernsthaft getestet worden, so dass die in diesem Bereich zu verzeichnende Wechselrate von knapp 5% wenig aussagefähig ist. In diesem Zusammenhang ist jedoch möglicherweise von entscheidender Bedeutung, dass die Vorteile der typischen Weiterverteiler bei den Beschaffungskosten in dem Maße wieder verloren gehen, wie das Preisniveau auf dem Großhandelsmarkt anzieht, und dass auch die Erlöse stärker unter Druck geraten könnten, wenn sich mit weiterem Abbau bislang existierender Markteintrittsbarrieren der Wettbewerb auch um private und kleinere Kunden aus dem gewerblichen Bereich intensiviert und gleichzeitig der Druck auf die Netznutzungsentgelte gerade im Verteilungsbereich erhöht wird.

Für die zukünftige Entwicklung auf dem deutschen Elektrizitätsmarkt dürfte jedoch von entscheidender Bedeutung die Tatsache sein, dass sich über die oben beschriebenen Aspekte hinaus das für die diversen Akteure relevante Umfeld durch eine Reihe neuer

energie- und umweltpolitischer Maßnahmen gravierend verändert hat oder verändern könnte. Dies gilt vor allem für den sich aus neuen EU-Vorgaben ergebenden zukünftigen regulatorischen Rahmen, die Vorschriften zur Trennung der einzelnen betrieblichen Aktivitäten, die aus der zunehmenden Subventionierung regenerativer Energieträger sich ergebenden Implikationen und nicht zuletzt für die mit den eingeleiteten Maßnahmen zum Klimaschutz verbundenen Konsequenzen.

Neue EU-Richtlinien

Die EU-Kommission hat mit der Binnenmarktrichtlinie für Elektrizität und Gas im vergangenen Jahr erneut weitreichende Vorgaben für die Ausgestaltung der Verhältnisse in der deutschen Elektrizitäts- und Gaswirtschaft vorgelegt. Dies gilt zum einen im Hinblick auf die Verpflichtung zur Einführung eines Regulierungsrahmens für die Strom- und Gasnetze, zum anderen für die Konkretisierung und Verschärfung der Bestimmungen zur wirksamen Trennung des Netzbetriebs von den sonstigen betrieblichen Funktionen integrierter Versorgungsunternehmen.

Gleichzeitig erlassene Bestimmungen zur beschleunigten Marktöffnung gegenüber dem ursprünglichen Zeitplan und zu ihrem Umfang besitzen für die Bundesrepublik nur eine indirekte Relevanz[1]. Denn unsere Strom- und Gasmärkte waren – zumindest formal – seit dem Beginn der Liberalisierung, d.h. seit der grundlegenden Novellierung des deutschen Energierechts im Jahre 1998 – im Gegensatz zu einer ganzen Reihe anderer EU-Mitgliedstaaten – voll geöffnet. Doch durch diese Regelung werden ohne jeden Zweifel auch für deutsche Versorger die Möglichkeiten verbessert, sich noch stärker im europäischen Ausland als Anbieter zu engagieren.

Einführung einer Regulierungsbehörde unumgänglich

Obwohl im Elektrizitätsbereich mit der Verbändevereinbarung VV II+ bereits Ende letzten Jahres eine Verständigung über eine vertragliche Regelung eines effizienten und diskriminierungsfreien Netzzugangs erreicht worden war, die auch den Interessen der Netznutzer weitgehend entspricht, wird sich auch die deutsche Elektrizitätswirtschaft ab Juli 2004 auf eine spezielle Regulierungsbehörde einstellen müssen. Die Bundesregierung hatte sich – im Gegensatz zu den übrigen EU-Mitgliedstaaten – bis zuletzt vehement gegen den Weg des regulierten und für den eines verhandelten Netzzugangs im Gas- und Elektrizitätsbereich eingesetzt, ebenso wie der größte Teil der Elektrizitäts- und Gasversorger und auch der Industrie. Sie sah sich jedoch zu diesem Kurswechsel letztendlich gezwungen, der allerdings von Anfang an als Alternative für den Fall eines Scheiterns der Verhandlungslösung vorgesehen war, als trotz persönlicher Intervention des Bundesministers für Wirtschaft im Frühjahr dieses Jahres die im Gasbereich aufgrund der Bestimmungen der Binnenmarktrichtlinie Gas längst überfällige Verbändevereinbarung gescheitert war und die EU-Kommission mit einem Vertragsverletzungsverfahren vor dem Europäischen Gerichtshof drohte.

