



## EU-Energiepolitik: Höchste Zeit zu handeln!

5. März 2007



**Die Herausforderungen für die EU-Energiepolitik sind immens.** Zunehmende Klimagefahren, mangelnder Wettbewerb auf den Märkten für Elektrizität und Erdgas sowie steigende Importabhängigkeit bei wichtigen Energieträgern wie Öl und Gas dulden keinen Aufschub mehr. Es ist höchste Zeit zu handeln.

**Europa muss Vorreiter für eine neue Energie- und Umweltkonzeption in naher Zukunft werden.** Nationale Trippelschritte haben sich als untauglich erwiesen. Nur eine gemeinsame europäische Energiepolitik verspricht Hoffnung auf eine nachhaltige Energiezukunft. Ein Warten auf Nordamerika und Asien hieße, dass eine mutige Energiewende in der kommenden Dekade nicht stattfände. Liefert Europa vernünftige Lösungen, dürften andere Weltregionen folgen.

**Neue Klimaschutzpolitik ist nötig.** Positiv wäre eine Erweiterung des EU-Emissionshandels auf andere Sektoren (z.B. Luftverkehr), Treibhausgase und Länder. Ferner sind Versteigerungen der Zertifikate anzustreben. Ein gemeinsamer EU-Zielwert für erneuerbare Energien bis 2020 wäre Anlass in anderen Weltregionen die eigene Energiestrategie zu überdenken. Die Energiequellen sparen und Effizienz können – auch mittels internationaler Abkommen – zur Verbesserung der Umwelt- und Energiebilanz beitragen.

**Mehr Wettbewerb für Leitungsenergien.** Ideal wäre eine vollständige Separierung der Energienetze von Erzeugung/Vertrieb. Die großen Länder Europas werden aber höchstens eine buchhalterische Trennung zulassen. Positiv wäre die Entwicklung eines Parallelmarktes für Erdgas. In Deutschland sollte die neue Anreizregulierung den Druck auf die Netzentgelte erhöhen. Die Bundesnetzagentur sollte die Ferngasstufe – auch im Interesse der europaweiten Binnenkonvergenz – in die Regulierung aufnehmen.

**Energiesicherheit steigern.** Dazu sind alle Hebel wie Sparanstrengungen, Energiealternativen und Diversifikation der Lieferländer zu nutzen. Russland behält eine Schlüsselrolle; eine belastbare Energiepartnerschaft ist unverzichtbar. Die Formierung einer Gas-OPEC würde geplante Pipeline-Projekte und die EU-Strategie unterminieren.

### Autor

Josef Auer  
+49 69 910-31878  
josef.auer@db.com

### Editor

Hans-Joachim Frank

### Publikationsassistentz

Sabine Berger

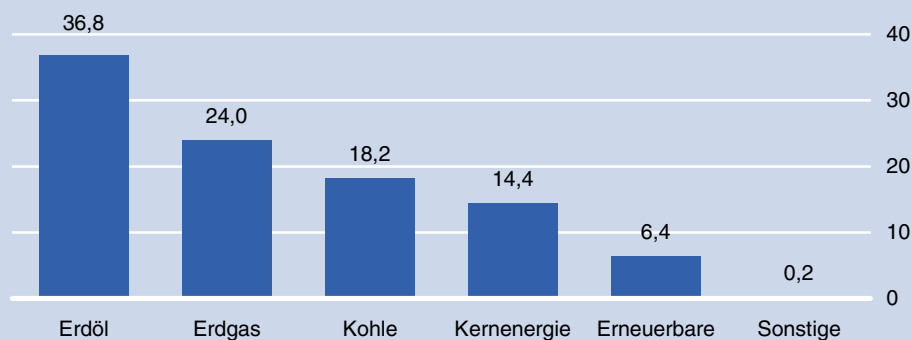
Deutsche Bank Research  
Frankfurt am Main  
Deutschland  
Internet: [www.dbresearch.de](http://www.dbresearch.de)  
E-Mail: [marketing.dbr@db.com](mailto:marketing.dbr@db.com)  
Fax: +49 69 910-31877

### DB Research Management

Norbert Walter

### Mix des Energieverbrauchs der EU-27

Primärenergieverbrauch 2004, in %



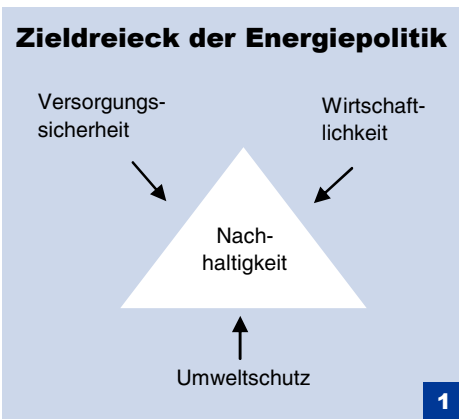
Quellen: EU-Kommission, Eurostat



### Herausforderungen an EU-Energiepolitik steigen

Hätte es eines Beweises bedurft, dass die Energie- und Umweltpolitik der EU zu den wichtigen Politikfeldern der Gegenwart gehört, dann kämen die jüngsten Ereignisse wie gerufen. Zwei Beispiele:

- Da ist der dramatische Preisanstieg des Energieträgers Nr. 1, des Erdöls: Ende 1998 knapp USD 10 pro Barrel und Anfang 2007 mehr als USD 50/Barrel – d.h. eine Preisexplosion um über 400%. Und im Gefolge der Leitenergie steigen die Preise für Erdgas und weitere Energien. Die Zeiten billiger Energie sind damit wohl vorbei.
- Eine Vielzahl neuer Studien zeigt, dass das Weltklima nicht zuletzt durch die derzeitige Art menschlichen Lebens und Wirtschaftens ernsthaft gefährdet ist. Was früher noch als „Risiko“ klassifiziert wurde, ist heute vielerorts bereits Realität – von großflächiger Versteppung, Bodenerosion, Wetterextremen wie Hurrikane und Tornados bis hin zum Abschmelzen der Gletscher sowie zum Anstieg des Meeresspiegels.



### Nachhaltigkeit und Wettbewerbsfähigkeit nicht erreicht

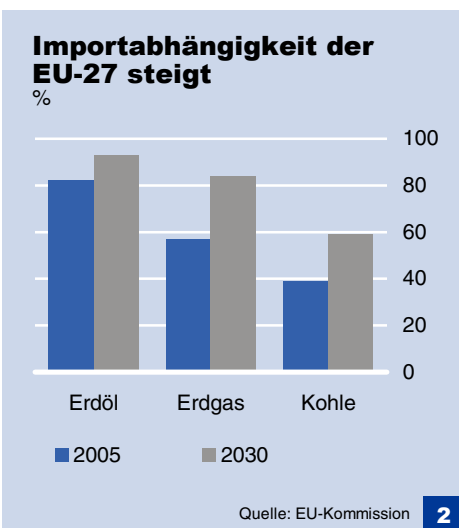
Anfang Januar 2007 kam die EU-Kommission in ihrer Mitteilung „Eine Energiepolitik für Europa“ an den Europäischen Rat und das Europäische Parlament zu dem erschreckenden Befund, die derzeitige EU-Energiepolitik sei nicht nachhaltig. Denn bei einem Festhalten an der bisherigen Energie- und Verkehrspolitik werden bis 2030 die CO<sub>2</sub>-Emissionen in der EU um 5% und weltweit um 55% zunehmen. Zur Bekämpfung dieses Problems strebt die Kommission eine Reduzierung der Treibhausgasemissionen an, die ausreichen soll, um den globalen Temperaturanstieg auf 2°C gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen. Der Energiepolitik kommt dabei eine Schlüsselrolle zu, da Energie für 80% aller EU-Treibhausgasemissionen ursächlich ist.

### Energieimportabhängigkeit wird unterschätzt

Die EU-Kommission erwartet, dass als Folge einer „Business-as-usual“-Politik die Abhängigkeit der EU von Energieimporten von derzeit 50% des Gesamtenergieverbrauchs auf 65% in 2030 steigen würde. Die ohnehin schon hohe Importabhängigkeit bei Erdöl (derzeit 82%) und auch Erdgas (57%) nimmt dann bis 2030 bei Erdöl spürbar auf 93% und bei Erdgas auf 84% zu.

Die EU-Kommission sieht die „Gefahr einer Energieversorgungslücke“. Dabei verweist sie auf Schätzungen der Internationalen Energieagentur (IEA), wonach die globale Ölnachfrage bis 2030 um 41% zulegen wird. Für die Kommission ist fraglich, ob die Öl- und Gasproduzenten die erforderlichen hohen Investitionen zur Befriedigung der Nachfrage künftig überhaupt tätigen können. Problematisch sei deshalb das Fehlen von Mechanismen, die im Falle von Versorgungskrisen die Solidarität zwischen den Mitgliedstaaten sicherstellen würden – und dies trotz der Tatsache, dass einige Länder weitgehend oder gar vollständig von nur einem Gaslieferanten abhängen.

