

# Energiewirtschaft

13. Handelsblatt Jahrestagung  
Energiewirtschaft 2006

Newsletter 2/2005



Haupt-Sponsor der 13. Handelsblatt  
Jahrestagung Energiewirtschaft 2006:

PRICEWATERHOUSECOOPERS 



Substanz entscheidet.

# Vorwort

## Inhaltsverzeichnis.

Seite 2	<b>Vorwort und Inhaltsverzeichnis</b>
Seite 3	<b>Neues EnWG und Portfoliomanagement – was ändert sich?</b> Hans-Dieter Erfkemper, Vorsitzender des Vorstandes, RWE Rhein-Ruhr AG
Seite 4	<b>Horizontale Kooperation führt nachhaltig zum Erfolg</b> Sven Becker, Geschäftsführer, Trianel European Energy Trading GmbH
Seite 5	<b>Regulierungs- und Gesetzeslage sowie Investitionsanreize bleiben Hauptkriterien für Investitionen in die Energieversorgung</b> Manfred Wiegand, Global Utilities Leader, PricewaterhouseCoopers AG WPG
Seite 6	<b>Here comes the sun: Solarindustrie im Fokus der Kapitalmärkte</b> Michael Hegel, Managing Director, Sal. Oppenheim jr. Cie. KGaA
Seite 7	<b>Nachhaltige Energiepolitik für Deutschland</b> Jürgen R. Thumann, Präsident, Bundesverband der Deutschen Industrie
Seite 8	<b>Ölbindung des Gaspreises ein Dogma?</b> Prof. Dr. Dieter Schmitt, Universität Duisburg-Essen
Seite 9	<b>Der europäische Energiemarkt wächst zusammen</b> Dr. Hans-Bernd Menzel, Vorsitzender des Vorstandes, Börsengeschäftsführer, EEX AG
Seite 10	<b>Entwicklung des CO<sub>2</sub>-Handels</b> Karl-Michael Fuhr, Vorsitzender der Geschäftsführung, E.ON Sales & Trading GmbH
Seite 11	<b>Teilnehmerstruktur der 12. Handelsblatt Jahrestagung Energiewirtschaft 2005</b>
Seite 12/13	<b>Vorankündigung der 13. Handelsblatt Jahrestagung Energiewirtschaft 2006</b>
Seite 14/15	<b>Sponsoren und Aussteller</b>
Seite 16	<b>Anmeldemöglichkeit zur 13. Handelsblatt Jahrestagung Energiewirtschaft 2006</b>

Die Energiewirtschaft hat einen novellierten gesetzlichen Rahmen. Das neue Energiewirtschaftsgesetz sowie die vier ersten Verordnungen sind in Kraft getreten. Hiermit sind viele Vorgaben für die Energieversorger gemacht worden, aber es bestehen in vielen Punkten noch Unklarheiten. Zum einen harmonisieren die Verordnungen in Teilen nicht zu hundert Prozent mit dem Gesetz und zum anderen fehlen noch eine Vielzahl von Verordnungen, die dem Gesetz und den daraus folgenden Handlungsanweisungen für die Unternehmen die nötigen Details liefern.

Die Regulierungsbehörde hat ihre Arbeit aufgenommen, die ersten Datenabfragen an die Energieversorger wurden versendet. Unklar ist jedoch, wie die ersten Genehmigungsentscheidungen der Regulierungsbehörde ausfallen und welche Maßstäbe angesetzt werden.

Zudem ist eine neue Regierung gewählt worden, welche wahrscheinlich aus einer großen Koalition bestehen wird. Somit sind auch hier die neuen politischen Rahmenbedingungen völlig unklar. In vielen Punkten haben sich die Wahlprogramme der beiden großen Parteien in den Punkten zur Energiepolitik sehr voneinander unterschieden. Um nur einen Punkt zu nennen: die Verlängerung der Laufzeiten für Kernkraftwerke. Es bleibt abzuwarten, wohin die Reise geht.

Selten waren viele Dinge so klar und doch so unklar. Die Energiewirtschaft steht somit vor der Herausforderung, alle Anforderungen aus dem EnWG umzusetzen und den Ansprüchen der Regulierungsbehörde gerecht zu werden, wobei Sie noch mit großen Änderungen im Laufe der Zeit rechnen muss – genannt sei nur das Thema Anreizregulierung und Umsetzung des Entry-Exit-Systems.

In der Öffentlichkeit hat sich nicht nur von Seiten der Industrie sondern auch zunehmend durch den Unwillen der Bürger, die gestiegenen Energiepreise zu zahlen, ein enormer Druck auf die EVU aufgebaut. Die Kartellämter auf Landes- wie auch auf Bundesebene nehmen vermehrt Prüfungen der Strom- und Gaspreise, jetzt auch in einer konzentrierten Aktion, vor.

Dies alles bietet eine Vielzahl von Themen, die wir gerne mit Ihnen auf der 13. Handelsblatt Jahrestagung Energiewirtschaft vom 17. bis 19. Januar 2006 in Berlin diskutieren. Mit über 1.000 Teilnehmern, zahlreichen hochkarätigen Referenten, Ausstellern und Sponsoren wird diese Tagung auch 2006 wieder der Treffpunkt von Entscheidern der ersten Führungsebene zum Auftakt des Jahres.



**Andreas Arntzen**

Geschäftsführer, Handelsblatt GmbH  
Telefon: +49.(0) 211.887-10 67



**Dipl.-Volkswirtin Christina Sternitzke**

Bereichsleiterin/Prokuristin  
EUROFORUM Deutschland GmbH  
Telefon: +49.(0) 211.9686-3400

# Neues EnWG und Portfoliomanagement – was ändert sich?

**Hans-Dieter Erfkemper**

Vorsitzender des Vorstandes, RWE Rhein-Ruhr AG

Das neue EnWG greift in nahezu alle Prozesse eines Energieversorgungsunternehmens maßgeblich ein.

Neben den schon häufig diskutierten Themen wie Unbundling, Stromkennzeichnung und Einführung einer Regulierungsbehörde, gibt es zahlreiche – teilweise untergeordnete – Regelungen, die stärker auf die internen Prozesse fokussieren und in der Öffentlichkeit weniger Beachtung finden. Beispielhaft sei hier die Notwendigkeit der Einrichtung und Bewirtschaftung von Bilanzkreisen im Netzbereich genannt.

Das neue EnWG sieht vor, dass Energieversorgungsunternehmen in Ihrer Rolle als Verteilnetzbetreiber einen Differenzbilanzkreis sowie jeweils einen gesonderten Bilanzkreis für Netzverluste und Abweichungseffekte aus EEG-Einspeisungen einrichten und diese bewirtschaften müssen. Um diese Auflage erfüllen zu können, ist es unumgänglich, das Absatzportfolio von „unten nach oben“ (bottom-up) aufzubauen, um durch den Abgleich mit dem Gesamtabatz im Verteilnetz („top-down“) die entsprechenden – nicht gemessenen – Differenzmengen zu ermitteln.