Die scheinbar unüberwindlichen Meinungsverschiedenheiten im Gasbereich – vor allem über die Abkehr von der bisher gültigen transaktionsabhängigen Kalkulation der Durchleitungsentgelte auf der Ferngasstufe, über die Informationen, die den Netznutzern zuzugestehen sind, die Flexibilität des Netzzugangs und über das Niveau der Durchleitungsentgelte im Verteilungsbereich – schlagen insofern also indirekt auch auf den Elektrizitätssektor durch. Das entscheidende Problem besteht aber weniger darin, dass jetzt explizit eine Regulierungsbehörde mit der Marktöffnung betraut werden soll, die mit der Liberalisierung angestrebt wird. Es ist vielmehr darin zu sehen, dass es sich nach den bisherigen Planungen bei dieser Behörde nicht um das Bundeskartellamt handelt, das sich bisher bereits in diese Fragen intensiv und durchaus mit einigem Erfolg eingeschaltet hatte, sondern um die Regulierungsbehörde für Telekommunikation und Post, ohne dass bereits hinreichend geklärt wäre, wie das Verhältnis zwischen diesen beiden Behörden gestaltet werden soll.

Interpretationsspielräumen und Missbrauch vorbeugen

Auch das System des verhandelten Netzzugangs war nicht etwa – wie oft fälschlicherweise unterstellt – ausschließlich als ein „Selbstbedienungsladen“ der Marktakteure anzusehen, sondern wies ebenfalls bereits in einem erheblichen Maße Regulierungselemente auf, wenngleich diese systemkonform an die generell gültigen kartellrechtlichen Eingriffstatbestände missbräuchlichen Verhaltens bei Marktmacht geknüpft waren. Weit reichende Probleme könnten aus der Art und Intensität resultieren, mit der in Zukunft eine spezielle Regulierungsbehörde in das Marktgeschehen eingreifen wird. Die Bundesregierung hat zwar bereits erste Vorstellungen

[1] So ist statt einer begrenzten und erst längerfristig zu realisierenden Marktöffnung jetzt eine vollständige Öffnung vorgesehen, und zwar für den gewerblichen Bereich bis 2004 und für die übrigen Verbraucher bis spätestens 2007

darüber geäußert, wie sie sich die Ausgestaltung dieser Regulierungsbehörde vorstellt. So soll sie u.a. möglichst schlank organisiert sein, eine überbordende Bürokratie vermeiden, ein Maximum an bereits vorliegenden vertraglichen Vereinbarungen übernehmen und die Kontrahenten ermuntern, den eingeschlagenen Weg konsensualer Lösungssuche fortzusetzen, und von einer Einzelfallregulierung absehen zugunsten generell gültiger und vorab definierter, anreizorientierter Verhaltens- und Kalkulationsregeln. Dennoch ist weitgehend offen, wie der Regulierer seine Aufgabe interpretieren wird und welche Freiheitsgrade die Politik letztendlich bereit ist, ihm zuzugestehen.

Daher ist es dringend geboten, die Aufgaben und Pflichten des Regulierers eindeutig per Gesetz zu definieren, um durchaus denkbaren Interpretationsspielräumen und auch einem Missbrauch dieser Behörde für die Durchsetzung ganz anderer als der zunächst angestrebten Ziele vorzubeugen. Denn es ist zu bedenken, dass sich diese Institution geradezu als idealer, zentraler Hebel für die Realisierung unterschiedlichster umwelt-, industrie-, regional- oder kommunalpolitischer – und nicht zuletzt auch ideologischer – Ziele anbietet. Erste bereits in die Diskussion eingebrachte personalpolitische Empfehlungen sowie geäußerte Erwartungen an den Regulierer sollten misstrauisch machen.

