

## Themen und Trends zur deutschen Elektrizitätswirtschaft im Jahr 2010 und Daten 2009

Wichtige Themen in der deutschen Elektrizitätswirtschaft mit Auswirkungen auch in das Jahr 2010 hinein und darüber hinaus waren im Jahr 2009 unter anderem Fragen zur Regulierung der Strom- und Gasnetze (Umsetzung 3. Liberalisierungspaket), der Bau neuer Kraftwerkskapazitäten, die durch die neue Bundesregierung angekündigte Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke und die Konsequenzen aus dem europäischen CO<sub>2</sub>-Handel nach dem Scheitern des Klimagipfels in Kopenhagen.

Die Umsetzung des 3. Liberalisierungspaketes in Deutschland in Zusammenarbeit mit dem so genannten ITO-Modell, das häufig als deutscher Sonderweg dargestellt wird, zeigt sich als zunehmend schwierig. Aktuell werden dazu seitens der verschiedenen Wirtschaftsverbände und politischen Organisationen Gespräche mit dem BMWi geführt. Im Sommer des Jahres sollen dazu Eckpunkte vorliegen.

Im Frühjahr 2010 legte die DENA eine aktualisierte Studie zur Effizienzlücke der Stromversorgung in Deutschland vor, die zeigt, dass die derzeitigen Investitionen in fossile und regenerative Kraftwerke bzw. Stromerzeugungskapazitäten nicht ausreichen, „um im Jahr 2020 die Jahreshöchstlast mit hocheffizienten Kraftwerkskapazitäten... decken zu können“. In diesem Kontext wird auch der Entscheidung der Bundesregierung bezüglich einer Laufzeitverlängerung der KKW eine erhebliche Bedeutung zukommen.

Die durch die EU-Umweltkommission im Frühjahr 2010 begonnene Diskussion um eine Verschärfung der EU-Klimaschutzziele durch einseitige Ausweitung der CO<sub>2</sub>-Reduzierung von 20 auf 30 % bis 2020 führt aktuell zu weiteren Unsicherheiten bei Investitionsentscheidungen in neue Kohlekraftwerke. Dazu kommt, dass die Wahrscheinlichkeit eines globalen Kohlenstoffmarktes nach dem Scheitern der Klimakonferenz in Kopenhagen im Dezember 2009 als sehr gering eingeschätzt wird.

Der Elektrizitätsmarkt in Deutschland war im Jahr 2009 gekennzeichnet durch die Wirtschaftskrise, die insbesondere zu einem deutlichen Rückgang des Industriestromabsatzes geführt hat und damit im Zusammenhang auch nach Angaben des Bundesumweltamtes die deutschen CO<sub>2</sub>-Emissionen im Jahr 2009 um 9,4 % auf 428,8 Mio. t CO<sub>2</sub> (EU-Emissionshandelssystem) gesunken sind. Dieses ist seit 2005, der Einführung des Europäischen Emissionsrechtehandels (ETS) der niedrigste Wert.

Mitte Februar dieses Jahres hat die Deutsche Energieagentur (DENA) ihre 2008 publizierte „Analyse der Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020“ aktualisiert und veröffentlicht. Im Ergebnis kommt sie dabei zu der Aussage, dass die Jahreshöchstlast in 2020 nicht mit hocheffizienten Kraftwerken abgedeckt werden kann. Insbesondere gesicherte Leistung von hoch effizienten Kohle- und Gaskraftwerken für den Bereich Mittel- und Spitzenlast

würde fehlen, bzw. ältere fossile Kraftwerke müssten über ihre normale Lebensdauer (40 Jahre) hinaus betrieben werden. Der Weiterbetrieb älterer, ineffizienterer Anlagen würde zu höheren Grenzkosten, damit auch zu höheren CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreisen und insgesamt zu höheren Strompreisen führen. Deshalb wird in der DENA-Studie auch nicht von einer „Stromlücke“, sondern von einer „Effizienzlücke“ gesprochen. Diese Effizienzlücke wird in der