Da diese Anforderung nur für Unternehmen mit mehr als 100.000 Kunden gültig werden wird, erscheint die Lage für kleinere Stadtwerke auf den ersten Blick recht entspannt. Wenn man aber bedenkt, dass vor dem Hintergrund der Unbundling-Vorgaben des EnWG (Informationelle Entflechtung auch bei Netzbetreibern mit weniger als 100.000 Kunden) ein Stadtwerk in seiner Rolle als Vertriebsgesellschaft die so genannte „top-down-Sicht“ nicht mehr (zumindest nicht exklusiv) verwenden darf – dies ist dem Netzbetreiber vorbehalten – ist auch für kleinere Unternehmen der Aufbau einer „bottom-up-Sicht“ für eine EnWG-konforme Beschaffung aus der Rolle der Vertriebsgesellschaft her-

aus auf Dauer unumgänglich. Die inhaltliche Anforderung trifft somit alle Energieversorgungsunternehmen.

Aus dem Blickwinkel eines integrierten Unternehmens waren solche Überlegungen im alten Rechtsrahmen nicht notwendig, so dass speziell bei kleineren Unternehmen für eine zügige Umsetzung nur in den seltensten Fällen die notwendigen Voraussetzungen vorhanden sind.

Neben dieser Thematik finden sich im EnWG noch diverse andere Anforderungen, deren konkrete Umsetzung unter Umständen zu heute noch nicht abschätzbaren Aufwänden bzw. Problemen führen werden. Gerade diese Regelungen des Gesetzes stellen daher sowohl für die großen regionalen Versorger und Netzbetreiber als auch für Stadtwerke nicht zu unterschätzende Herausforderungen dar.

Die großen regionalen Energieversorgungsunternehmen Deutschlands sehen diese Anforderungen aus zweierlei Blickrichtungen. Zum einen sind sie selbst aufgefordert, den Anforderungen des Gesetzgebers nachzukommen. Dies ist bereits weitgehend umgesetzt. Bei den wenigen noch offenen Punkten laufen die Vorbereitungen auf Hochtouren. Zum anderen können – und wollen – die großen regionalen Energieversorgungsunternehmen aber auch die Augen vor der Tatsache nicht verschließen, dass diese gesetzlichen Anforderungen auch auf kleinere Energieversorgungsunternehmen und Stadtwerke zukommen, mit denen oft eine langjährige Kundenbeziehung besteht.

Aus dieser Blickrichtung heraus werden die großen Unternehmen es als ihre Aufgabe ansehen, das vorhandene Know-how sowie die bereits gemachten Erfahrungen möglichst breit zu streuen, um kostenintensive Paral-

lelentwicklungen zu vermeiden. So ergibt sich aus der eigenen praktischen Erfahrung heraus die Chance, neue Betätigungsfelder im Bereich von Beratung und Dienstleistungen zu erschließen.

Die „Kosten-Nutzen-Frage“ tritt bei der Entscheidungsfindung der Unternehmen auf Grund des Vorgabencharakters des Gesetzes in den Hintergrund. Im Vordergrund steht vielmehr die unternehmensindividuelle „make-or-buy-Entscheidung“. Einflussfaktoren wie Unternehmensgröße oder das Vorhandensein von entsprechend geschultem Personal oder von geeigneten IT-Systemen werden starken Einfluss darauf haben, ob die Entscheidung zu Gunsten einer eigenen Umsetzung oder der Inanspruchnahme einer Dienstleistung fällt.

Unabhängig davon, ob ein Unternehmen heute seine Energie ganz oder teilweise über RWE Rhein-Ruhr bezieht, dies in der Vergangenheit getan hat oder in dieser Beziehung auf eine längere eigenständige Historie zurückblickt, streben wir an, diesen Dienstleistungsgedanken gegenüber unseren (auch potenziellen) Kunden aktiv zu leben.

Bei allen vorgenannten Dienstleistungs-Bestrebungen geht es darum, durch ein partnerschaftliches Miteinander kostenintensive Prozesse günstiger zu gestalten. Diese Maßnahmen unterstützen somit die auch in der neuen Fassung gültigen Ziele des Energiewirtschaftsgesetzes, nämlich für eine effiziente und preisgünstige Energieversorgung zu sorgen, und zwar bei gleichzeitiger Beachtung der Aspekte Verbraucherfreundlichkeit, Sicherheit und Umweltverträglichkeit.



Bild von der 12. Handelsblatt Jahrestagung Energiewirtschaft 2005

Dr. Ulf Böge während der Pressekonferenz

# Horizontale Kooperation führt nachhaltig zum Erfolg

**Sven Becker**

Geschäftsführer, Trianel European Energy Trading GmbH

Der Prozess ist unumkehrbar. Die Öffnung der Energiemärkte vollzieht sich zwar nicht ohne Reibungsverluste, hat aber für alle „Player“ grundsätzlich veränderte Rahmenbedingungen und damit Chancen geschaffen.

Die Wertschöpfungskette hat sich grundlegend verändert: Die ursprünglich geographisch gegliederte Kette (Übertragungsnetzbetreiber – Regionalversorger – Stadtwerk), die auf allen Stufen Demarkation vorsah, ist heute einer funktional gegliederten Aufteilung (Erzeugung – Großhandel – Vertrieb) gewichen. In diesem Umfeld nutzen Marktakteure und neue Anbieter die Chance, durch Überspringen einzelner Stufen oder Vordringen in bisher besetzte Geschäftsbereiche neue Beschaffungs- und Vertriebsmärkte zu erschließen. Gleichzeitig üben die neue Gesetzeslage, die Regulierung und zunehmender Wettbewerb einen erheblichen Druck auf die Margen aus. Es steht außer Frage: Nachhaltige Veränderungen zum erfolgreichen Bestehen dieser Situation sind für kommunale Energieversorgungsunternehmen ein Muss, Ausnahmen dürften nur selten anzutreffen sein.

## Was sind die Optionen für kommunale Energieversorger?

Im Mittelpunkt muss dabei die Schaffung eines nachhaltigen Mehrwertes in einer veränderten Wertschöpfungskette stehen. Für kommunale Energieversorger auf der Verteilstufe kann dies die Verlängerung der Wertschöpfungskette bedeuten durch den Einstieg in den Großhandel und gegebenenfalls in die Stromerzeugung oder die Gasspeicherung.

Was aber individuell auf Grund mangelnder kritischer Masse ökonomisch nicht sinnvoll bzw. kosteneffizient ist, kann durch die Bündelung von gleichgerichtetem Interesse und Know-how in einer horizontalen Kooperation

erfolgreich umgesetzt werden. Das Stichwort ist hierbei „Shared Business“. Erst durch die Zusammenführung des Bedarfs einzelner Werke lassen sich Größenvorteile erzielen. Im positiven Fall profitiert der Gesellschafter von Kosten- und Qualitätsvorteilen durch die Inanspruchnahme der Leistungen des Kooperationspartners, ferner von der Stärkung seiner Aktivitäten durch Erfahrung und Know-how und letztendlich auch vom wirtschaftlichen Erfolg der Kooperation. Auf diesem Weg kann ein Stadtwerk langfristig Unabhängigkeit und Wachstum sichern.