Die Notwendigkeit, die Aufgaben des Regulierers exakt vorab zu definieren, ergibt sich aber auch alleine daraus, dass hierdurch Breite und Tiefe der Regulierungseingriffe entscheidend mitbestimmt werden. So sollte von vorneherein verbindlich geklärt sein, dass die zentrale Aufgabe des Regulierers darin besteht, einen effizienten diskriminierungsfreien Netzzugang wegen des hier unterstellten natürlichen Monopols zu sichern und nicht etwa für funktionierenden Wettbewerb im Elektrizitäts- und Gasbereich schlechthin Sorge tragen zu müssen. Letzteres würde nämlich unweigerlich auch Interventionen in Bereichen wie der Erzeugung, dem Handel oder der Vermarktung von Elektrizität nach sich ziehen. Und dies hieße, teilweise hinter die Ausgangssituation der Liberalisierung zurückzufallen.

Diskriminierungsfreien Netzzugang sicherstellen

Einen effizienten und diskriminierungsfreien Netzzugang sicherstellen heißt dabei, vornehmlich Marktzutrittsbarrieren – auch und nicht zuletzt im Hinblick auf die Erleichterung des grenzüberschreitenden Handels – weiter abzubauen und fair kalkulierten Durchleitungsentgelten Geltung zu verschaffen. Die Frage ist jedoch, wie weit bestimmte Marktunvollkommenheiten akzeptiert werden müssen, sei es, weil sie zumindest temporär Teil einer Anreizregulierung sein können, sei es, weil der Arm des Regulierers nicht weit genug reicht, um sie nachhaltig zu reduzieren, oder sei es, weil sie offenkundig nur verteilungs- aber nicht wettbewerbspolitisch wirken.

Aber auch die Vorstellung, fair kalkulierten Durchleitungsentgelten zum Durchbruch zu verhelfen, kommt einer Gratwanderung gleich. Sie bedeutet nämlich auf der einen Seite, wettbewerbspolitischen Belangen zu genügen, d.h. im Interesse der Netznutzer dafür zu sorgen, dass die Durchleitungsentgelte möglichst knapp kalkuliert werden, um auf diese Weise entsprechende Anreize für eine Intensivierung des Wettbewerbs über Durchleitungen zu setzen. Auf der anderen Seite heißt dies aber auch, allokationspolitischen Erwägungen Rechnung zu tragen, d.h. sicherzustellen, dass kurzfristig über entsprechende Knappheitssignale eine optimale Verwendung der vorhandenen Netzkapazität sichergestellt wird, gleichzeitig aber auch unter einem eher längerfristigen Aspekt über Anreizregulierungen knappe Ressourcen bereitgestellt werden, um die Netzkapazität zu pflegen, rechtzeitig zu ersetzen und - sofern erforderlich - zu erweitern. Hierbei sind zudem verteilungspolitische Implikationen zu würdigen, wie sie gleichermaßen mit zu karg oder auch mit zu üppig kalkulierten Durchleitungsentgelten verbunden wären.

Schwächen einer Kostenregulierung

Offen ist bislang aber auch, ob sich der Regulierer der Benchmark- oder der Kostenregulierung bedienen, ob er sich hierbei mit der Vorgabe einer adäquaten Kalkulationsmethode – und wenn ja, welcher? – für die Ermittlung der Durchleitungsentgelte zufrieden geben wird oder ob er vorab auch Vorstellungen über Kostendeterminanten und – wegen der im Netzbereich häufig anzutreffenden „joint production“ – über Schlüsselgrößen entwickeln wird. Hierbei muss Konsens darüber bestehen, dass den Netzeignern Vollkostendeckung zugestanden wird, und zwar unter Gewährung einer Kapitalverzinsung, die alternativen Anlagemöglichkeiten ebenso Rechnung trägt wie der speziell im Netzbereich vorliegenden Risikosituation oder unverschuldeter Unterbeschäftigung von Anlageteilen.