DENA-Studie zwischen 10.600 und 14.200 MW beziffert. Der DENA-Chef Kohler hat zugleich wiederholt den Neubau von Steinkohlekraftwerken gefordert, um ein einseitiges Setzen auf Erdgas wegen der Importabhängigkeiten und Preisrisiken zu vermeiden. Das Scheitern vieler Steinkohlenprojekte im Jahr 2009 ist weiterhin als äußerst kritisch hinsichtlich der Versorgungssicherheit mit hoch effizienten Kapazitäten zu beurteilen und unter Umständen geeignet, die Effizienzlücke weiter zu vergrößern. Als Ursachen für das Scheitern vieler Kohleprojekte werden unter anderem fehlende Akzeptanz und massive Widerstände vor Ort durch Bürgerinitiativen und Umweltverbände angegeben, allerdings gibt es auch erhebliche Risiken hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit neuer Projekte vor dem Hintergrund der erheblichen Unsicherheiten bei der Preisgestaltung im Europäischen CO<sub>2</sub>-Emissionshandelssystem, den erzielbaren Stromerlösen am Markt und der Brennstoffpreisentwicklung bei den importierten Energieträgern.

<b>Entwicklung Nettoengpassleistung („Sterbelinie“) bestehender konventioneller Kraftwerke (gemäß Restlaufzeiten nach Durchschnittswerten aus der Praxis bzw. Atomgesetz)</b>				
	2005	2010	2020	2030
	GW			
Steinkohle	25,1	23,5	15,5	5,6
Braunkohle	19,2	17,9	11,3	7,9
Erdgas	20,1	19,4	11,1	9,8
Heizöl	2,6	2,6	1,3	0,3
Kernkraft	20,3	19,2	5,3	0
Große Wasserkraft und Pumpspeicher	11,4	11,6	11,8	11,8
<b>Summe</b>	<b>98,7</b>	<b>94,0</b>	<b>56,2</b>	<b>35,3</b>

<b>Entwicklung der verfügbaren gesicherten Stromerzeugungsleistung</b>				
	2005	2010	2020	2030
	MW			
Jahreshöchstlast (bei konstanter Nachfrage)	76700	76700	76700	76700
- dann benötigte gesicherte Leistung	82700	82700	82700	82700
Jahreshöchstlast (bei sinkender Nachfrage)	76700	75933	72865	71331
- dann benötigte gesicherte Leistung	82700	81873	78565	76911
Gesicherte Leistung bestehender thermischer Kraftwerke (inkl. große Wasserkraft)	78932	72472	39051	21361
Gesicherte Leistung durch neue thermische Kraftwerke der Kategorie A		2389	9929	9929

Gesicherte Leistung durch neue thermische Kraftwerke der Kategorie B		1091	2697	2697
Gesicherte Leistung durch regenerative Energien (mit EEG-Förderung)	4121	7130	10299	12584
Gesicherte Leistung durch zusätzliche KWK-Kapazitäten	1814	2176	6003	8595
Noch benötigte Leistung (bei konstanter Nachfrage)	-2167	-2558	14722	27534
Noch benötigte Leistung (bei sinkender Nachfrage)	-2167	-3385	10587	21745

Die DENA sieht auch die teilweise durch andere Gutachter geäußerte Unvereinbarkeit von konventionellen und erneuerbaren Kapazitäten nicht, sondern kommt vielmehr zu dem Schluss: „Der Neubau hocheffizienter Kraftwerke führt nicht zu einer Behinderung des weiteren Ausbaus der Erneuerbaren Energien. Vielmehr sind der Zubau hocheffizienter Kohle- und Erdgaskraftwerke und die Sicherstellung des weiteren Ausbaus Erneuerbarer Energien erforderlich.“