## Kooperation im Großhandel

Der ungehinderte Zugang zu Großhandels-Know-how über einen unabhängigen strategischen Partner ist für kommunale Energieversorger von zunehmender Bedeutung. Schließlich zeichnen sich für die weitere Entwicklung im Beschaffungsmarkt heute zwei wesentliche Trends ab. Der erste Punkt ist, dass nationale Großhandelsmärkte wie Deutschland, Benelux, Frankreich und Skandinavien zusammenwachsen, und die unterschiedlichen Commodities, wie Strom, Gas, Kohle und Kohlendioxid zunehmend korrelieren werden. Der Blick auf den deutschen Strom- oder Gasmarkt wird bei der Beschaffungsoptimierung insofern nicht mehr ausreichen. Der zweite Punkt ist die Intensivierung des Wettbewerbs im Großhandel, da immer mehr Unternehmen an den Möglichkeiten dieses Segments partizipieren wollen. In diesem Umfeld kann ein europäisch agierendes Großhandelsunternehmen, an dem ein Stadtwerk beteiligt ist, durch den zentralen Aufbau der erforderlichen Handels- und Analysekompetenz sowie den erforderlichen Marktzugang einen nachhaltigen Mehrwert für die Gesellschafter schaffen, so z. B. beim Einkauf von Strom und Gas an den europäischen Großhandelsmärkten oder dem Angebot von Energiederivaten als Finanzdienstleistungen.

## Kooperation in der Erzeugung

Auch im Eigenerzeugungsbereich ist der Kooperationsansatz erfolgreich. In den ersten Jahren der Liberalisierung waren kommunale Versorgungsunternehmen gut aufgestellt, auch wenn sie keine eigene Stromproduktion besaßen. Anlagen waren kostenintensiv und Strom ausreichend verfügbar. Der Einkauf direkt beim Produzenten oder an der Börse war vielfach die wirtschaftlich interessantere Alternative. Doch mit dem Abbau von Überkapazitäten änderte sich das Bild. Mittlerweile sind Erzeugungsinvestitionen für Stadtwerke ein wichtiger strategischer Schritt, um sich bei der Beschaffung zu diversifizieren und somit die Risiken zu reduzieren. Da aber die wirtschaftlich optimale Betriebsgröße von Kraftwerken weit jenseits des individuellen Bedarfs eines Stadtwerks liegt, macht auch hier die horizontale Kooperation viel Sinn, wie das Beispiel des kommunalen Gemeinschaftskraftwerks Hamm-Uentrop eindrucksvoll belegt.

Auf diese Entwicklung hat sich die Trianel European Energy Trading GmbH zusammen mit ihren internationalen Gesellschaftern (60 Stadtwerke) bereits frühzeitig eingestellt. Zu den Aktivitäten des 1999 gegründeten Unternehmens zählen: Handel mit Strom, Gas und CO<sub>2</sub>-Zertifikaten, energiebezogene Finanz- und Risikomanagementdienstleistungen (BAFin-Lizenz), Vertrieb und Vertriebssupport im Großhandels- und Endkundenmarkt sowie die Entwicklung, der Bau und Betrieb von Energieanlagen.

# Regulierungs- und Gesetzeslage sowie Investitionsanreize bleiben Hauptkriterien für Investitionen in die Energieversorgung

**Manfred Wiegand**

Global Utilities Leader, PricewaterhouseCoopers AG WPG, Düsseldorf

Angesichts eines weltweit prognostizierten Nachfrageanstiegs, den damit zu erwartenden Zuwachsraten und wichtigen Ersatzinvestitionen sind weltweit Investitionen in Höhe von ca. 12.700 Milliarden US Dollar bis 2030 in die Energiewirtschaft notwendig<sup>1</sup>. Dieser gewaltige Kapitalbedarf erfordert von den Energieversorgungsunternehmen, viel stärker als bisher, das Werben um Investoren. Für Investoren jedoch ist der Energiesektor bisher nur eingeschränkt attraktiv. Unsicherheiten bei der Regulierung und den Rahmenbedingungen im Energie-, Steuer- und Umweltrecht sorgten für Zurückhaltung. Zu diesem Ergebnis kommt die internationale Studie *Under pressure*<sup>2</sup> von PricewaterhouseCoopers in diesem Jahr, für die erstmals neben Vertretern der Energieversorgungsunternehmen auch Finanzinvestoren befragt wurden.

Die Mehrheit der befragten Investoren ist davon überzeugt, dass die Liberalisierung der Energiemärkte grundsätzlich vorteilhaft ist. Jedoch mehr als ein Drittel der Befragten sehen ihr Vertrauen durch die Marktformen als beeinträchtigt an. Vertreter der Energieversorgungswirtschaft fürchten aber auch, dass es bei weiterhin mangelnder Planungssicherheit zu Verzögerungen notwendiger Investitionen kommen könnte und damit auch die Zuverlässigkeit der Versorgung beeinträchtigt werden könnte. Zwei Drittel der weltweit befragten Vertreter der Energieversorgungsunternehmen gaben an, dass sie mit einer gleich bleibenden oder gar steigenden Anzahl von Stromausfällen rechnen.

Dem entgegen beginnen Energieversorgungsunternehmen im deutschen Markt, auf Grund einer etwas verbesserten Planungssicherheit durch die Verabschiedung des Energiewirtschaftsgesetzes und steigender Großhandelspreise, Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen zu planen. Erzeugungsanlagen in einem Umfang von ca. 40.000 MW müssen in Deutschland voraussichtlich ersetzt werden. Ein erheblicher Anteil an

Atomenergie steht aktuell in einer kontroversen Diskussion zur Disposition. Investitionen in regenerative Energien können diesen hohen Ersatzbedarf in Deutschland nicht schließen. Die traditionellen Energieerzeuger planen derzeit einen Mix aus effizienzverbesserten konventionellen Anlagen im Grundlastbereich sowie hocheffizienten Gas- und Dampfkraftanlagen (GuD) während neue Marktteilnehmer und IPP sich auf die schneller zu realisierenden aber auch der Gaspreisvolatilität stärker ausgesetzten GuD-Anlagen zu konzentrieren scheinen. Die alternativen Energien stehen dennoch weltweit im Blickpunkt und hier vor allem die Bestrebungen der Branche, unter dem Druck der Treibhausgasdiskussion die Struktur des Brennstoffportfolios anzupassen. Der Erfolg der erneuerbaren Energien hängt jedoch ganz entscheidend von ihrer Wettbewerbsfähigkeit gegenüber konventionellen Energiequellen ab. Die Befragten der Untersuchung erwarten, dass weltweit der relative Anteil erneuerbarer Energien in den kommenden zehn Jahren insgesamt nicht wesentlich steigen wird. Investieren werden hier vornehmlich Entwickler und Projektgesellschaften unterstützt von Finanzinvestoren. Windkraft dürfte dabei die meisten Finanzmittel auf sich ziehen, Alternativen wie die Brennstoffzelle wurden von den Befragten für die Stromerzeugung zurzeit noch eher kritisch gesehen.