Leider zeigen viele Jahrzehnte negativer Erfahrungen die Schwächen jedweder Kostenregulierung und lassen auch für die Zukunft kaum bessere Ergebnisse erwar-

ten. Hinzu kommt jedoch, dass Regulierung sich leicht zum Erfolg verdammt sieht und offenbar dazu neigt, immer wieder die „Notwendigkeit" zusätzlicher Regulierung zu erzeugen („creeping regulation"). So kann sich Kostenregulierung kaum mit einer simplen Kontrolle einzelner angesetzter Werte anhand eines vorgegebenen Schemas zufrieden geben, sondern wird notgedrungen auch das Mengengerüst der Kosten über kurz oder lang in die Betrachtung einbeziehen müssen, d.h. nicht nur „richtige" Zinssätze, Abschreibungsbeträge, Gehälter oder Materialkosten, sondern auch die adäquate Kapitalstruktur, Investitionshöhe, Personalstruktur oder Materialqualität usw. Wird auf eine Einzelfallregulierung zugunsten einer Durchschnittsbetrachtung verzichtet, ergibt sich sofort das Problem, wie die damit jeweils der Hälfte der Netzeigner selbst bei Aufspaltung in einzelne Gruppen zufallenden Windfall Profits bzw. Losses behandelt werden sollen.

Erhebliche Bedenken bestehen aber auch darüber, dem Regulierer – ausgelöst von den jüngsten spektakulären Stromausfällen in den USA wie auch in einer Reihe europäischer Staaten – Aufgaben im Zusammenhang mit der Definition von Fragen der Qualität und Sicherung der Versorgung mit Netzdienstleistungen zu übertragen. Abgesehen davon, dass diese Probleme nicht wegen eines Zuwenig, sondern eines Zuviel an Regulierung entstanden sein dürften, muss bezweifelt werden, ob der Regulierer hierfür überhaupt die notwendige technische Expertise besitzt. Vor allem aber wäre zu befürchten, dass dies unweigerlich in Investitionsauflagen einmündet. Weit zielführender dagegen scheint mir, die Netzbetreiber eindeutig zur Vorhaltung entsprechender Kapazitäten in Netzen und Umspannstationen zu verpflichten, einschließlich der erforderlichen organisatorischen Maßnahmen sowie deren Überwachung bis hin zur Androhung von Schadensersatzansprüchen bei nachweislicher Fahrlässigkeit, hierfür aber als Voraussetzung auch die Refinanzierung entsprechender Investitionen zu garantieren.

Notwendigkeit eines Unbundling

Neben der Einführung eines Regulierers sind im Zusammenhang mit der Binnenmakrtrichtlinie Elektrizität vor allem die Bestimmungen über die effektive Entflechtung des Netzbetriebs von den sonstigen betrieblichen Aktivitäten von Elektrizitätsversorgern relevant. Diese dem Begriff „Unbundling" gekennzeichneten Vorgaben waren bereits in den ersten EU-Direktiven zur Liberalisierung der Elektrizitäts- und Gasmärkte angelegt, wurden nunmehr aber beträchtlich verschärft. Neben das rechnerische und organisatorische Unbundling tritt nun auch die Notwendigkeit eines rechtlichen Unbundling für sämtliche Elektrizitätsversorgungsunternehmen mit mehr als 100 000 Kunden. Gegenstand der Entflechtung ist das bei integrierten Unternehmen als unselbständige Abteilung geführte Netz. Dieses muss nunmehr in Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt unabhängig von den übrigen Tätigkeitsbereichen des Elektrizitätsversorgungsunternehmens geführt werden, von einer eigentumsmäßigen Entflechtung wird allerdings abgesehen. Zwar wird der Unternehmensleitung zugestanden, auch die so entstandene Tochtergesellschaft zu führen, dennoch ergibt sich hieraus eine erhebliche Beeinträchtigung der Rechte und Pflichten der Muttergesellschaft.

Für Verteiler-Elektrizitätsversorgungsunternehmen wird eine Übergangsfrist bis 2007 eingeräumt, für kleinere Verteiler mit weniger als 100 000 Kunden, sofern sie nicht im Konzernverbund stehen, eventuell auch die Entwicklung eines Code of Conduct, d.h. einer als belastbar anzusehenden Alternative zum Unbundling. Diese Möglichkeit wird aber als wenig wahrscheinlich angesehen, so dass die Bedenken nicht nur im Hinblick auf die Einbußen an Integrationsvorteilen überwiegen, wenn auch der Zielsetzung dieser Entflechtungsauflagen, nämlich die Nichtdiskriminierung einzelner Netznutzer durch Bevorzugung des eigenen Vertriebs sowie eine Quersubventionierung etwa des Vertriebs durch den Netzbetrieb auszuschließen, nicht ernsthaft widersprochen werden kann.