Allein im Elektrizitätssektor der EU sind bis 2030 – trotz unterstellter „wirksamer Energieeffizienzpolitik“ – Investitionen von EUR 900 Mrd. erforderlich, um den im „Business-as-usual-Szenario“ erwarteten Anstieg der Stromnachfrage um 1,5% p.a. befriedigen zu können. Solche Investitionen setzen allerdings die Funktionsfähigkeit der Strom- und Gasbinnenmärkte in der EU voraus. Dies ist jedoch derzeit noch nicht gegeben.



**Steinkohle international  
breit gestreut**

2005

	Förderung	Verbrauch
Welt (in EJ)	122,6	122,4
	%	%
Europa	4,0	8,8
GUS	8,2	6,3
Afrika	4,6	3,7
Naher Osten	0,0	0,3
Austral- Asien	59,3	56,4
Nord- amerika	22,5	22,5
Latein- amerika	1,4	0,7
OECD	32,8	37,2
EU-25	3,6	7,7
OPEC	3,3	0,8

Quellen: BGR (2005), eig. Berechnungen

3

**Emissionshandel wird fortgesetzt****Statt nationaler Trippelschritte mehr EU-Energiepolitik**

Die Umweltprobleme und Energiemarktentwicklungen offenbaren zunehmende Herausforderungen an die EU-Energiepolitik. Damit ist eine Neuausrichtung des Zieldreiecks der Energiepolitik nicht nur dringend nötig, sondern überfällig. Die zunehmend länderübergreifenden Herausforderungen erfordern eine größere Zuständigkeit auf EU-Ebene für die Erreichung von Umwelt-, Versorgungs- und Wettbewerbszielen. Ein Herangehen mittels einzelstaatlicher Trippelschritte, wie es in der Vergangenheit oft der Fall war, ist nicht angemessen. Angesichts mittlerweile 27 Mitgliedern führen einzelstaatliche Lösungswege nur tiefer in ein bürokratisches Labyrinth.

Das Beispiel der Energiemarktliberalisierung seit den 90er Jahren zeigt, wie mühsam der Weg sein kann. Wo stände Europa heute, hätte nicht die EU-Kommission vor Jahren den Gedanken des Binnenmarktes für Energie entworfen und die Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte dynamisch vorangetrieben – trotz all der Gegenwehr vieler Mitgliedstaaten. Gerade die Widerstände gegen die jüngsten grenzüberschreitenden Unternehmenszusammenschlüsse beweisen, wie wenig der Gedanke eines europäischen Binnenmarktes für Energie schon verankert ist.

Die EU ist gut beraten, sich sehr ehrgeizige Ziele für ihre Energiepolitik zu setzen: Die offenkundigen Klimagefahren erfordern mehr Nachhaltigkeit und Umweltschutz bei der Gewinnung von Primär- und Sekundärenergien, bei Energienutzung und -verbrauch. Der steigende globale Wettbewerb muss zu mehr Wirtschaftlichkeit unserer Energieversorgungsstrukturen führen. Nur mehr Wettbewerb kann den Preisanstieg für Industrie und private Haushalte dämpfen. Die künftig wachsende Energieimportabhängigkeit, politische Instabilitäten und relative Verknappungstendenzen erfordern größere Sicherheitsanstrengungen. Diese sind einzubetten in eine moderne strategische Energiepolitik, eine Art EU-Energieaußenpolitik.

**Europa sollte Vorreiter für neue Umweltkonzeption sein**

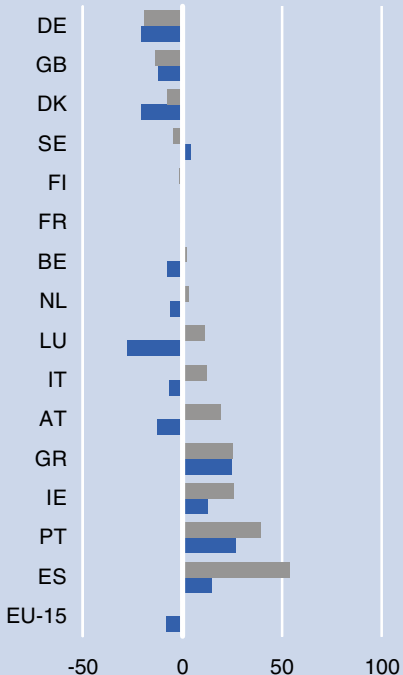
Die jüngsten Hinweise in den Weltklimastatistiken und -prognosen sollten Anlass zum Neuansatz für die Energie- und Umweltkonzeption in Europa und der Welt sein. Europa sollte dabei die Vorreiterrolle übernehmen. Die Erklärung der Umweltminister der 27 Mitgliedstaaten am 20. Februar 2007, wonach der Treibhausgasausstoß in der EU bis 2020 um mindestens 20% unter das Niveau von 1990 zu senken ist, ist deshalb zu begrüßen. Machen auch andere Industrieländer mit, soll der Klimagasausstoß von CO<sub>2</sub> oder Methan sogar um 30% reduziert werden. Neu ist, dass der Emissionshandel damit selbst im Falle eines Scheiterns von Kyoto II fortgesetzt werden wird. Bis dato existierte nur die EU-Verpflichtung, die Emissionen bis 2012 um 8% zu mindern. Bei der Lastenverteilung zeichnet sich ab, dass einzelne Länder wie Deutschland wegen größerer Wirtschaftskraft mehr leisten müssen. Die neue Klimaschutzpolitik soll auf dem EU-Gipfel im März in Brüssel beschlossen werden.

Wirksame Instrumente zur Zielerreichung sind der Ausbau des CO<sub>2</sub>-Emissionshandels, die Expansion der alternativen Energien, Steigerung der Energieeffizienz und Einsparanstrengungen auf allen Ebenen der Energiekette.

**EU-Emissionshandel ausbauen**

Der Start des EU-Emissionshandels Anfang 2005 ist grundsätzlich positiv zu bewerten – trotz der Tatsache, dass viele Länder von den Kyoto-Zielen noch weit entfernt sind, es zu erheblichen Windfall-

**Viele Länder von Kyoto-Zielen noch weit entfernt**

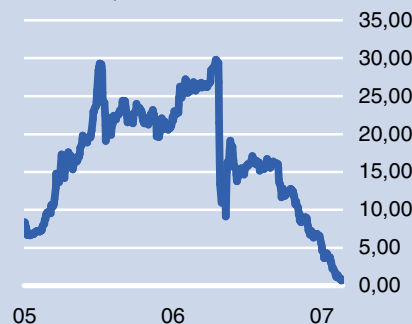


■ Veränderung der CO2-Emissionen 2005 gg. 1990 in %  
 ■ Geplante CO2-Emissionen nach Kyoto-Protokoll (2008/12 gg. 1990 in %)

Quelle: DIW **4**

**Preis für EU-Emissionsberechtigungen**

Euro je Emissionsberechtigung (für eine Tonne CO<sub>2</sub>)



Quelle: EEX Leipzig **5**

Profits der Energieerzeuger kam, eine hohe Preisvolatilität auftrat und letztlich das Überangebot auf die Preise drückte.<sup>1</sup> Anstelle einer kostenlosen Zuteilung der Zertifikate wäre eine schrittweise Erhöhung der Versteigerungsanteile in den nächsten Jahren sinnvoll. Ein Vorteil der Versteigerung ist, dass der Marktmechanismus bereits im Vergabeprozess seine positive Wirkung entfaltet. Überdies wird der Umstieg auf kohlenstoffärmere Energieträger und Energietechnologien beschleunigt. Positiv wäre zudem eine Erweiterung des Emissionshandels auf andere Sektoren (z.B. Luftverkehr und weitere Branchen des Produzierenden Gewerbes), Treibhausgase und Länder. Dank des sich abzeichnenden neuen Zeithorizonts bis 2020 ist es sinnvoll, die bisherigen Kinderkrankheiten des Emissionshandels rasch zu kurieren und das Instrument für die kommende Dekade fit zu machen. Wenn Europa zeigt, dass der Emissionshandel ein Erfolgsmodell ist, dürften andere Länder, die bisher abseits stehen, alsbald folgen und das innovative Modell zur Verbesserung des Weltklimas imitieren bzw. sich anschließen.

**In EU alternative Energien und Technologien fördern**

Energierat und Umweltrat konnten sich bisher nicht auf einen verbindlichen 20%-Zielwert für erneuerbare Energien verständigen, der von der EU-Kommission vorgeschlagen wurde. Das ist bedauerlich, denn ein eindeutiges Commitment der EU würde in anderen Weltregionen nicht nur wahrgenommen, sondern gäbe vielerorts auch Anlass, die eigene Energiestrategie zu überdenken. Es ist immer noch nicht in allen Teilen der Welt Grundkonsens, dass erneuerbare Energien in besonderem Maße geeignet sind, perspektivisch eine Verbesserung des Energiemix zu ermöglichen. Ein Beispiel sind die USA, wo sich das neue Denken in Energiealternativen und Energiesparen erst zuletzt verstärkt.<sup>2</sup>

Freilich lässt sich über Fördermodelle, die Höhe der Anfangssubventionen, die Auswahl der begünstigten Energiequellen und Technologien trefflich streiten.<sup>3</sup> Gleichwohl scheint die Erwartung berechtigt, dass die neuen Energien – nicht erst in weiter Zukunft – wertvolle Beiträge zur Sicherheit der Energieversorgung, Reduzierung der Importabhängigkeit sowie Verbesserung der Umweltbilanz und des Weltklimas leisten können. Und bei derzeitigen Preisen für die weltweit quantitativ wichtigste Energiequelle, das Erdöl, ist die preisliche Wettbewerbsfähigkeit von Energiealternativen in einigen Ländern bereits gegeben – z.B. bei Wasserkraft oder Biokraftstoffen in Brasilien.