Zu einer weiteren Behinderung hat die Nicht-Verabschiedung des CCS-Gesetzes im Sommer 2009 geführt. Dieses Gesetz sollte die Abtrennung und Einlagerung von CO<sub>2</sub> regeln und damit eine entsprechende Investitionssicherheit für die Unternehmen ermöglichen. Offensichtlich bedingt durch landespolitische Besonderheiten sah sich allerdings die CDU/CSU-Bundestagsfraktion in der großen Koalition nicht in der Lage, dem Gesetz zuzustimmen, so dass bis Mai 2010 kein konkreter neuer Vorschlag vorliegt. Dadurch wurde zumindest ein größeres CCS-Projekt erst einmal auf der Zeitachse verschoben. Die neue christlich/liberale Koalition hat in ihrem Koalitionsvertrag festgehalten, ein entsprechendes CCS-Gesetz einzuführen. Von vielen Fachleuten wird die Einführung eines solchen Gesetzes dringend eingefordert, um langfristig die klimapolitisch ambitionierten Ziele der EU und der Bundesregierung sicher umsetzen zu können und gleichzeitig auch den energiepolitischen Dreiklang aus Versorgungssicherheit, Preiswürdigkeit und Umweltschutz darstellen zu können.

Im klimapolitischen Kontext wurde im März 2010 auch ein Gutachten des wissenschaftlichen Beirates beim Bundesministerium der

Finanzen zum Thema „Klimapolitik zwischen Emissionsvermeidung und Anpassung“ der Öffentlichkeit bekannt gegeben. Der Beirat kommt dabei zu dem finanzwissenschaftlich-ökonomischen Ergebnis, dass es wesentlich effektiver sei, stärker auf Anpassungsmaßnahmen denn auf Emissionsminderung zu setzen.

In Fragen der Laufzeitverlängerung der deutschen Kernkraftwerke hat sich die Regierungskoalition aus CDU/CSU und FDP sowohl in ihren Wahlprogrammen als auch im Koalitionsvertrag auf eine Laufzeitverlängerung festgelegt und die Kernenergie als Brückentechnologie bis zum Erreichen des regenerativen Zeitalters bezeichnet. Offensichtlich werden verschiedene Modelle einer Laufzeitverlängerung geprüft, die nach dem bisherigen Kenntnisstand zwischen 8 und 28 Jahren, das heißt, Regellaufzeit der Kraftwerke von 40 bis zu 60 Jahren liegen. Eine Einigung wurde bis Mai des Jahres nicht erreicht, zudem scheinen sich noch wesentliche technisch-ökonomische Fragen in der Diskussion zu befinden. Klar scheint aber der erklärte Wille, die zu erwartenden positiven betriebswirtschaftlichen Beiträge aus einer Laufzeitverlängerung in erheblichem Maße abzuschöpfen. Dazu existieren ebenfalls verschiedene Vorstellungen.

Seitens einiger „Newcomer“ auf dem Erzeugungsmarkt werden Befürchtungen in Richtung einer potentiellen Wettbewerbsverzerrung geäußert, da durch den eventuellen Weiterbetrieb der abbeschriebenen Kernkraftwerke neue Kapazitäten auf Kohle- und Gasbasis unter Umständen wegen der zu Beginn vergleichsweise hohen Kapitalkosten den Markteintritt nicht erreichen könnten. Dem gegenüber stehen die Preis dämpfenden Effekte bei den Strom- und CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreisen, die eine Laufzeitverlängerung zeigen würde.

Im September 2009 ist das 3. Binnenmarktpaket zur Liberalisierung der Energiemärkte in Kraft getreten. In den kommenden Monaten und Jahren ist dieses 3. Binnenmarktpaket nun in nationales Recht umzusetzen. Das 3. Binnenmarktpaket enthält weitgehende Entflechtungsvorschriften für die Höchstspannungs- bzw. Fernleitungsnetze. Grundsätzlich besteht die Wahlmöglichkeit zwischen einer eigentumsrechtlichen Entflechtung (OU), die

Sonderregelungen für staatliche Unternehmen enthält:

- Independent-System-Operator (ISO)
- Independent Transmission Operator (ITO).

Aufgrund der gewachsenen Strukturen in Deutschland ist dabei insbesondere die Ausgestaltung des ITO von besonderem Interesse. Dabei bleibt das vertikal integrierte Unternehmen grundsätzlich Eigentümer, ist aber verpflichtet, notwendige Investitionen etc. durchzuführen. Ferner gilt das Verbot von so genannten Shared-Services zwischen dem vertikal integrierten Unternehmen und dem Netzbetreiber. Ferner existieren beschränkte Rechte des Aufsichtsrates sowie so genannte Cooling-off-perioden für Aufsichtsratsmitglieder und Manager.