Diese Entflechtungsregelungen werden aller Voraussicht nach die großen Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die sie im Übrigen bereits weitgehend vollzogen haben, weit weniger stark treffen als die mittleren und kleinen, auch wenn im Augenblick Ansätze entwickelt werden, die zunächst befürchteten gravierenden Kostensteigerungen gerade bei kleineren Entflechtungsregelungen halbwegs zu umgehen. Die größte Sorge bereiten hierbei selbst den größeren Stadtwerken die Informationsanforderungen, die in der dafür vorgesehenen kurzen Übergangszeit befriedigend zu lösen sind, d.h. sicherstellen, dass keine sensiblen Daten weitergegeben werden. Hinzu kommt die Befürchtung, den aktienrechtlichen Aufsichtsverpflichtungen gegenüber den verbundenen Unternehmen nicht genügen zu können.

Die bei weitem größte Bedeutung kommt hierbei aber einem meines Erachtens von Seiten der Elektrizitätsversorgungsunternehmen zumindest offiziell bislang nicht hinreichend beachteten Aspekt zu, nämlich der Tatsache, dass Unbundling ohne eingehende Kontrolle der wirtschaftlichen Ergebnisse der unbundelten Unternehmensteile eigentlich keinen Sinn macht. Dies bedeutet, dass der Regulierer überhaupt nicht umhin kann, die Ergebnisse der Netzgesellschaften daraufhin zu überprüfen, ob im Netzbereich nicht „überzogene" Gewinne ausgewiesen wurden (bzw. sich diese nicht „vermeiden" ließen). Damit wird den in der Vergangenheit erhobenen Netznutzungsentgelten sowie den zukünftigen Forderungen nach Zugeständnissen bei den Entgelten der Boden entzogen. Ob Unbundling mit der Konsequenz einer möglicherweise als unbefriedigend angesehenen Gewinnregulierung nicht am Ende einer weiteren Strukturbereinigung in der deutschen EVU-Landschaft Vorschub leisten wird, bleibt abzuwarten.

Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Auf entschiedene Kritik stoßen muss nach wie vor auch die ungehemmte Fortsetzung der im internationalen Vergleich exzessiven Förderung der regenerativen Energieträger vornehmlich zu Lasten der Stromverbraucher, auf die die beträchtlichen Mehrkosten eines Einsatzes von Windkonvertern, Biomasse-, kleineren Wasserkraft- und Geothermiekraftwerken sowie Photovoltaik-Anlagen zur Stromerzeugung überwälzt werden können. Mit der nunmehr vereinbarten Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, in die Bundeswirtschaftsminister Clement – allerdings weitgehend vergeblich – versucht hat, ökonomische Aspekte einzubringen, soll zwar die weitere Förderung von Windenergie-Anlagen an weniger günstigen Standorten beendet und die Degression der Hilfen insgesamt (von 1,5 auf 2% p.a.) beschleunigt werden. Auch ist beabsichtigt, die bereits bestehende Härteregelung für stromintensive Unternehmen dauerhaft zu verankern und auch auf kleinere Gesellschaften (mit einem Stromjahresverbrauch von nicht mehr als 10 GWH statt wie bisher 100 GWH) und eine Stromkostenbelastung von 15% (statt bisher 20%) auszudehnen. Damit bleiben aber die Probleme jeder Festlegung von Grenzwerten ebenso bestehen, wie die konkrete Beantwortung der Frage, wie diese Ausweitung der Härteklausel damit vereinbart werden soll, dass gleichzeitig die Umlage der hierdurch entstehenden Deckungsbeiträge auf die übrigen Verbraucher nicht mehr als 10% des Gesamtvolumens betragen soll.