Der Anteil der Erneuerbaren am EU-Gesamtenergiemix liegt heute bei etwa 7%. 1997 setzte sich die EU das Ziel, bis 2010 den Anteil auf 12% zu erhöhen. Tatsächlich wird der Anteil 2010 wohl unter 10% bleiben. Es wäre bedauerlich, wenn die Initiativen der Kommission für Erneuerbare bei Biokraftstoffen, Elektrizitäts- sowie Wärme- und Kälteerzeugung zu wenig Unterstützung in der EU fänden. Gerade europäische Unternehmen könnten dank ihres technologischen Vorsprungs vom globalen Marktwachstum für Erneuerbare profitieren.

<sup>1</sup> Zu den Details vgl. Heymann, Eric (2007). EU-Emissionshandel. Verteilungskämpfe werden härter. Deutsche Bank Research. Aktuelle Themen Nr. 377. Frankfurt am Main.  
<sup>2</sup> Vgl. Auer, Josef (2005). Die neue Energiepolitik der USA. Nicht mehr als ein Anfang. Deutsche Bank Research. Aktuelle Themen Nr. 340. Frankfurt am Main.  
<sup>3</sup> Vgl. z.B. Auer, Josef (2005). Boombranche Solarenergie. Deutsche Bank Research. Aktuelle Themen Nr. 320. Frankfurt am Main. Auer, Josef (2005). Bioenergien für die Zeit nach dem Öl. Aktuelle Themen Nr. 327. Frankfurt am Main.

Die EU-Kommission wird 2007 einen europäischen Strategieplan für innovative Energietechnologien vorlegen. Derzeit werden etwa 50% der EU-Stromversorgung durch Kohle und Erdgas gedeckt. Es ist zu hoffen, dass die Umstellung bis 2050 auf ein kohlenstoffarmes Energiesystem – wie die Kommission erwartet – gelingt. Wir sehen durchaus eine Zukunft mit CO<sub>2</sub>-armen fossilen Brennstoffen. Voraussetzung ist allerdings, dass moderne Energie- und Umwelttechnologien die Kohle fit machen für diese kohlenstoffarme Zeit. Die Kohle verfügt als Öl- und Gas-Substitut über große Potenziale, ist aber ein unterschätztes Multitalent.<sup>4</sup> Die Kommission betont, dass die Entscheidung über die Stromerzeugung aus Kernkraft bei jedem einzelnen Mitgliedstaat liegt – wir sehen das genauso.

### Zu den wichtigsten Sparvorschlägen der EU-Kommission gehören:

Beschleunigte Einführung von Fahrzeugen mit hoher Kraftstoffeffizienz für den Verkehrsbe- reich, stärkere Nutzung der öffentlichen Ver- kehrsmittel und Weitergabe der tatsächlichen Transportkosten an die Verbraucher.

Strengere Standards und bessere Gerätekennezeichnung.

Rasche Verbesserung der Energiebilanz bestehender Gebäude in der EU und Übernahme einer Vorreiterrolle, indem angestrebt wird, Niedrigenergiehäuser zur Norm für Neubauten zu machen.

Kohärente Anwendung steuerlicher Regelungen zur Durchsetzung einer effizienteren Energie- nutzung.

Erhöhung der Effizienz bei Heizwärme- und Stromerzeugung, -übertragung und -verteilung.

Abschluss eines neuen internationalen Ab- kommens über Energieeffizienz zur Unter- mauerung gemeinsamer Anstrengungen.

### Energiequellen Sparen und Effizienz mehr nutzen

Mehr Sparen und höhere Energieeffizienz könnten die Energie- und Umweltbilanz der EU spürbar verbessern. Die Umsetzung des Akti- onsplans für Energieeffizienz (aus 2006) wäre ein großer Erfolg. Die Kommission stellt fest: „Ist der Aktionsplan erfolgreich, würde dies bedeuten, dass die EU bis zum Jahr 2020 etwa 13% weniger Ener- gie als heute verbraucht, was einer Einsparung von 100 Mrd. EUR und etwa 780 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr entspricht.“<sup>5</sup>

Die Kommission ist zu unterstützen, wenn sie sich um ein „neues internationales Abkommen über Energieeffizienz“ bemüht, das die OECD und wichtige Entwicklungsländer (wie China und Indien) ein- beziehen könnte. Dass Sparen und Effizienz große Potenziale zur Verbesserung der Umweltbilanz bergen, zeigt eine Schätzung der IEA: Demnach würde schon heute eine höhere Energieeffizienz die globalen CO<sub>2</sub>-Emissionen um etwa 20% reduzieren.<sup>6</sup>

### Mehr Wettbewerb für Leitungsenergien erforderlich

Seit Jahren leiden die EU-Länder laut Kommission unter den Aus- wirkungen der erhöhten Preisvolatilität und dem Anstieg der interna- tionalen Energiepreise. Das Fehlen eines echten Energiebinnen- marktes führt perspektivisch zu Unterinvestitionen und Versorgungs- engpässen. Überdies wird Newcomern – z.B. aus dem Segment der erneuerbaren Energien – der Markteintritt erschwert. Da die Preise sich nicht auf funktionsfähigen Märkten bilden, bergen die Preis- signale Risiken und können zu Fehlentwicklungen und Fehlinvesti- tionen führen.

Im Januar schlug die Kommission in ihrem Aktionsplan im Kern zwei Therapien vor, die letztlich zu mehr Wettbewerb, weniger Miss- brauch und geringerer Diskriminierung führen sollen. Anknüpfungs- punkt ist das Kardinalproblem, dass einzelne Unternehmen die Kon- trolle sowohl über die Energienetze als auch die Energieerzeugung oder den -verkauf haben.

Für die EU-Kommission ist eine eigentumsrechtliche Entflechtung das „wirksamste Mittel“ für mehr Wettbewerb (Option 1). Dabei wer- den Netzbetreiber und Versorger/Erzeuger für Elektrizität und Gas völlig voneinander getrennt. Als Ergebnis erwartet die Kommission positive Effekte wie die Belebung von Investitionen und eine größere Wahlfreiheit der Energieabnehmer.

Das vorsichtigerere Konzept des unabhängigen Netzbetreibers (Opti- on 2) ist dagegen – so die Kommission – weniger wirksam und er-

### Aktionsplan: Mehr Wettbewerb durch Entflechtung

<sup>4</sup> Zu Details vgl. Auer, Josef (2007). Technologie macht Kohle fit für Zeit nach dem Öl. Deutsche Bank Research. Aktuelle Themen Nr. 375. Frankfurt am Main.

<sup>5</sup> EU-Kommission (2007). Eine Energiepolitik für Europa. Brüssel. S. 13.

<sup>6</sup> Vgl. EU-Kommission (2007). Eine Energiepolitik für Europa. Brüssel. S. 14.

fordert eine aufwendigere und kostenträchtigeren Regulierung. Dabei behält das vertikal integrierte Unternehmen die Netzvermögenswerte, ist aber nicht zuständig für Betrieb, Wartung und Ausbau des Netzes. Gegenleistung ist eine fixe Rente.

### **EU-Energieminister mit unterschiedlicher Resonanz**

Die Vorschläge der Kommission fanden Mitte Februar kein einhelliges Echo. Obwohl fast alle Mitgliedsländer einen Handlungsbedarf sehen, vermieden die Regierungen eine klare Entscheidung. Verantwortlich war vor allem der Widerstand Frankreichs (aber auch Deutschlands) nicht nur gegen die von der Kommission präferierte harte Variante der eigentumsrechtlichen Entflechtung – von Unternehmen wie E.ON, RWE, Electricité de France (EdF) oder Gaz de France (GDF). Für Frankreich war selbst die weichere Variante der buchhalterischen Trennung nicht akzeptabel, da auch sie „gefährlich“ sei und Risiken für die „strategischen Energieinteressen der Union“ berge. Deshalb plädierte Frankreich – wohl in erster Linie zum Schutz seiner (wenig wettbewerbsfreundlichen) Energiestrukturen – für die Aufrechterhaltung des Status Quo ohne Änderung (also eine Art Option 3).