Der Investitionsdruck in der Branche ist enorm. Regierungen und Regulatoren sind deshalb aufgefordert, zügig in sich konsistente Rahmenbedingungen und regulatorische Systeme zu schaffen. Finanzinvestoren heben dies als Hauptkriterium in ihrer Entscheidung für die Bereitstellung von Kapital hervor, weisen aber ebenso auf die Notwendigkeit von Investitionsanreizen hin. Die Branche selbst hat im Hinblick auf eine klar formulierte Strategie mit Fokussierung auf Kernkompetenzen und eine verbesserte Transparenz in ihrer Unternehmensberichterstattung erhebliche Anstrengungen unternommen, um an Attraktivität für den

Kapitalmarkt zu gewinnen. Einerseits konnten durch die vertikale Integration Risiken bei der Stromerzeugung und im Vertrieb minimiert und andererseits durch Kooperationen die Effizienz gesteigert werden. Die Nachhaltigkeit einer geregelten Kapitalverzinsung von Versorgungsunternehmen hängt jedoch entscheidend von der Einschätzung der Entwicklung der rechtlichen Rahmenbedingungen durch die Investoren ab. Für Deutschland heißt das, dass die Frage eines in sich schlüssigen energiepolitischen Gesamtkonzeptes unter Einbezug der zukünftigen Nutzung der Atomenergie, unserer klimapolitischen Zielsetzungen nach 2007 sowie Umfang und Förderung des Einsatzes regenerativer Energien ebenso wenig im Unklaren bleiben darf, wie die vorgesehenen Konzepte für die Anreizregulierung im Strom- und Gasnetzbereich.

Letztlich werden Investoren nur dann rechtzeitig und hinreichend Kapital bereitstellen, wenn sie unter Abwägung all dieser Unsicherheiten eine im Vergleich zu anderen Branchen angemessene risikoadäquate Rendite erwarten können.

<sup>1</sup> gemäß World Energy Outlook, International Energy Agency und OECD, 2004 ca. 10.000 Milliarden US Dollar Stromerzeugung, Übertragung und Verteilung und 2.700 Milliarden US Dollar für Infrastruktur der Gasversorgung

<sup>2</sup> *under pressure*\* ist der Titel einer jährlich veröffentlichten Studie (Utilities global survey 2005) von PricewaterhouseCoopers. Hierfür wurden in 36 Staaten 119 Führungskräfte aus 108 Energieversorgungsunternehmen sowie Schlüsselinvestoren befragt.



Podiumsdiskussion während der 12. Handelsblatt Jahrestagung Energiewirtschaft 2005

# Here comes the sun: Solarindustrie im Fokus der Kapitalmärkte

**Michael Hegel**

Managing Director, Sal. Oppenheim jr. & Cie KGaA, Köln

Zurzeit ist in der Solarindustrie eine Serie erfolgreicher Börsengänge zu beobachten: Der jüngste Kandidat war Mitte Oktober der Solaranlagenhändler Sunline, der Photovoltaik- und Solarthermieanlagen plant und vertreibt. Anfang Oktober ging der Solarzellenhersteller Q-Cells an die Börse, nur eine Woche zuvor fand der Börsengang von ErSol statt. Auch die Notierung von Aktien des Solarunternehmens PV Crystalox ist angekündigt. In jüngster Vergangenheit gab es zudem den Börsengang von Conergy; etwas länger zurück liegt der IPO von Solarfabrik. Insgesamt gesehen handelt es sich um eine lange Reihe erfolgreicher Emissionen: Die Anleger haben zumeist kräftige Zeichnungsgewinne erzielt, und die Aktienkurse schon länger gelisteter Werte (Solarworld, Sunways, Solon) haben Höchststände erreicht.

Dieser Trend ist nicht allein mit dem derzeit günstigen Kapitalmarktumfeld zu erklären, vielmehr weist die Solarindustrie im Vergleich zu anderen Sektoren bemerkenswerte Besonderheiten auf. In Deutschland zeigt der Photovoltaikmarkt seit Anfang der 90-er Jahre ein sehr dynamisches Wachstum. Die jährlichen durchschnittlichen Wachstumsraten liegen über 50%, im Jahr 2004 hat sich das Wachstum sogar bis auf 63% beschleunigt. Das rasante Wachstum der Branche soll ungebremst weitergehen: Bis 2010 soll sich die installierte Leistung auf 3,6 GW vervierfachen. Die deutschen Solarfirmen investieren schon jetzt kräftig in die Erweiterung ihrer Kapazitäten. Bis Ende 2006 sollen die Kapazitäten für Solarzellen und -module mehr als verdoppelt werden.

Ein wesentlicher Treiber für diese Entwicklung ist das EEG mit seinen im europaweiten Vergleich großzügigen Einspeisevergütungen, verbunden mit weiteren Förderprogrammen der öffentlichen Hand. Das ist

aber nicht alles: Die Wachstumsprognosen sind weiterhin gut, und sie hängen zwar wesentlich, aber nicht ausschließlich vom Erhalt der bestehenden Fördermechanismen ab: Ganz entscheidend wird das Wachstum dieses Sektors vom Wachstum der Auslandsmärkte getrieben.

Aus weltweiter Perspektive nennt die Unternehmensvereinigung Solarwirtschaft eine Wachstumsrate von gut 20%: So liegt es auf der Hand, dass die Internationalisierung der deutschen Solarindustrie auf dem Vormarsch ist. Sowohl Conergy als auch Solarworld streben bis zum Jahr 2008 einen Auslandsumsatz von mehr als 50% an. Beispielsweise Solarworld hat in der jüngsten Vergangenheit massiv in das internationale Geschäft investiert; im Fokus stehen insbesondere der europäische Wachstumsmarkt Spanien, aber auch China und USA, Länder mit erheblichem Ausbaupotenzial. In den USA findet diese Entwicklung vor allem in Kalifornien statt, wo eine installierte Leistung von bis zu 3 GW bis 2018 angestrebt wird. Die Volksrepublik China hat offiziell ein Ausbauziel von 450 MW bis 2010 verkündet. Nach Einschätzungen von Branchenexperten ist es nicht unwahrscheinlich, dass beide Ziele sogar übertroffen werden.

Ein begrenzender Faktor für das internationale Wachstum ist und bleibt die Verfügbarkeit von Silizium, das als Rohstoff für die Herstellung von Solarzellen dient. Unternehmen, die ihre Geschäftstätigkeit auf alle Wertschöpfungsstufen einschließlich Beschaffung und Weiterverarbeitung des Rohmaterials ausgeweitet haben, sind daher im strategischen Vorteil. Auch auf den Wertschöpfungsstufen der Zell- und Waferproduktion herrschen auf Grund der Anlagenintensität und des hohen erforderlichen Know-hows hohe Markteintrittsbarrieren.

Das Segment gilt als relativ hochmargig. Unternehmen wie Schott Solar, Q-Cells, ErSol, Sunways und die Solarworld-Tochter Deutsche Cell nehmen hier attraktive Marktpositionen ein. Etwas anders sieht es im Marktsegment der Solarmodule sowie im Handel und Vertrieb aus: Hier sind die Märkte stark fragmentiert und mittelständisch geprägt. Es herrscht eine hohe Wettbewerbsintensität und die Margen werden möglicherweise unter Druck geraten. Bei der Beurteilung der Wertentwicklung einzelner Marktteilnehmer der Solarindustrie ist daher immer von entscheidender Bedeutung, in welchem Umfang und auf welchen Stufen der Wertschöpfung das Unternehmen tätig ist und wie weitgehend es vertikal integriert ist.