Die Kompetenzen der nationalen, aber auch der europäischen Regulierungsinstanzen sind erheblich ausgeweitet worden. Es wird eine deutliche Verlagerung der Kompetenzen Richtung der EU-Ebene erwartet. Um die gewachsenen integrierten Strukturen inkl. der daraus resultierenden arbeits- und sozialrechtlichen Beziehungen zu schützen und gleichzeitig eine hohe Effizienz sicherzustellen, ist darauf zu achten, dass die nationale Ausgestaltung des ITO praktikabel durchgeführt wird. Hierzu sind die entsprechenden Aspekte der betrieblichen und Unternehmensmitbestimmung, basierend auf dem deutschen Modell, hinreichend zu berücksichtigen. Auch müssen die Beschäftigungsmöglichkeiten hinsichtlich der Berufsfreiheit gewährleistet bleiben. Prinzipiell ist darauf zu achten, dass der ITO im Laufe des weiteren Verfahrens nicht zu einem Übergangsmodell wird, da dann die gewachsenen deutschen Strukturen entweder durch das OU oder durch das ISO-Modell noch erhebliche stärker tangiert werden würde.

Durch die dramatischen Produktionseinbrüche in Folge der Finanz- und Wirtschaftskrise sind im Jahr 2009 die CO<sub>2</sub>-Emissionen in den EU-Staaten nach Einschätzung der EU-Kommission deutlich gesunken. Auch wenn sich so das ursprüngliche Ziel der EU-Staaten, bis zum Jahr 2020 die CO<sub>2</sub>-Einträge um 20 % gegenüber 1990 zu reduzieren, leichter erreichen lassen wird, bleibt der Rückgang europäischer Industrieproduktion der falsche Weg zu Emissionsminderungen.

Deshalb ist es unverständlich, dass die EU-Generaldirektion Klimaschutz nun das Einsparziel für 2020 auf 30 % gegenüber 1990 erhöhen will. Ursprünglich war vorgesehen, dass 20 %-Ziel nur dann auf 30 % anzuheben, wenn ein internationales Klimaschutzabkommen abgeschlossen wurde, das garantiert, dass nach dem Ende 2012 auslaufenden Kyoto-Protokoll auch die übrigen Staaten zu nennenswerten CO<sub>2</sub>-Reduktionen verpflichtet sind.

Diese weitere Verschärfung der EU-Klimaziele würde für die betroffenen Unternehmen eine Einkürzung ihrer CO<sub>2</sub>-Emissionen um rund 1/3 gegenüber den bislang angenommenen 20 % bedeuten. Zusätzlich ist ein entsprechender Preisschub für die CO<sub>2</sub>-Zertifikate zu erwarten.

Es erscheint sehr offensichtlich zu sein, dass auch diese Diskussion in Brüssel und Berlin nicht geeignet ist, die notwendigen Investitionen in neue Kohle- und Gaskraftwerke zu fördern.

#### Daten und Fakten:

Der Elektrizitätsverbrauch (netto) ist in der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 2009 gegenüber dem Vorjahreszeitraum um 4,9 % auf 511,8 TWh gesunken. Die Bruttostromerzeugung ist in 2009 mit 596,8 TWh um 6,4 % im Vergleich zum Vorjahr gesunken. Im Wesentlichen wird der Bedarf dabei durch die Kraftwerke der Stromversorger zu 82 % gedeckt. Industriekraftwerke und private Strom-einspeise erzeugten 7 bzw. 11 %.

Wie im Vorjahr war auch in 2009 der Strom-export mit 54,8 TWh deutlich größer als die Importe mit 40,5 TWh. Gegenüber 2008 stiegen die Importe um 0,3 TWh und die Exporte fielen deutlich geringer aus.