#### **Frankreich wehrt sich**

### **EU-Konflikt nur verschoben, nicht gelöst**

Das Ergebnis des Treffens der 27 Mitglieder entpuppt sich also als ein Minimalkonsens. Denn die Energie- und Wirtschaftsminister einigten sich lediglich darauf, dass die Kommission zur Energieministersitzung im Juni aufzeigen solle, wie eine „effektive Trennung“ von Versorgungsnetzen und Energieproduktion erreicht werden kann. Von deutscher Seite verlautete, dass als Erfolg zu werten sei, dass es Frankreich nicht gelungen ist, eine Kommissionsoption völlig auszuschließen oder den bisherigen Status Quo festzuzurren. Für die Kommission sind daher alle bisherigen Optionen offen. Und Energiekommissar Andris Piebalgs signalisierte, dass er zwar weiter eine eigentumsrechtliche Entflechtung verfolge, aber auch flexibel sei, wenn ein anderer Weg der „effektiven Trennung“ aufgezeigt würde.

#### **Alle Optionen noch offen**

Der offenbare Dissens hat wahrscheinlich zur Konsequenz, dass beim Gipfeltreffen der europäischen Staats- und Regierungschefs am 8. und 9. März 2007 in Brüssel eine sehr wichtige Entscheidung im Rahmen der europäischen Energiepolitik – wie eigentlich geplant – nun doch nicht getroffen werden kann.

### **Ideal wäre vollständige Trennung der Erzeugerstufe von den Netzen**

Nach unserer Auffassung ist die Schaffung funktionsfähiger Strom- und Gas-Binnenmärkte noch lange nicht abgeschlossen. Insbesondere auf dem Elektrizitätsmarkt wäre die vollständige Trennung der Erzeugerstufe von den Netzen ideal, um mehr Wettbewerb in den einzelnen Ländern und auf dem europäischen Markt zu erreichen. Bis dato ermöglichen die Leitungsmonopole den Stromkonzernen, die Konkurrenten klein und die Preise hoch zu halten. Dass der radikale Vorschlag der EU-Kommission am Widerstand Frankreichs und Deutschlands scheitern würde, war abzusehen, denn hier kommen noch Monopol- und Oligopolstrukturen vor. Im Falle Deutschlands ist dies immer wieder der Befund von Monopolkommission und Kartellamt.

#### **Leitungsmonopole halten Konkurrenten klein und Preise hoch**

Für Deutschland war es freilich vorteilhaft, dass der Bundesregierung als Ratsvorsitzenden Mitte Februar eine Art Maklerrolle zukam.

**Früher kam es zu Monopolrenditen**

Angesichts des Sturmlaufs der Franzosen wurden so die Widerstände der deutschen Versorger etwas verdeckt.

Von deutscher Seite wird seit vielen Jahren und immer wieder ins Feld geführt, dass eine eigentumsrechtliche Entflechtung einer Entzweiung der etablierten Energieunternehmen gleichkomme. Richtig daran ist sicherlich, dass diese Option in die Eigentumsrechte eingreift. Ein Teil der Wahrheit ist aber, dass die jahrzehntelange Akkumulation von Kapital – auch für den Ausbau der Netze – nicht zuletzt deshalb zustande kam, weil in Deutschland kein Wettbewerb auf den Strom- und Gasmärkten stattfand, also so genannte „Monopolrenditen“ erwirtschaftet werden konnten. Insofern erscheint die Eigentumsfrage, die zunächst ein schlagendes Argument ist, in einem anderen Lichte.

**Trennung in vielen Ländern längst Realität**

Oft wird auch argumentiert, dass eine Trennung von Netz und Erzeugung bzw. Vertrieb die Sicherheit der Energieversorgung gefährde und deshalb sachlogisch vertikale Verbände technisch vorteilhaft seien. Dieses Argument überzeugt aber ebenfalls nicht. Der Ausarbeitung der EU-Kommission ist zu entnehmen, dass es in Europa eine Vielzahl von Ländern gibt, wo die Trennung von Erzeugung und Netz längst Realität ist. Im Stromsektor ist dies Praxis in 11 von 27 EU-Staaten. Und im Gassektor in mindestens sieben Ländern.<sup>7</sup> Die Versorgungssicherheit in diesen Ländern hat aber nicht gelitten.

**Buchhalterische Trennung kommt – Netzausbau nötig**

Mangels Unterstützung der großen Länder Frankreich und Deutschland hat in nächster Zeit in Europa allenfalls die weiche Variante, d.h. die buchhalterische Trennung, eine Chance auf Realisierung. Damit dürften die Konzerne die Netze behalten. Gleichwohl ist auch eine buchhalterische Trennung von Erzeugung und Netz – in Verbindung mit einer verbesserten Regulierung – geeignet, den Missbrauch zu erschweren.

**Mehr Wettbewerb möglich**

Ferner könnte mehr Wettbewerb z.B. im Elektrizitätssektor entstehen durch den beschleunigten Ausbau der Stromnetze, der grenzüberschreitenden Stromtransportkapazitäten und der Kupplungsstellen. Eine weniger zögerliche Anbindung des Nicht-EU-Landes Ukraine, wo große (und günstige) Stromerzeugungskapazitäten derzeit nicht ausgelastet werden, wäre ebenfalls hilfreich; die Kapazitätsauslastung der Stromproduktion in der Ukraine beträgt derzeit nur 36%.<sup>8</sup>

**Weiterer Handlungsbedarf auf nationaler Ebene**

In Europa wurden Mitte der 90er Jahre die regionalen Monopole in der Energiewirtschaft als Wachstumsbremsen identifiziert. Dies führte auf europäischer Ebene dazu, dass 1997 die Binnenmarkt-Richtlinie Strom und 1998 die für Erdgas in Kraft traten. Beide Richtlinien waren binnen zweier Jahre in nationales Recht umzusetzen.

**Deutschland ging Sonderweg**

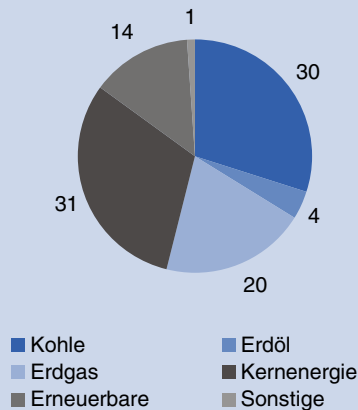
Das deutsche Beispiel ist besonders interessant, da Deutschland einen Sonderweg bei der Öffnung des Strommarktes einschlug. Dabei lassen sich drei Etappen unterscheiden. In der ersten Etappe setzte Deutschland – als einziges Land in Europa – vor allem auf eine freiwillige Verbändevereinbarung, neben der Aufhebung von

<sup>7</sup> Stromsektor: Dänemark, Finnland, Italien, Niederlande, Portugal, Rumänien, Slowakei, Slowenien, Spanien, Schweden, Vereinigtes Königreich. Gassektor: Dänemark, Niederlande, Portugal, Rumänien, Spanien, Schweden, Vereinigtes Königreich. Vgl. EU-Kommission (2007). Eine Energiepolitik für Europa. Brüssel.

<sup>8</sup> Vgl. Foyil Securities (2007). Investment Research Daily. Electricity market reforms are coming. Kyiv. February 19, 2007.

**Mix der Stromerzeugung EU-27**

2004, in %

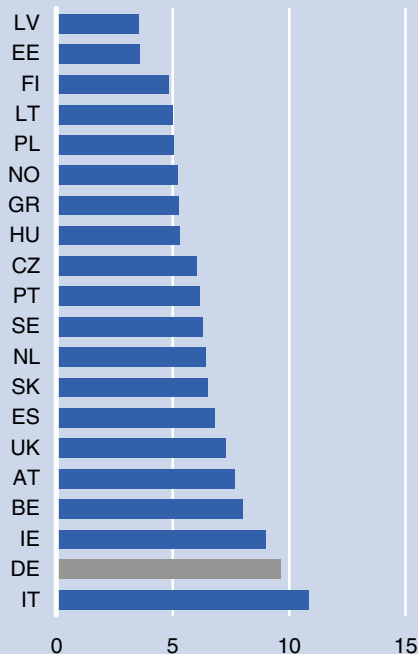


Quellen: EU-Kommission, Eurostat

6

**Deutschland in Spitzen-gruppe bei EU-Strom-preisen\***

Abnahme-fall: 50 GWh/5.000 h/a; Ct/kWh



\* Für DK, FR, LU, SI lagen keine Angaben vor. Preisstand: 1. Juli 2006

Quellen: Eurostat, VIK

7

Versorgungsgebieten und freier Lieferantenwahl. Bis Ende 2000 sanken die Industriestrompreise um über ein Viertel. Deutschland, das frühere Hochpreisland, erreichte damit endlich einen Mittelplatz in Europa. Die Liberalisierungsdividende der Haushalte war mit 9% niedriger. Werden allerdings die Sonderlasten durch den Staat herausgerechnet, resultiert auch hier ein Rückgang der Strompreise um rd. 20%. Aber 2005 lagen die Preise schon wieder höher als zu Beginn der Liberalisierung.