Zumindest in der mittelbaren Frist sichert der bestehende regulatorische Rahmen den starken Wachstumstrend der Photovoltaikindustrie in Deutschland, wenngleich es derzeit kaum möglich ist, die Fortentwicklung der Fördermechanismen unter der neuen Bundesregierung genau vorherzusagen. Unbeschadet der Ankündigung der CDU, in der für das Jahr 2007 anstehenden Anschlussregelung zum EEG vom Mindestpreissystem abzukehren und eine Deckelung der Förderbeträge einzuführen, ist doch schon allein auf Grund der europäischen Vorgaben eine langfristige Förderung der Solarindustrie zu erwarten. Ein wichtiger Meilenstein auf dem Weg, erneuerbare Energien zu einem zentralen Standbein der EU-Energieversorgung zu machen, ist die Richtlinie zur Förderung der Stromerzeugung von erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt. Mit ihr soll der Anteil von Strom aus erneuerbaren Energien in der Europäischen Union bis zum Jahr 2010 von derzeit etwa 14% auf über 22% erhöht werden.



Podiumsdiskussion mit Michael Hegel (links) während der 12. Handelsblatt Jahrestagung Energiewirtschaft 2005.

# Nachhaltige Energiepolitik für Deutschland

**Jürgen R. Thumann**

Präsident, Bundesverband der Deutschen Industrie BDI e.V.

Die Energiepolitik der vergangenen Jahre hat dazu geführt, dass die Nutzung von Energie teurer geworden ist. Die Energiepreise sind durch Ökosteuer, Konzessionsabgaben, Umlagen zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung und der erneuerbaren Energien kräftig in die Höhe getrieben worden. Weitere Belastungen sind jüngst durch den Emissionshandel hinzugekommen. Der starke Anstieg der Preise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate im Referenzpreis an der Leipziger Strombörse hat seit April 2005 zu einem zusätzlichen Preisschub beim Strom geführt, der in dieser Form nicht erwartet worden war. Alle diese Faktoren lassen die Energiekosten für die Verbraucher deutlich steigen und berauben die Energiewirtschaft ihrer Investitionssicherheit.

Dabei war diese Entwicklung mit Verweis auf Klimaschutz und die Senkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen politisch durchaus erwünscht. Die warnenden Stimmen der Industrie sind bewusst überhört worden. Die Industrie hat frühzeitig darauf hingewiesen, dass eine Politik der Energiepreisverteuerung die Wettbewerbsfähigkeit der Industrieproduktion am Standort Deutschland gefährdet. Auch und besonders für den industriellen Mittelstand sind höhere Strompreise kaum verkraftbar. Seit 1998 haben sich die politischen Lasten auf den Strompreis mehr als verfünffacht – inzwischen belaufen sie sich auf 12 Milliarden Euro. Diese Summe müssen die Verbraucher und damit auch die Industrie über ihre Stromrechnung bezahlen. Zu dem Anstieg der Strompreise kommt der rasante Anstieg der Ölpreise und in seiner Folge der Gaspreise.

Was muss also getan werden? Deutschland benötigt als Industriestandort eine wettbewerbsfähige Energieversorgung mit leistungsfähigen Infrastrukturen. Über 80 % der gesamten industriellen Energiekosten entfallen auf Strom und Gas. Im europäischen Vergleich zahlen deutsche Unternehmen mit die höchsten Strom- und Gaspreise. Wenn wir mehr Wertschöpfung in unserem Land erreichen wollen, ist es deshalb entscheidend, die Verbraucher an dieser Kostenfront zu entlasten. Die politisch bedingten Belastungen gehören auf den Prüfstand mit dem Ziel, die daraus resultierenden Wettbewerbs handicaps deutlich zu reduzieren.

Wir können es uns nicht mehr leisten, die Strompreise Jahr für Jahr steigen zu lassen. Auch deshalb – und weil die Bundesregierung es bislang versäumt hat, ein schlüssiges Konzept für eine Energiepolitik aus einem Guss vorzulegen – hat der BDI soeben eine Studie vorgelegt: „Nachhaltige Energiepolitik für den Standort Deutschland – Anforderungen an die zukünftige Energiepolitik“. Diese Studie macht deutlich: Wir brauchen eine Verstärkung des Wettbewerbs auf den Strom- und Gasmärkten. Eine weitere Instrumentalisierung der Energiepreise für andere politische Zwecke – Fiskalpolitik oder Klimaschutz – gefährdet den Standort und bedroht damit Arbeitsplätze.

Der Abbau der vorhandenen politischen Lasten insbesondere bei der Stromversorgung ist dringend geboten, um zumindest in der EU bei den Strompreisen wieder konkurrenzfähig zu werden. Die Förderung der erneuerbaren Energien oder der Kraft-Wärme-Kopplung muss so finanziert werden, dass sich

dadurch keine Wettbewerbsnachteile für das produzierende Gewerbe ergeben. Nach dem Vorbild der KWK-Förderung sollte zumindest im Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) die Höhe der Belastung generell begrenzt werden. Der Handel mit CO<sub>2</sub>-Zertifikaten darf keine Auswirkung auf den Strompreis haben. Die Klimaschutzinstrumente müssen überprüft und aufeinander abgestimmt werden. Und die Laufzeitbefristung der kostengünstig erzeugenden Kernkraftwerke muss im Interesse einer wettbewerbsfähigen Grundlastversorgung, aber auch aus Klimaschutzgründen aufgehoben werden.

Die Politik sollte schließlich auch die Risiken der Ölpreisentwicklung für die konjunkturelle Entwicklung ernst nehmen. Die Mineralölpreise sind im weiten Umfang durch die hohe Steuer- und Abgabenlast bestimmt. Die Bundesregierung sollte zur Preisdämpfung dort ansetzen, wo sie effektiv handeln kann und dort, wo die Belastungen „hausgemacht“ sind: Die Energiebesteuerung von Kraftstoffen und Heizöl gehört ebenfalls auf den Prüfstand.

Fazit: Die rasant gestiegenen Energiepreise machen die Energiepolitik inzwischen zu einer Jedermanns-Angelegenheit. Wir müssen endlich darüber sprechen, wie wir zu einer wertschöpfungsorientierten Energiepolitik zurückzufinden. Zu dieser Diskussion leisten wir gerne unseren Beitrag. Denn eine sichere Energieversorgung zu wettbewerbsfähigen Preisen ist die unverzichtbare Basis für Wertschöpfung in Deutschland und Europa.



Rege Diskussionen mit den Referenten und Teilnehmern bestimmen die 12. Handelsblatt Jahrestagung 2005.  
(Prof. Dr. Dieter Ameling)

# Ölbindung des Gaspreises ein Dogma?

**Prof. Dr. Dieter Schmitt**  
Universität Duisburg-Essen

Nach der dramatischen Aufwärtsentwicklung der Preise auf den internationalen Ölmärkten ist nunmehr – ganz im Gegensatz zu Phasen fallender Ölpreise – auch die Ölbindung des Gaspreises ins Kreuzfeuer der Kritik geraten. Daher sollte es nicht verwundern, wenn auch die Kartellbehörden nach der Infragestellung der Fristen in Gaslieferverträgen, der Strom- und Gaspreisentwicklung im Endverbraucherbereich sowie auf den Stromgroßhandelsmärkten als nächstes auch diese Thematik ins Visier nehmen würden. Dabei dient das in den meisten westeuropäischen Gasimportländern seit langem übliche Instrument der Ölbindung der Gaspreise explizit nicht dazu, Gaspreissteigerungen per se zu verhindern. Seine Aufgabe besteht vielmehr darin, extreme Preisausschläge zu vermeiden und Verbraucher, Lieferanten wie Produzenten gegen die Auswirkungen stark schwankender Ölpreise auf die Wirtschaftlichkeit ihrer Investitionen in Heizungssysteme, Netze oder Förderanlagen über deren gesamte Lebensdauer von meist mehreren Jahrzehnten abzuschirmen. Gleichzeitig gilt es, die Gaspreise nicht vom internationalen Energiemarktgeschehen abzukoppeln und damit das Interesse der Gasproduzenten am Gasimportland Deutschland langfristig zu sichern.