Die Mindestvergütungssätze für regenerative Energien werden demgegenüber jedoch nur marginal gesenkt, zum Teil (Offshore-Windkonverter, Geothermie) sogar erhöht und betragen für Offshore Windkonverter in Zukunft 9,1 ct/kwh bei einem Großhandelspreisniveau von Strom von derzeit 2,5 bis 3 ct/kwh (und vermeidbaren Kosten von 1,5 bis 2 ct/kwh), für Solarkollektoren sogar bis zu 57 ct/kwh. Am problematischsten ist jedoch, dass es bei der politischen Vorgabe bleiben soll, die Stromerzeugung aus derartigen Anlagen in der Bundesrepublik bis zum Ende des Jahrzehnts zu verdoppeln und dies durch Abnahmeverpflichtung seitens der öffentlichen Elektrizitätswirtschaft sowie hohen – den Wert des so erzeugten Stroms bei weitem übersteigenden – Mindestvergütungen und einer weit reichenden Quersubventionierung zugunsten dieser Energieträger sicherzustellen. Diese Quersubventionierung ergibt sich daraus, dass mit dem Einsatz von regenerativen Energieträgern zur Stromerzeugung in einem hohen Maße Zusatzkosten verbunden sind für erforderliche Netzverstärkungen, die Bereitstellung von Regelenergie und – infolge des suboptimalen Einsatzes dieser Energieträger – die Sicherung der Versorgung über vorzuhaltende fossile Kraftwerke zum Ausgleich der natürlichen Aufkommensschwankungen bei der regenerativen Energie. Diese können von der Elektrizitätswirtschaft im Wettbewerb nicht getragen werden und sind im Strompreis weiterzugeben.

Die Gesamthöhe der sich hieraus ergebenden Subvention kann heute bereits mit 2,5 bis 3 Mrd. Euro pro Jahr veranschlagt werden, bei weiter steigender Tendenz. Dabei ist alles andere als sicher, ob Tausende Kilometer neuer Trassen oder Seekabel durch sensible Meeresgebiete angesichts des wachsenden Widerstandes gegen derartige Anlagen überhaupt fristgerecht fertig gestellt werden können, die zum Transport des regional stark konzentrierten Stromaufkommens aus regenerativen Energieträgern in die Verbrauchsgebiete erforderlich sind.

Die Elektrizitätswirtschaft wird damit zwangsweise zum Erfüllungsgehilfen einer Politik gemacht, die als im öffentlichen Interesse angesehene Aufgaben nicht über den Staatshaushalt finanziert, wie dies noch im Falle der Kohlesubventionierung vor einem Jahrzehnt höchstrichterlich verfügt wurde, sondern die Kosten der Subventionierung diskriminierend

dem Stromverbraucher aufbürdet. Dabei steht nach wie vor der Nachweis aus – und dieser dürfte auch so leicht nicht zu erbringen sein –, dass der flächendeckende Einsatz regenerativer Energieträger unter den in der Bundesrepublik vorliegenden Bedingungen die zugleich effektivste und effizienteste Strategie darstellt, um etwa solche Ziele wie Ressourcenschonung oder Klimaschutz zu realisieren.

Implikationen des Klimaschutzes

Die größte Sorge bereiten der Elektrizitätswirtschaft derzeit jedoch die Implikationen, die sich aus den klimaschutzpolitischen Maßnahmen ergeben können. Dies betrifft auch die Konsequenzen für die anstehenden Entscheidungen über eine Erweiterung bzw. den altersbedingten Ersatz des bestehenden Kraftwerksparks, die von der Umsetzung des europaweit geplanten Systems handelbarer Zertifikate ausgehen. Zwar kann nicht aus dem Alter eines Kraftwerks bei unterstellter maximalen Lebensdauer auf einen konkreten Stillegungszeitpunkt geschlossen werden, da sich dieser aus einem Vergleich der kurzfristig vermeidbaren Kosten eines Weiterbetriebs der Anlage mit den zu erwartenden langfristigen Grenzkosten bei einem Kraftwerksneubau ergibt.