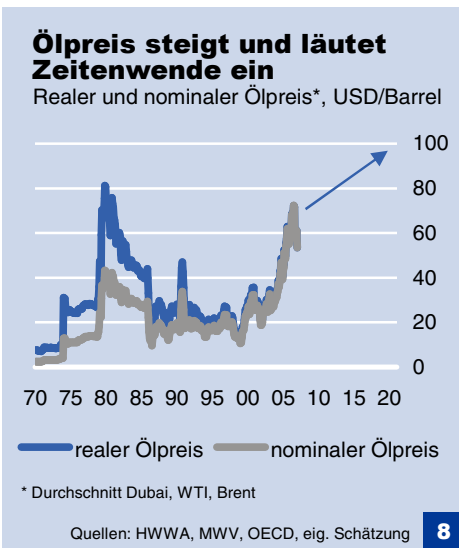
Letztlich ist die Verbändevereinbarung gescheitert. Mit der Einrichtung der Bundesnetzagentur 2005, also 7 Jahre nach der Strommarktöffnung, begann die zweite Etappe. Kernbestandteil ist die Einführung des so genannten Unbundling. Hier wird unter der Kontrolle der Bundesnetzagentur das Netzgeschäft der Versorger von deren Eigenproduktion und -vertrieb buchhalterisch getrennt. Damit soll eine Bevorzugung der Eigenproduktion und des Vertriebs gegenüber Dritten (z.B. Newcomern) verhindert werden. Etabliert wurde überdies eine Vorabgenehmigung (Ex-ante-Regulierung) der Entgelte und damit der dabei angesetzten Kosten der Durchleitung. Letztlich werden alle Netzentgelte auf den Prüfstand gestellt und parallel zur Kostenprüfung ein Vergleichsverfahren (Benchmarking) durchgeführt. Große Unterschiede der Netztarife, die bisher bis zu 100% erreichten, sollen künftig nicht mehr möglich sein. Im Kern sollen damit die „Ausreißer nach oben“ eingefangen und auf ein niedrigeres Tarifniveau gebracht werden. Die Netztarife werden dabei (aus technischen Gründen) nicht völlig eingeebnet, sondern nur um ineffizienzbedingte Differenzen vermindert.

**Anreizregulierung soll Netzentgelte senken**

Im Zentrum der dritten Etappe ab 2009 (ursprünglich ab 2008) steht die Einführung einer marktorientierten Anreizregulierung. Damit sollen nicht nur die Extremfälle korrigiert werden. Ziel ist es, die Gesamtstruktur der Strom- und Gasmärkte so zu verbessern, dass die Kosten und Preise auch im Durchschnitt spürbar sinken. Kern der Anreizregulierung ist ein Yardstick-Modell. Hier wird eine am erwarteten Produktivitätsfortschritt einer Branche orientierte Preissenkungsrate vorgegeben. Damit müssen alle Netzgesellschaften ihre Preise ohne Rücksicht auf ihre eigene Kostensituation senken. Für die Verbraucher hat dies den Vorteil, dass die Unternehmen nicht mehr länger unter Verweis auf ihre eigene (unvorteilhafte) Kostensituation hohe Preise aufrechterhalten können. Bei der Anreizregulierung ist derzeit ein Benchmarking am so genannten Frontier-Unternehmen geplant. D.h., dass die Orientierung am jeweils (strukturell vergleichbaren) effizientesten Netzbetreiber (also am Klassenbesten) erfolgt. Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) plädiert dagegen für eine Orientierung am „durchschnittlich effizient geführten Unternehmen“, da dort die Chance höher sei, das Vorgegebene zu erreichen bzw. zu übertreffen.<sup>9</sup>

Der Nachzügler Deutschland kann von ersten positiven Erfahrungen in anderen Ländern (z.B. England, Niederlanden) lernen. Die englischen Elektrizitätsnetzbetreiber erzielten in den letzten 14 Jahren (inflationsbereinigt) eine Halbierung ihrer Kosten. Die Beratungsfirma Frontier Economics kommt in einer Analyse zum Ergebnis, dass britische und skandinavische Unternehmen nicht mehr in die alte Welt der Tarifbildung von Netzentgelten zurückkehren wollen. Denn

<sup>9</sup> Vgl. Hinkel, Klaus (2007). Netzentgeltregulierung zieht zahlreiche Klagen nach sich. DowJones. Energy Weekly. Nr. 6. 9. Februar 2007. S. 3.



**Maximal 10 große Player in der EU-27**

am Ende habe sich gezeigt, dass bei einer Regulierung nach dem Yardstick-Modell letztlich höhere Renditen erzielbar sind.

Eine moderne Anreizregulierung beinhaltet neben einer Preis- auch eine Qualitätsregulierung. Nur wenn beide Seiten der Medaille berücksichtigt werden, können mehrere Fliegen mit einer Klappe geschlagen werden: Die Renditen der Versorger werden – trotz Wettbewerb – dank sinkender Kosten stabilisiert oder steigen gar, während die Haushalts- und Industriekunden (inflationbereinigt) weniger in Rechnung gestellt bekommen, obwohl Versorgungssicherheit und -qualität im Zeitablauf zunehmen. Die Verbraucher profitieren damit nicht nur von den (inflationbereinigten) jährlichen Netztarifsenkungen, sondern auch von Investitionen für den Erhalt und Ausbau der Netzinfrastruktur. Nach den großen Stromausfällen in Nordamerika und Europa ist dies eine günstige Perspektive.

Freilich ist fraglich, ob die Rückgänge der Stromnetzentgelte im niedrigen zweistelligen Bereich, die z.T. schon erfolgten, wirklich eine Trendumkehr der Abnehmerpreise einläuten können, wie häufig in den Medien berichtet wird. Denn die Netzentgelte machen nur rd. ein Drittel der Strompreise aus, und die Kosten für einige Energieträger werden perspektivisch eher weiter steigen. So ist der Preis für Erdgas noch immer an den Ölpreis gekoppelt. Wir erwarten, dass der Ölpreis bis 2020 auf USD 100 pro Barrel steigt. Weitere Kostentreiber sind die erforderlichen hohen Investitionskosten, um die Netze fit zu machen für den Ausbau der Offshore-Windparks. Ferner spielen die steigenden Umlagen für die Expansion der anderen Erneuerbaren und die zunehmenden Lasten infolge der stärkeren Internalisierung von CO<sub>2</sub>-Kosten eine Rolle.

**Konzentration führt zu europäischen Champions**

Auf Unternehmensebene schreitet die Konzentration in Europa voran. 1999 kamen die fünf größten Utilities in der EU-15 auf einen Anteil am Stromabsatz von 58%. 2005 war ihr Anteil auf knapp 70% gestiegen.<sup>10</sup> Die Zeit der „nationalen Champions“ ist vorbei. Die Vollendung des europäischen Binnenmarktes führt zur Entstehung „europäischer Champions“. In der EU-27 werden mittelfristig etwa fünf bis zehn große Player übrig bleiben. Das aktuelle Beispiel E.ON/Endesa zeigt, wie breit Super-Utilities künftig aufgestellt sein werden. Solche Unternehmen sind nicht nur auf Gas oder nur Strom konzentriert, sondern betreiben beide Geschäfte gleichzeitig. Die Konzentrationstendenz wird – früher oder später – auf die eher städtischen Versorger ausstrahlen. Obwohl dort das Beharrungsvermögen stark ausgeprägt ist, dürfte es zu Anpassungen an neue Marktstrukturen kommen. Der Konzentrationswelle entgegen wirkt allerdings der Trend zu eher dezentralen Erzeugungs- und Nutzungsstrukturen. Man denke nur an die Vielzahl neuer Erzeuger regenerativer Energien oder die bisher nur unvollständige Nutzung der Kraft-Wärme-Koppelung, die noch Potenziale für neue Unternehmen bietet. Gleichwohl wird die Marktmacht der großen Player steigen. Umso wichtiger ist eine marktorientierte Regulierung.

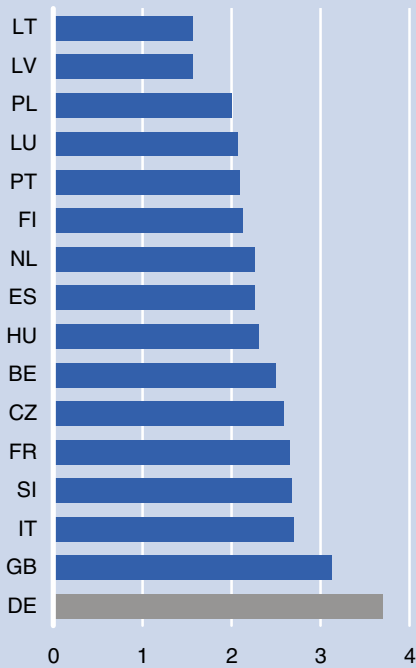
**Parallelmarkt für Erdgas in Deutschland und Europa**

Die Regulierung dürfte bei Erdgas wegen der Preiskoppelung an Erdöl mittelfristig nicht zu einer Preiswende führen. Gleichwohl könnte mehr Wettbewerb durch das Etablieren eines Spotmarktes

<sup>10</sup> Vgl. Figlhuber, Klemens u. Haslauer, Florian (2007). Auswirkungen der Strommarktliberalisierung in Deutschland: Wer gewinnt, wer verliert?. DowJones. Energy Weekly. Nr. 6. 9. Februar 2007. S. 6.