Hat die Ölbindung des Gaspreises mit der schrumpfenden Bedeutung des Heizöls auf dem Wärmemarkt ausgedient? Ist sie nicht mehr zeitgemäß? Behindert sie vorstoßenden Wettbewerb?

Auch wenn das Erdgas inzwischen den ersten Platz auf dem Wärmemarkt einnimmt, bleibt Heizöl auch auf absehbare Zeit der relevante Substitutionsenergieträger. Gas kann nur weiter erfolgreich penetrieren bzw. seine Position verteidigen, wenn es sich im Wirtschaftlichkeitsvergleich gegenüber diesem Energieträger immer wieder, das heißt nicht nur bei Neuanschlüssen, sondern auch bei Erneuerungen erfolgreich behaupten kann. Die Frage, ob die Ölbindung des Gaspreises noch in eine Wettbewerbslandschaft nach der Liberalisierung der Gasmärkte hineinpasst, ist berechtigt, aber solange müßig, wie Kunden dies explizit wünschen aber vor allem auch solange Exporteure in ihren Lieferverträgen auf der Vereinbarung einer solchen Klausel bestehen. Dies ist immer noch die Regel, auch wenn einzelne Vertreter der Produzentenseite in jüngster Zeit durchblicken ließen, dass die Ölbindung durchaus nicht als sakrosankt anzusehen sei, ohne Ölbindung der Verbraucher aber keinesfalls besser fahre. Im Übrigen wird kein potenzieller Wettbewerber daran gehindert, die Ölbindung nicht voll auszuschöpfen, um zusätzliche Marktanteile – und sei es – zu Lasten der eigenen Marge zu gewinnen.

Dies alles bedeutet, dass der (inzwischen zu über 80% ausländische) Gas-Produzent zwar angesichts der üblichen Vereinbarung einer Ölbindung von den derzeit stark steigenden Ölpreisen profitiert und aufgrund seiner Marktstellung die Konsumentenrente abschöpfen kann, er trägt aber auch das Risiko eines – wie wahrscheinlich auch immer veranschlagten – erneuten Ölpreisverfalls. In jedem Falle aber kann er davon ausgehen, dass die Konkurrenzfähigkeit seines Produktes auf der Endverbraucherstufe auf Dauer gewährleistet bleibt. Steigende Erlöse dürften nicht zuletzt aber auch Investitionen in Suche und Entwicklung neuer Gasvorkommen auch unter schwierigeren ökonomischen Bedingungen mit entsprechend positiven Auswirkungen auf die langfristigen Angebotsbedingungen auf den Weltgasmärkten begünstigen.

Der Gas-Verbraucher muss zwar im Augenblick – zeitlich versetzt – ölpreisbedingt erhebliche Gaspreissteigerungen verkraften, der Heizölverbraucher ist aber vom Anstieg des Ölpreisniveaus erst recht betroffen. Der Gasverbraucher kann aber davon ausgehen, vor übertriebenen Preisforderungen der Gaslieferanten vertraglich geschützt zu sein und auch wieder an erneut sinkenden Ölpreisen zu partizipieren. In jedem Falle aber bleibt er nicht schlechter gestellt als bei einem hypothetischen Öleinsatz. Er vermöchte von einer Aufgabe der Bindung des Gaspreises an den des Öls nur unter der Annahme zu profitieren, dass der Ölpreis durch tatsächliche oder künstliche Verknappung sowie wegen seines hohen Premiums im Verkehrs- und Chemiebereich in Zukunft weiter dauerhaft steigt und gleichzeitig die Gasproduzenten gezwungen oder bereit wären, in diesem Falle auf eine Abschöpfung der Wertsteigerung ihres Produktes zu verzichten. Ersteres mag im Augenblick als die wahrscheinlichere Alternative angesehen werden. Höchst unwahrscheinlich hingegen scheint die Hypothese, dass sich die Produzentenstufe angesichts der dem Energieträger Gas unter Energieeffizienz wie Umwelt- oder Klimagesichtspunkten zuzuschreibenden Präferenzen sowie des weltweiten Wettlaufs um die verfügbaren kostengünstigen Gasprovenienzen zu einem Verzicht darauf bereit finden könnte, durch einen Ölpreisanstieg eröffnete Preiserhöhungsspielräume auszuschöpfen.

Für die GvU erweisen sich Ölpreisänderungen im Prinzip als ergebnisneutral, solange diese auf der Absatzseite weitergegeben werden können. Nur durch eine symmetrische Ausgestaltung der Bezugs- und Lieferverträge und die Sicherstellung der Konkurrenzfähigkeit des eigenen Produktes ist es möglich, die Risiken einerseits der

Take-or-Pay-Verpflichtung wie der Ölbindung, die immer noch regelmäßig in den über Jahrzehnte laufenden Bezugsverträgen zu akzeptieren sind, andererseits die der langfristigen Bindung eigenen Kapitals in Rohrleitungen, Verdichterstationen oder Speichern wirtschaftlich verkraften zu können. Eine Eliminierung des ansonsten verbleibenden Preisrisikos durch Hedging scheint auch heute allenfalls kurzfristig und möglicherweise auch nur begrenzt, in jedem Falle aber nur unter Inkaufnahme zusätzlicher Kosten möglich, die vom Markt erst einmal akzeptiert werden müssen.

Dennoch ist die Ölbindung des Gaspreises kein unrückbares Dogma. Die Gaswirtschaft selbst hat bereits in der Vergangenheit bewiesen, dass sie mit einer Anpassung der maßgeschneidert auf die einzelnen Marktsegmente abgestimmten Preisbindungsklauseln – hinsichtlich Bindungsintensität, Heizölqualität, Anpassungshäufigkeit, zuletzt durch vertragliche Vereinbarungen einer Kohleklausel für Kraftwerksgas – flexibel auf Veränderungen der Marktgegebenheiten zu reagieren vermag. Hinzu kommt, dass inzwischen die GvU ihren privaten wie gewerblichen Kunden zunehmend auch Festpreisangebote – allerdings vorerst nur für vergleichsweise kurze Lieferzeiträume von kaum mehr als einem Jahr – anbieten. Es versteht sich von selbst, dass in solchen Verträgen die zusätzlichen Risiken eingepreist werden müssen. Auch erste Fälle von Bindungen langfristiger Bezugsverträge an das Spotmarktgeschehen sind bekannt geworden, in Ländern wie Großbritannien sind diese sogar – allerdings angesichts völlig anderer dort vorliegender Bedingungen – seit längerem etabliert. Wie die jüngste Entwicklung zeigt, ist ein solches Preisbildungsprinzip jedoch nicht in der Lage, jeweils die Konkurrenzfähigkeit des Gases im Substitutionswettbewerb zu sichern und exorbitante Preissprünge zu verhindern. Gleichzeitig zeigt sich, dass auch ohne formale Ölbindung in Gaslieferverträgen auf Märkten mit intensiver Substitutionskonkurrenz die vom Öl ausgehende Preisbewegung unmittelbar auf die übrigen Marktsegmente ausstrahlt. Vor allem aber setzt die Bindung des Gaspreises an das aktuelle Marktgeschehen einen funktionsfähigen, liquiden Spotmarkt voraus, dessen Entwicklung in Kontinentaleuropa noch ansteht. Insgesamt gesehen ist daher davon auszugehen, dass in Zukunft vor allem in längerfristigen Verträgen nicht die Bindung des Gaspreises an relevante Substitutionsenergieträger schlechthin aufgegeben wird, sondern sich vielmehr im Wettbewerb eine größere Vielfalt vertraglich vereinbarter Anpassungsmechanismen herausbilden wird.