Bruttostromerzeugung nach Energieträgern		
Energieträger	2008	2009*
	Mrd.kWh	
Kernenergie	148,8	134,9
Braunkohle	150,6	146,5
Steinkohle	124,6	109,0
Erdgas	86,7	77,0
Mineralöl	9,2	12,5
Wasser	26,5	24,5
- davon regenerativ	20,4	19,0
Wind	40,6	37,8
Sonne, Biomasse, Müll und Sonstige	50,3	54,6
<b>Insgesamt</b>	<b>637,3</b>	<b>596,8</b>
* Vorläufige Werte Quelle: BDEW		

Nach wie vor stützt sich die deutsche Stromversorgung auf einen relativ breiten Mix ab. Im Jahr 2009 wurden dabei rund 2/3 der Produktion durch die Energieträger Braunkohle und Steinkohle sowie Kernenergie erbracht. Die fossil befeuerten Anlagen leisteten rund 60 % der Arbeit.

Konjunkturbedingt sank der industrielle Verbrauch auf 45 %. Jeweils rd. 1/4 des Elektrizitätsbedarfs erfolgt durch private Haushalte und Kleinverbraucher (Handel, Gewerbe, Dienstleistung und öffentliche Einrichtungen) und 3 % der Elektrizität findet den Absatz im Verkehrssektor.

Aufkommen und Verwendung von Elektrizität in Deutschland		
	2008	2009*
	Mrd.kWh	
Kraftwerke der Stromversorger und der Bahn	523,1	487,4
+ Industriekraftwerke	49,4	44,1
+ Anlagen anderer privater Erzeuger	64,8	65,3
= Gesamte Brutto-Erzeugung	637,3	596,8
- Eigenverbrauch	38,3	36,8
= Netto-Erzeugung	598,9	560,5
+ Einfuhr	40,2	40,5
= Aufkommen	639,2	601,0
- Ausfuhr	62,7	54,8
= Im Inland verfügbares Aufkommen	576,5	546,2
- Pumpstromverbrauch	7,9	7,3
= Gesamt-Stromverbrauch	568,5	538,9
- Netzverluste und Nichterfasstes	30,1	27,1
= Netto-Stromverbrauch**	538,4	511,8
davon:		
Industrie	252,4	228,1
Private Haushalte	139,5	139,2
Gewerbe/Handel/Dienstleistungen/Landwirtschaft	130,0	128,5
Verkehr	16,5	16,0
* Vorläufige Werte.		
** Der Brutto-Stromverbrauch ermittelt sich aus dem Netto-Stromverbrauch zuzüglich Netzverluste, Pumpstromverbrauch und Eigenverbrauch der Erzeugungsanlagen; der Brutto-Stromverbrauch lässt sich ebenfalls als Summe aus Brutto-Stromerzeugung und Stromimporten abzüglich der Stromexporte ableiten.		
Quelle: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 3/2010		

Im Jahre 2009 waren die Erneuerbaren Energien mit rund 16 % entsprechend 93 TWh an der Stromversorgung in Deutschland noch vor dem Erdgas viertgrößter Erzeuger. Die nach dem EEG geförderte Menge betrug rund 73 TWh und war damit um rund 2 TWh größer als im Vorjahr. Es ist ein weiterer Zuwachs politisch gewünscht und zu erwarten.

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland erfolgte wie auch in den Vorjahren und in den kommenden Jahren über das Erneuerbare Energiengesetz (EEG), das erhebliche Zuschüsse für Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien vorsieht. Im Jahre 2009 betrug die Vergütung für EEG-Einspeisungen 9,992 Mrd. € nach 8,717 Mrd. € im Jahre 2008. Je nachdem welcher Wert dem EEG-Strom zugeschrieben wird, schwankt die Höhe der wirtschaftlichen Subventionierung des EEG-Stroms erheblich. Insgesamt ergibt sich ein gestiegener durchschnittlicher Vergütungssatz von 13,57 Cent/KWh gegenüber 12,25 Cent im Vorjahr.

Ansprechpartner bei der IG BCE:

Text: Franz-Gerd Hörschemeyer

Tel. 0511-7631-257

E-Mail: franz-

gerhard.hoerschemeyer@igbce.de

Weitere Infos: [www.igbce.de](http://www.igbce.de)

Stand: Mai 2010