**Deutschland Spitze bei EU-Erdgaspreisen\***

Abnahmefall: 330 Tage/8.000 h/116,3 GWh; Ct/kWh



\* Für GR, AT, DK, IE, SE, SK, EE lagen keine Angaben vor.  
Preisstand: 1. Juli 2006

Quellen: Eurostat, VIK **9**

für Erdgas entstehen, der dem Energieträger eine eigenständige, d.h. nach kurzfristigen Angebots- und Nachfragedaten ausgerichtete, Preisbildung erlauben würde. In Großbritannien, wo dies bereits etabliert ist, konnten zeitweise Gaspreissenkungen im zweistelligen Bereich erzielt werden. Per saldo könnte ein Spotmarkt für Erdgas zu einem wettbewerbsbedingt niedrigeren Preisniveau führen – freilich bei gleichzeitig erhöhter Preisvolatilität. Deshalb ist es zu begrüßen, dass die EEX in Leipzig spätestens zum 1. Oktober 2007 den Gashandel mit Spot- und Terminkontrakten aufnimmt.

Auch der Aufbau eines leistungsfähigen LNG-Marktes (verflüssigtes Erdgas) versprache mehr Wettbewerb und Versorgungssicherheit in Deutschland und Europa. Nötig sind hier jedoch große Infrastrukturinvestitionen. Aber die Etablierung eines Parallelmarktes hätte viele Vorteile: Es würde endlich „richtiger“ Wettbewerb auf dem Gasmarkt entstehen. Davon profitieren könnten die Industrieabnehmer, Mittelstand und private Haushalte. Für Deutschland bzw. die EU hätte es den großen energiewirtschaftlichen Vorteil, dass Gas auch aus weit entfernten Ländern angeliefert werden könnte – z.B. aus Iran, Katar, Nigeria und Trinidad. Wegen des nahenden Endes des Ölzeitalters wird dieser Ansatz künftig an Bedeutung gewinnen.

**Sonderregelung auf Ferngasstufe abschaffen**

Auf der Ferngasstufe sind die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber von der Kostenkontrolle und damit der Netzregulierung ausgenommen, wenn sie sich einem Leitungswettbewerb stellen müssen. Das ist z.B. der Fall, wenn ein Stadtwerk über mehr als eine Ferngasleitung beliefert werden kann. Experten sind sich allerdings einig, dass dies ein Ausnahmefall ist. Deshalb stößt die Sonderregelung zunehmend auf Kritik. Die Ausnahmeregelung ermöglicht schon heute überhöhte Durchleitungsentgelte, da eine Kontrolle nicht stattfindet.

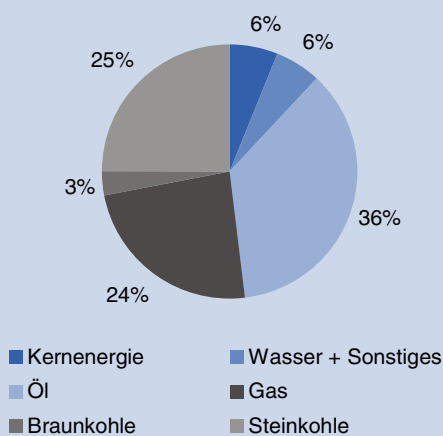
Hinzu kommt, dass die Sonderregelung auch den grenzüberschreitenden Wettbewerb be- bzw. verhindern kann. Da nämlich Ferngasleitungen typischerweise auch zum Gasimport genutzt werden, kann die Sonderregelung zu überhöhten Transportkosten führen. Mit zunehmender Höhe der Transportgebühren sinkt jedoch der Anreiz für ausländische Gasanbieter, in den deutschen Markt zu liefern. Die künstlich klein gehaltene Liquidität auf dem Markt wiederum führt zu höheren Gaspreisen, wovon allein die etablierten Gasanbieter profitieren. Im Interesse des Wettbewerbs wäre es erfreulich, wenn die derzeit prüfende Bundesnetzagentur die Ferngasstufe vollständig in die Regulierung aufnehmen könnte. Der Gesetzgeber müsste dafür die Sonderregelung abschaffen. Dies käme auch der europaweiten Binnenkonvergenz des Gasmarktes zugute.

**Mehr Energiesicherheit – Russland mit Schlüsselrolle**

Unter den fossilen Energieträgern ist die Importabhängigkeit bei Erdgas künftig von besonderer Relevanz. Im Falle der Steinkohle sind viele Lieferländer denkbar und die Verfügbarkeit auch künftig gegeben. Die Importquote wird bei Erdöl 2030 zwar höher liegen als bei Erdgas. Aber für Erdöl gibt es einen funktionierenden Weltmarkt und Lieferschwierigkeiten können zumindest mittelfristig besser aufgefangen werden. Dagegen wird Erdgas auch 2030 noch eine weitgehend leitungsgebundene Energie sein, so dass flexible Anpassungen schwierig zu realisieren sind. Wegen der sehr großen und deshalb attraktiven russischen Vorkommen an Erdgas – und weiterer Energieträger – bleiben die Energiebeziehungen mit Russland eine besondere Herausforderung für die EU-Energiepolitik.

**Öl dominiert Welt-Primärenergieverbrauch\***

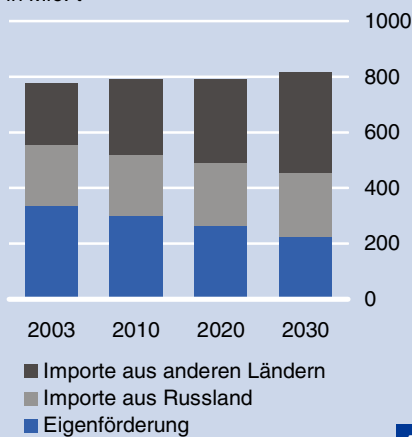
2005: 15 Mrd. t SKE



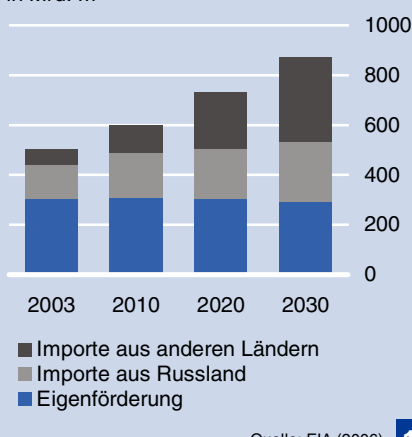
\*ohne Biomasse

Quellen: BP Statistical Review of World Energy, Juni 2006, BGR, eig. Berechnungen **10**

**Ölverbrauch in OECD-Europa - Importe kompensieren Förderrückgang**  
in Mio. t



**Gasverbrauch in OECD-Europa steigt, Importwachstum nötig**  
in Mrd. m<sup>3</sup>



In Zukunft behält Russland eine Schlüsselrolle für die Energieversorgung Europas. In letzter Zeit kamen Zweifel an der Verlässlichkeit Russlands auf. So gab es Lieferprobleme bei Erdgas und auch Erdöl. Die Energiekonflikte mit der Ukraine und Weißrussland haben für Verunsicherung in Westeuropa gesorgt. Freilich muss Russland zugestanden werden, für seine Energielieferungen Weltmarktpreise zu verlangen – wie dies allen anderen Energieexportländern auch zugebilligt wird. Über das wie und die Art des Umgangs mit früheren „Bruderstaaten“ lässt sich freilich trefflich streiten.

**Russland ist „kleineres Übel“ – Anteil sinkt relativ**

Russland ist im Vergleich zu vielen Alternativen ein bis dato zuverlässiges Lieferland. Basis der Zusammenarbeit ist bisher eine gewisse gegenseitige Abhängigkeit von EU und Russland. Zumindest rein quantitativ wird sich diese Abhängigkeit bis 2030 kaum verändern. So dürften dann noch immer etwa sieben Zehntel des russischen Erdöls und Erdgases nach Europa geliefert werden. Dabei ist eine absolute Zunahme der russischen Energietransporte nach Europa zu erwarten, während jedoch ihr Anteil an den gesamten Energieimporten Europas sinkt.

Prognosen bis 2030 zeigen, dass Europas (OECD-Abgrenzung) relativ konstanter Ölverbrauch aufgrund sinkender Eigenförderung den Importbedarf erhöht.<sup>11</sup> Russlands Anteil am europäischen Ölverbrauch bleibt bei einem Viertel relativ stabil, während sich Russlands Anteil an den Ölimporten Europas von fast 50% auf etwa ein Drittel reduziert. Die Lücke wird größtenteils durch steigende Importe aus dem kaspischen Raum geschlossen.