# Der europäische Energiemarkt wächst zusammen

**Dr. Hans-Bernd Menzel**

Vorsitzender des Vorstandes, Börsengeschäftsführer, EEX AG

Auf kaum einem anderen Gebiet sind sich Frankreich, Österreich, Deutschland und die Schweiz so nahe wie beim Strom, der sich mit nahezu Lichtgeschwindigkeit durch die Stromnetze bewegt. Mittlerweile bilden diese Länder im Wesentlichen eine einheitliche Preiszone, denn selbst über Netzengpässe hinweg sorgt der Handel mit zunehmender Liquidität dafür, dass sich ein einheitlicher Markt entwickelt. Wann immer Preisdifferenzen eine Gewinnmöglichkeit bieten, nutzen Großhändler diese Chance und bewirken so eine Angleichung der Preise. Dabei gibt der Markt die Geschwindigkeit vor und die am Markt aktiven Unternehmen profitieren davon, dass dieser Prozess begleitet wird von Produktinnovationen und stetig steigender Teilnehmerzahl, also neuen potenziellen Geschäftspartnern.

Einer der wesentlichen Schrittmacher dieses europäischen Energiemarktes ist die Leipziger European Energy Exchange (EEX). Seit dem Börsenstart im Jahre 2000 ist das Handelsvolumen stetig gestiegen. Bereits in den ersten neun Monaten des Jahres 2005 konnte das Leipziger Unternehmen mit einer Steigerung des Handelsvolumens für Strom am EEX-Spotmarkt um 40,2 Prozent auf 60,7 TWh (Vorjahr 43,3 TWh) und am Terminmarkt um 33,2 Prozent auf 347,0 TWh (Vorjahr 260,5 TWh) neue Rekordmarken setzen. Wenn sich die Entwicklung so fortsetzt, wird der Jahresumsatz erstmalig über 500 TWh liegen. Das Rekordergebnis unterstreicht die permanent wachsende Akzeptanz und Belastbarkeit der EEX-Preise. Die

EEX-Preise sind seit langem die Referenz für Strom in Kontinentaleuropa. Unter anderem nutzen ihn die Regulierungsbehörden im In- und Ausland, zahlreiche Banken bieten ihren Kunden Instrumente an und selbst Gesetze beziehen sich auf die EEX-Preise als Messlatte (zum Beispiel KWK, EEG).

Der rasante Anstieg des Handelsvolumens war möglich, weil die EEX auf ihrer integrierten Plattform zentral eine wachsende Anzahl Produkte für eine wachsende Anzahl europäischer Länder anbietet. Die integrierte Plattform ermöglicht den Handelsteilnehmern sowohl den Spot- als auch den Terminhandel, bietet darüber hinaus Clearing Services und dies nicht nur für Strom, sondern auch für CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte. Seit April 2005 können Teilnehmer ihren an der EEX gehandelten Strom physisch nicht nur in die vier deutschen Übertragungsnetze, sondern auch in Österreichs größte Regelzone Austrian Power Grid (APG) liefern und dort beziehen. Am 29. August erfolgte der nächste Schritt auf dem Weg der weiteren Europäisierung: Die EEX bietet seitdem physisch erfüllte Futures mit Lieferung in Frankreich an. Der Handel begann mit Jahres-Futures, wurde Anfang Oktober 2005 um Quartals-Futures und wird Ende Dezember 2005 um Monats-Futures erweitert. Mit den Produkten für Österreich und Frankreich fördert die EEX das Zusammenwachsen der Märkte für Strom in Kontinentaleuropa aktiv.

Bereits vom ersten Handelstag an vollständig europäisch ist der Markt für CO<sub>2</sub>-Emis-

sionsrechte. Mit dem Start des Spotmarktes für Emissionsrechte am 9. März 2005, der bei EEX sogar vor Inbetriebnahme der Deutschen Emissionshandelsstelle möglich war, stellte sich EEX dem pan-europäischen Wettbewerb. Der zugehörige Terminmarkt wurde konsequent im Oktober 2005 gestartet und ermöglicht nun die Absicherung von Preisrisiken aus CO<sub>2</sub>-Emissionsrechten sogar bis zum Ende der zweiten Zuteilungsperiode im Jahr 2012.

Die EEX, Kontinentaleuropas größte Strombörse, lebt täglich den „Traum vom einheitlichen Strommarkt Europa“, den der ehemalige EU-Wettbewerbskommissar Karel van Miert einmal beschrieb. Ihrem Anspruch als europäische Energiebörse wird die EEX auch gerecht, wenn es um ihre Teilnehmerstruktur und ihre Aktionäre geht. An der EEX handeln mittlerweile 128 Unternehmen aus 15 europäischen Ländern und den USA; mehr als die Hälfte aller Teilnehmer kommen nicht aus Deutschland und auch für die Aktionäre der EEX gilt Ähnliches: Die 56 Anteilseigner stammen aus 11 europäischen Ländern.

Viele wichtige Schritte auf dem Weg zu einem einheitlichen Strommarkt in Europa hat die EEX bereits getan und begleitet. Und sie wird auch in Zukunft auf Basis ihres integrierten Handels-, Abwicklungs- und Clearing-Systems mit ihren Produkten die Integration des europäischen Energiehandels voran treiben.



Prof. Rainer Frank Elsässer während seines Vortrages auf der 12. Handelsblatt Jahrestagung Energiewirtschaft 2005.

# Entwicklung des CO<sub>2</sub>-Handels

## Karl-Michael Fuhr

Vorsitzender der Geschäftsführung, E.ON Sales & Trading GmbH

Durch die Einführung des CO<sub>2</sub>-Emissionsrechtehandels in der Europäischen Union ist ein neuartiges Instrument geschaffen worden mit dem Ziel, den Ausstoß des klimaschädlichen Treibhausgases CO<sub>2</sub> zu beschränken. Damit ist CO<sub>2</sub> zu einem kostenrelevanten Produktionsfaktor geworden, den es durch CO<sub>2</sub>-Minderungsmaßnahmen und CO<sub>2</sub>-Handel zu optimieren gilt. Soweit die einfache Logik.

Bereits im ersten Halbjahr 2005 zeigte der Emissionshandel eine überraschend lebhaftere Preisentwicklung. Denn während ursprünglich überwiegend von einem Preis um die 10 € je Tonne CO<sub>2</sub> ausgegangen wurde, kletterte der Preis auf ein zwischenzeitliches Hoch von knapp 30 €, um sich anschließend wieder auf Werte zwischen 20 und 24 € einzupendeln – immer noch doppelt soviel wie erwartet.