Doch weisen belastbare Berechnungen unterschiedlicher Szenarien für die nächsten beiden Jahrzehnte auf Kraftwerksneubauten in einer Größenordung von 30 000 bis 40 000 MW allein in der Bundesrepublik hin, auch ohne dabei wesentliche Zuwachsraten des Stromverbrauchs zu unterstellen. Hinzu kommt ein Ersatzbedarf von 20 000 MW Kraftwerkskapazität, mit der der politisch erzwungene Ausstieg aus der Kernenergie abgedeckt wird. Insgesamt sind also rund 50% der derzeit vorhandenen Kraftwerkskapazität zu ersetzen. Dies entspricht je nach Kraftwerkstyp einem Investitionsvolumen von 25 bis 50 Mrd. Euro.

Unter den derzeit in der Bundesrepublik herrschenden Bedingungen kommen lediglich drei Kraftwerksanlagen-Konzepte in Frage: Gas- und Dampfturbinen-Anlagen auf Erdgasbasis sowie fortschrittliche Stein- bzw. Braunkohlenkraftwerke. Hierbei ist im Wirtschaftlichkeitsvergleich das moderne Steinkohlenkraftwerk vor allem aufgrund seiner außerordentlich niedrigen Brennstoffkosten der Gas- und Dampfturbinen-Anlage auf Erdgasbasis eindeutig überlegen. Lediglich das Braunkohlekraftwerk lässt bei einem Einsatz im Grundlastbereich noch niedrigere Kosten über die gesamte Betriebszeit von 35 Jahren erwarten.

Dieses Ergebnis kehrt sich jedoch um, wenn in den Wirtschaftlichkeitsberechnungen jede Tonne emittierten Kohlendioxids mit nicht einmal 5 Euro berechnet wird. Dies ist jedoch eine Größenordnung, die aus heutiger Sicht insbesondere bei ehrgeizigen Klimaschutzzielen und dem Verzicht auf kostenminimale Strategien ohne weiteres erreicht werden kann.

Ungewissheiten beseitigen

Zwar steht der Neubau von Anlagen im Wesentlichen erst ab Ende dieses Jahrzehnts zur Diskussion, dennoch darf kein Zweifel daran bestehen, dass ohne Beseitigung dieser Ungewissheiten erst dann investiert wird, wenn dies unbedingt erforderlich ist. Und dann wird auch nicht unbedingt in Deutschland investiert werden, sondern eventuell eher in anderen Ländern der sich erweiternden EU, und auch nicht auf Basis von Kohle, sondern eher von Importgas. Dies wirft jedoch zusätzliche Fragen auf, zum einen hinsichtlich der dann notwendigen Übertragungssysteme und zum anderen hinsichtlich der Preisentwicklung, die angesichts der fortbestehenden oligopolistischen Angebotsstruktur von einer massiven Nachfrage nach Gas eintreten könnte.

Die Aufgabe auch nur einer weiteren der Kraftwerksoptionen, die nach dem beschlossenen Ausstieg aus der Kernenergie noch zur Verfügung stehen, stellt gleichzeitig die Möglichkeit eines Rückgriffs auf die verbleibende Option in hohem Maße in Frage. Daher reicht es auch keineswegs aus, im anstehenden nationalen Allokationsplan den Elektrizitätsversorgungsunternehmen kostenlos eine Erstausstattung mit Zertifikaten auf der Basis der derzeitigen Verhältnisse zu gewähren, um die hieraus resultierenden Ungewissheiten im Hinblick auf die richtige Investitionsentscheidung zu beseitigen.

Es bedarf vielmehr eines langfristig verlässlichen international koordinierten energie- und umweltpolitischen Rahmens und auch ernsthafter Bemühungen, die Kosten politisch gesetzter Klimaschutzziele zu minimieren, und dies nicht zuletzt dadurch, dass CO_2-Minderungen objektbezogener Maßnahmen in Entwicklungs- und Schwellenländern auf die nationalen Ziele angerechnet werden können.

Welche Bedeutung der gedeihlichen Fortentwicklung eines Sektors wie der Elektrizitätswirtschaft für hochentwickelte Volkswirtschaften zukommt, sollte spätestens seit den jüngsten flächendeckenden Netzausfällen in einer Reihe von Ländern deutlich geworden sein. In diesem Sinne ist zu hoffen, dass es gelingt, die derzeit unübersehbaren Probleme befriedigend zu lösen.