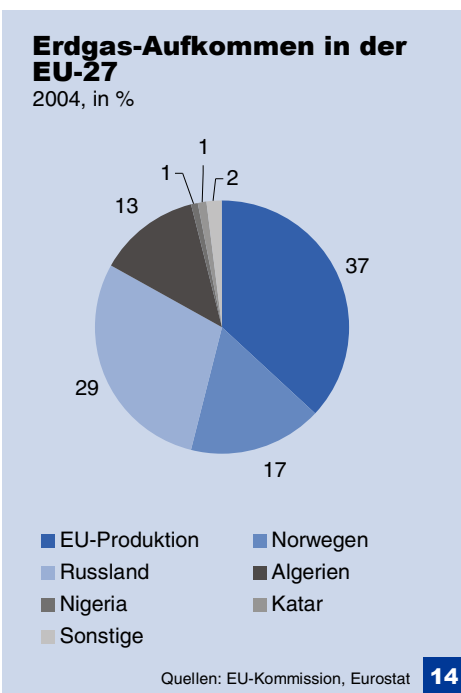
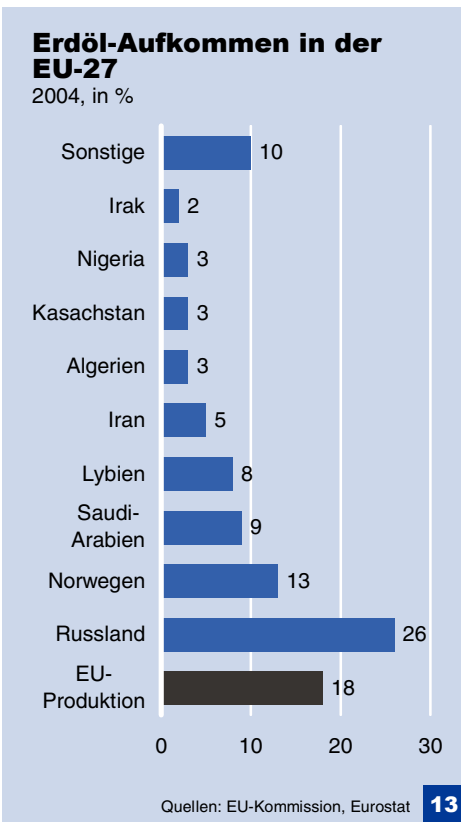
Der Erdgasverbrauch in Europa steigt nach Schätzungen der EIA um vier Fünftel auf 900 Mrd. m<sup>3</sup> in 2030. Auch wegen der rückläufigen Eigenförderung um etwa ein Drittel verdreifacht sich der Importbedarf Europas auf 600 Mrd. m<sup>3</sup>. Nur bei Zugrundelegung sehr ehrgeiziger Annahmen – rasche Erschließung der Vorkommen auf Jamal und in der Barentssee, steigende Importe aus Zentralasien sowie Dämpfung des Eigenverbrauchs – kann Russland seinen 30%-Anteil am spürbar steigenden europäischen Gasverbrauch halten. Dazu ist fast eine Verdoppelung der russischen Gaslieferungen erforderlich. Gleichwohl sinkt Russlands Anteil an den Gasimporten Europas von rund 70% auf unter 50%. Zur Schließung der Lücke setzt Europa mittelfristig auf Nordafrika und auf die Vorkommen im Iran und Katar.

**Gas-OPEC unterminiert Nabucco und EU-Strategie**

Anfang Februar 2007 wurde bekannt, dass Gespräche zwischen Russland, Iran und anderen Gas exportierenden Ländern mit dem Ziel einer stärkeren Kooperation im Gassektor stattgefunden haben. Von russischer Seite verlautete zwar, die engere Kooperation zielt nicht auf eine Kartellbildung nach dem Muster der OPEC ab. Gleichwohl wurde der Vorschlag einer Gas-OPEC von iranischer Seite unterbreitet – und der russische Präsident Putin bewertete den iranischen Vorschlag als eine „interessante Idee“.

Die Bildung einer Gas-OPEC hätte weitreichende Konsequenzen für die EU – insbesondere für Länder mit hohem Gasimportanteil. Da Erdgas merklich höhere Ansprüche an den Transport stellt als Erdöl oder Kohle, liegt es in besonderem Interesse der EU und der ein-

<sup>11</sup> Vgl. Energy Information Administration (2006). International Energy Outlook. Götz, Roland (2006). Energietransit von Russland durch die Ukraine und Belarus. SWP-Studie. Berlin. S. 5-10.



zelenen Länder schon jetzt eine Strategie zur Minderung der Importabhängigkeit bzw. von Ausfallrisiken zu entwickeln und durchzusetzen. Die EU befürwortet einerseits die Nutzung unterschiedlichster Energieträger, andererseits eine stärkere räumliche Diversifikation durch die Einbindung weiterer (auch weit entfernter) Gaslieferländer. Hoffnungsträger zur Erhöhung der Versorgungssicherheit sind der Auf- und Ausbau einer leistungsfähigen LNG-Infrastruktur sowie neue große Pipeline-Projekte. Die EU will mit ihrer Strategie der „Transeuropäischen Netze für Energie“ (TEN-E) einerseits eine größere Unabhängigkeit von traditionellen Transitländern für russisches Gas (wie die Ukraine und Weißrussland) erreichen; dazu soll die Ostsee-Pipeline (Nord Stream) beitragen. Andererseits wird auf eine stärkere Diversifizierung jenseits russischer Gasquellen gesetzt. Die „Nabucco“-Pipeline verkörpert das Streben der EU nach einer grundsätzlich größeren Unabhängigkeit von Russland.

Das Projekt „Nabucco“ gilt als eines der wichtigsten Energieprojekte Europas zur Steigerung der Versorgungssicherheit mit Erdgas. Die 3.300 km lange Pipeline soll künftig den Transport von Erdgas aus dem kaspischen Raum über die Türkei, Bulgarien, Rumänien und Ungarn bis nach Österreich ermöglichen – und damit die Abhängigkeit von russischem Erdgas und den traditionellen Transitländern mindern. Da die Leitung in Österreich endet, wird das Land zur wichtigen „Drehscheibe“ im europäischen Netz. Die Kapazität der 1,42 m dicken Leitung soll etwa 30 Mrd. m<sup>3</sup> p.a. erreichen.

Der Bau der Pipeline, der bis 2020 etwa USD 45 Mrd. kosten wird, könnte nächstes Jahr beginnen. Erste Lieferungen – zunächst wohl aus Aserbaidschan – wären ab 2011 möglich. Brisant in Bezug auf eine mögliche Gas-OPEC ist dabei die Tatsache, dass die Pipeline nicht zuletzt auf die reichlichen Vorkommen im Iran, einem der wichtigsten Gasreserveländer, abzielt. Schließen also der Iran und Russland eine Gas-Allianz, könnte von einer größeren Gasversorgungssicherheit durch das Projekt nicht die Rede sein.

Überdies besteht die Gefahr, dass auch potenzielle LNG-Lieferländer wie Katar, Algerien oder Indonesien, die derzeit noch reserviert reagieren, perspektivisch Interesse an einem Gas-Kartell entfalten. Damit stünde aber auch der Erfolg einer Alternativstrategie zur Anzapfung von Quellen weit entfernter Lieferländer mittels LNG-Verschiffung in Frage.

Allerdings darf nicht übersehen werden, dass auch das Gasgeschäft kein Nullsummenspiel ist. Die Vorstellung, eine Gas-OPEC könne die europäischen Gasimporteure nach Belieben „erpressen“, ist wirklichkeitsfremd. Tatsächlich besteht eine wechselseitige Abhängigkeit. Bei dauerhaften Verstößen gegen die Spielregeln dürfte es nur Verlierer geben. Das Beispiel der OPEC zeigt, dass das Ausspielen ihrer Marktmacht regelmäßig durch ökonomische Anpassungsmechanismen (wie Energiesparen, Diversifikation und Entwicklung von Alternativen bis zum Kernenergieausbau) verhindert wurde. Kooperation, Informationsaustausch und die Pflege einer Energiepartnerschaft sind wohl die besseren Alternativen für die EU.

### Energiepartnerschaft mit Russland ausbauen

Aus energiewirtschaftlicher Sicht ist die (Weiter-)Entwicklung und Pflege einer belastbaren Energiepartnerschaft mit Russland angeregt. Dabei ist zu beachten, dass das energiereiche Russland über eine Reihe von Absatzalternativen verfügt; dazu zählen China, Indien, Japan und auch die USA. Von einer größeren Partnerschaft können EU und Russland profitieren: Für die EU steigt die Versor-

**Partnerschaft auf allen Ebenen anstreben**

gungssicherheit, insbesondere in versorgungskritischen Situationen. Für Russland wiederum ist die politische Stabilität und Zahlungsfähigkeit der europäischen Absatzregion attraktiv.

Die Energiepartnerschaft kann und sollte auf mehreren Ebenen vorangetrieben und gepflegt werden:

- So verbinden gemeinsame Projekte und Investitionen. Je mehr Russland in die Finanzierung der Energieinfrastruktur (z.B. in den Leitungsbau, Pipelines oder Gasspeicher) zur Versorgung des europäischen Marktes eingebunden wird, desto größer ist das russische Interesse an der Auslastung der Anlagen. Und desto höher sind für den Energielieferanten die so genannten „barriers to exit“.
- Eine weitere Variante sind gegenseitige Unternehmensbeteiligungen, die das Interesse am Wohlergehen des Partners erhöhen. Ein Beispiel ist die Kooperation Gazprom/BASF: Hier bekam Gazprom zunächst über deren Tochter Gazprom Germania (frühere Zarubezhgaz/Berlin) und deren Beteiligung an Wingas Zugang zum deutschen Gasabsatzmarkt. Im Gegenzug wurde daraufhin der Weg für BASF über Wintershall zu den russischen Energievorkommen frei.

Eine erfolgreiche Partnerschaft bedeutet freilich, dass die beteiligten Länder bereit sind, in gewissem Umfang die Kontrolle und das Management der nationalen Assets mit Dritten zu teilen oder an diese abzugeben. Dies setzt Vertrauen und Verlässlichkeit voraus.

**Russland sollte Energiecharta ratifizieren**

Eine wichtige Rolle für die Fortentwicklung der europäisch-russischen Energiebeziehungen kommt der Energiecharta von Anfang der 90er Jahre zu, die Russland zwar unterschrieben, aber noch immer nicht ratifiziert hat. Die Ratifizierung der Energiecharta würde die Bedingungen für ausländische Investitionen in Russland merklich verbessern. Und gerade im Energiesektor könnten ausländisches Kapital und Know-how spürbare positive Impulse für die Modernisierung von Anlagen und Infrastruktur bringen (z.B. in der Elektrizitätswirtschaft).

**Europa darf Anschluss in Afrika nicht verpassen****Kampf um Afrikas Energieressourcen**

Viele Jahre erschienen weite Teile Afrikas auch auf der Energielandkarte nur als weiße Flecken. Dabei unterhalten einige europäische Länder historisch gewachsene, gute Beziehungen. Mit dem Rohstoffboom der letzten Jahre und gestiegenen Unsicherheiten in traditionellen Zielgebieten der Investoren wird der schwarze Kontinent gerade neu entdeckt. US-amerikanische Unternehmen, vor allem aus dem Ölgeschäft, sind schon seit längerer Zeit unterwegs, um ihre Bezugsquellen zu diversifizieren. Neu ist, dass auch die energiearmen Länder Asiens steigendes Interesse zeigen. Das gilt nicht nur für China. Immer öfter werden auch Adressen aus Indien, Südkorea und selbst den arabischen Ölländern auf dem afrikanischen Kontinent gesichtet.

In Afrika trifft der Energiehunger Asiens auf den bisher kaum gezügelten Energieappetit Nordamerikas. Für beide Seiten ist Afrika interessant, da Gefahren religiös verbrämter Widerstände (wie in den arabischen Ländern) oder politisch motivierter Enteignung (wie jüngst in Russland oder Südamerika) kaum bestehen.

**Neuer „Nordseeboom“?**

Die Fachwelt spekuliert darüber, ob der Golf von Guinea das Potenzial hat, den Ölboom der Nordsee der 70er und 80er Jahre zu wiederholen. Gerade ist Angola zum wichtigsten Öllieferland Chinas aufgestiegen und hat Saudi-Arabien abgelöst. China, seit 2003

weltweit zweitgrößter Ölimporteur, bezieht bereits ein Drittel seiner Ölimporte aus Afrika. China hat 2006 zum Afrika-Jahr erkoren. Im November 2006 fand in Peking das „China-Afrika-Kooperationsforum“ mit 3.500 Delegierten und 40 Staats- und Regierungschefs statt. All dies zeigt, welche Potenziale das Reich der Mitte im afrikanischen Kontinent sieht.

Es ist höchste Zeit, dass Europa über eine neue Afrikapolitik nicht nur nachdenkt, sondern diese auch präsentiert und umsetzt. Wenn die EU-Kommission die „Entwicklung einer umfassenden Energiepartnerschaft zwischen Afrika und Europa“ und einen „intensiven Dialog“ vorschlägt, dann ist dies zu begrüßen.

**Nicht nur „strategische Ellipse“,  
sondern auch Afrika wichtig**

Zielgebiet einer strategischen EU-Energiepolitik sollte deshalb nicht nur die so genannte „strategische Ellipse“ sein, die vom Nahen Osten über den Kaspischen Raum bis nach Nordwest-Sibirien reicht. Aufgrund der genannten Unsicherheiten in der Ellipse hat Nordafrika und der ressourcenreiche Rest des afrikanischen Kontinents – nicht zuletzt der Golf von Guinea – deutlich mehr Beachtung und Engagement verdient. Neuere Initiativen europäischer Unternehmen wie Total, das in Nigeria auch offshore exploriert und große Hoffnungen auf neue Vorkommen vor der Küste Angolas setzt, sind ermutigend.

Josef Auer (+49 69 910-31878, josef.auer@db.com)

# Aktuelle Themen

Energie Spezial

Schneller via E-Mail:  
marketing.dbr@db.com

Der absehbaren Verknappung fossiler Energien ist mit intelligenten Zukunftsstrategien zu begegnen. Auf längere Sicht wird nur ein breiter Fächer von Maßnahmen die Sicherheit der Energieversorgung ermöglichen. Das Gebot der Stunde heißt alle verfügbaren Hebel zu nutzen: Diversifikation der Energieträger und Technologien sowie Mobilisierung aller Einspar-, Reaktivierungs- und Effizienzsteigerungsstrategien.

EU-Emissionshandel: Verteilungskämpfe werden härter

Nr. 377 ..... 25. Januar 2007

Technologie macht Kohle fit für die Zeit nach dem Öl

Nr. 375 ..... 4. Januar 2007

Die neue Energiepolitik der USA – Nicht mehr als ein Anfang

Nr. 340 ..... 14. Dezember 2005

Bio-Energien für die Zeit nach dem Öl

Nr. 327 ..... 20. Juli 2005

Boombranche Solarenergie

Nr. 320 ..... 21. April 2005

Energieperspektiven nach dem Ölzeitalter

Nr. 309 ..... 2. Dezember 2004

Unsere Publikationen finden Sie kostenfrei auf unserer Internetseite [www.dbresearch.de](http://www.dbresearch.de)  
Dort können Sie sich auch als regelmäßiger Empfänger unserer Publikationen per E-Mail eintragen.

## Für die Print-Version wenden Sie sich bitte an:

Deutsche Bank Research  
Marketing  
60262 Frankfurt am Main  
Fax: +49 69 910-31877  
E-Mail: [marketing.dbr@db.com](mailto:marketing.dbr@db.com)

© Copyright 2007. Deutsche Bank AG, DB Research, D-60262 Frankfurt am Main, Deutschland. Alle Rechte vorbehalten. Bei Zitaten wird um Quellenangabe „Deutsche Bank Research“ gebeten.

Die vorstehenden Angaben stellen keine Anlage-, Rechts- oder Steuerberatung dar. Alle Meinungsäußerungen geben die aktuelle Einschätzung des Verfassers wieder, die nicht notwendigerweise der Meinung der Deutsche Bank AG oder ihrer assoziierten Unternehmen entspricht. Alle Meinungen können ohne vorherige Ankündigung geändert werden. Die Meinungen können von Einschätzungen abweichen, die in anderen von der Deutsche Bank veröffentlichten Dokumenten, einschließlich Research-Veröffentlichungen, vertreten werden. Die vorstehenden Angaben werden nur zu Informationszwecken und ohne vertragliche oder sonstige Verpflichtung zur Verfügung gestellt. Für die Richtigkeit, Vollständigkeit oder Angemessenheit der vorstehenden Angaben oder Einschätzungen wird keine Gewähr übernommen.

In Deutschland wird dieser Bericht von Deutsche Bank AG Frankfurt genehmigt und/oder verbreitet, die über eine Erlaubnis der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht verfügt. Im Vereinigten Königreich wird dieser Bericht durch Deutsche Bank AG London, Mitglied der London Stock Exchange, genehmigt und/oder verbreitet, die in Bezug auf Anlagegeschäfte im Vereinigten Königreich der Aufsicht der Financial Services Authority unterliegt. In Hongkong wird dieser Bericht durch Deutsche Bank AG, Hong Kong Branch, in Korea durch Deutsche Securities Korea Co. und in Singapur durch Deutsche Bank AG, Singapore Branch, verbreitet. In Japan wird dieser Bericht durch Deutsche Securities Limited, Tokyo Branch, genehmigt und/oder verbreitet. In Australien sollten Privatkunden eine Kopie der betreffenden Produktinformation (Product Disclosure Statement oder PDS) zu jeglichem in diesem Bericht erwähnten Finanzinstrument beziehen und dieses PDS berücksichtigen, bevor sie eine Anlageentscheidung treffen.

Druck: Druck- und Verlagshaus Zarbock GmbH und Co. KG