Ein Aspekt, der mittlerweile noch größere Beachtung findet, ist die Wechselwirkung zwischen Emissionshandel und Strompreisentwicklung. Tatsache ist, dass ein fundamentaler Zusammenhang besteht. Die den Strommarktpreis setzenden Grenzkostenkraftwerke werden mit Gas oder Kohle befeuert. Für jede zu erzeugende Kilowattstunde ist damit die Frage zu stellen, ob der Marktpreis die anfallenden Brennstoffkosten sowie die Kosten der benötigten Emissionsrechte abdeckt. Der CO<sub>2</sub>-Preis findet sich als Kostenfaktor im Strommarktpreis wieder.

Die logische Folge dieser beabsichtigten Internalisierung externer Umweltkosten ist die Steigerung des Strompreinsniveaus. Im Prinzip vollzieht jeder diesen Effekt nach. Überrascht zeigen sich viele Beobachter jedoch von der Höhe des CO<sub>2</sub>-Preises und des Strompreisanstiegs. Ein Blick hinter die Kulissen des CO<sub>2</sub>- und Strommarktes

offenbart, dass die Preisentwicklung so überraschend nicht ist: Weltweit sind die Gaspreise stark angestiegen. Folge ist eine teilweise Verdrängung der Gasverstromung durch Erzeugung auf Kohlebasis. Dies hat direkte Rückwirkungen auf den CO<sub>2</sub>-Markt, da es zu einer steigenden Nachfrage nach CO<sub>2</sub>-Emissionsrechten und damit zu einem Preisanstieg kommt. Dieser Effekt ließ sich vor allem in Großbritannien beobachten – ein Land, in dem die Basiszuteilung von Emissionsrechten an den Energiesektor restriktiv ausgefallen ist.

Ein ebenfalls CO<sub>2</sub>-nachfragefördernder Sonderfaktor war in Spanien zu beobachten: Durch die lang anhaltende Dürre musste die Stromerzeugung aus Wasserkraft durch fossil erzeugten Strom ersetzt werden. Und auch Spanien gehört zu den Ländern innerhalb der EU, die bereits von der Erсталlokation an mit Emissionsrechten unterausgestattet sind.

CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte sind grenzüberschreitend handelbar – das heißt, dass preisbeeinflussende Effekte in einem Land Auswirkungen auf den Gesamtmarkt haben. Und dieser Gesamtmarkt ist noch nicht komplett – so haben z.B. im Herbst 2005 gerade einmal 11 von 25 EU-Mitgliedsstaaten ihre CO<sub>2</sub>-Register bereitgestellt – wesentliche Voraussetzung für einen effektiven Spothandel. Darüber hinaus zeigt sich nur eine begrenzte Zahl an Akteuren im Emissionshandel: Vor allem der Industriesektor, der EU-weit 43% der zugeteilten Emissionsrechte hält, ist zum Teil noch gar nicht auf den Handel eingestellt. Eine aktuelle Untersuchung hat ergeben, dass nur 26% der vom Emissionshandel betroffenen Unternehmen auch aktiv am Handel teilnehmen. Dass in einem solchen engen Markt die Preise nach oben gehen, verwundert nicht. Mit zunehmender Regis-

ter- und Akteurszahl wird das Angebot im Markt steigen – auch wenn der Markt ein Käufermarkt bleiben wird. Denn dafür hat die EU-Kommission mit ihrer restriktiven Zuteilungspolitik gesorgt.

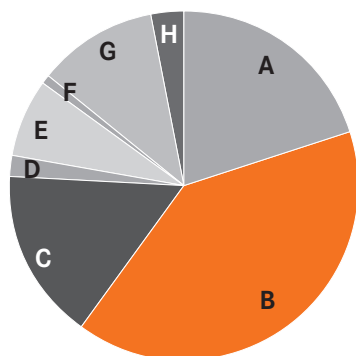
Der CO<sub>2</sub>-Markt ist noch jung – dazu ist er unvollständig in Bezug auf Register und Akteure. Trotzdem hat sich bereits ein reger Handel entwickelt, was nicht zuletzt die stetig steigenden Umsatz- und Teilnehmerzahlen an den Börsen von IPE, Nordpool und EEX zeigen.

Dass dieser junge, noch im Entstehen begriffene Markt, hohe Volatilitäten zeigt; ist normal. Zumal auch bis heute nicht bekannt ist, wie der Markt in der zweiten EU-Handelsperiode 2008-12 ausgestaltet sein wird, und wie es insgesamt mit einem Kyoto-Regime nach 2012 überhaupt weiterlaufen soll. Vor dem Hintergrund all dieser Unvollständigkeiten und Unsicherheiten verhalten sich die Akteure im Emissionshandelsmarkt der Situation entsprechend: umsichtig und abwartend.

Das derzeitige Preisniveau ist somit auch nicht Ergebnis bewusster Preistreibereien, die in einem Markt mit über 11.000 betroffenen Anlagen in 25 Staaten ohnehin nicht nachhaltig durchsetzbar wären. Sie ist vielmehr Ergebnis einer hohen Nachfrage in einem per Definition knappen Markt. Eine wirkliche Beurteilung der Entwicklung des Marktes wird erst mit Rückblick auf die effektive Zuteilung und den Verbrauch in 2005 möglich sein. So bleibt z.B. auch die Inbetriebnahme der noch fehlenden Register abzuwarten. Wichtig ist es, mit konstruktiver Kritik zum Gelingen des Marktes bei zu tragen – anstatt das Handelssystem frühzeitig als gescheitert zu verurteilen – wie es manche Kritiker bereits versucht haben.

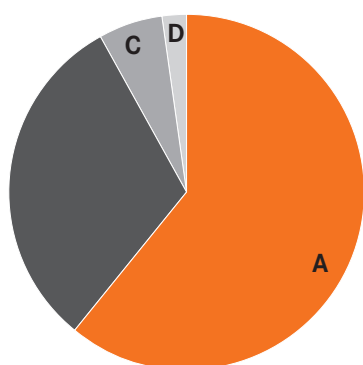
# Teilnehmerstruktur der 12. Handelsblatt Jahrestagung Energiewirtschaft 2005

## Nach Branchen:



- A** 20% allgemeine Energiewirtschaft
- B** 40% Stromerzeugung/-verteilung
- C** 16% Gaserzeugung/-verteilung
- D** 2% Bergbau
- E** 7% Industrie
- F** 1% Banken
- G** 11% Dienstleister
- H** 3% Sonstige

## Nach Hierarchien:



- A** 61% Vorstand, Aufsichtsrat, Geschäftsleitung
- B** 31% (Haupt-)Abteilungsleiter
- C** 6% Mitarbeiter, Sachbearbeiter
- D** 2% Sonstige

## Impressum

Handelsblatt Veranstaltungen  
c/o EUROFORUM Deutschland GmbH  
Prinzenallee 3, 40549 Düsseldorf

V.i.S.d.P.  
Christina Sternitzke  
Bereichsleiterin/Prokuristin  
EUROFORUM Deutschland GmbH  
Telefon: +49.(0) 211.96 86 - 34 00

# 13. Handelsblatt Energiewirtschaft

17. bis 19. Januar 2006, Hotel In



**Dr. Christof Bauer,**  
Leiter Konzernenergie-  
wirtschaft,  
Degussa AG



**Hans-Dieter Erfkemper,**  
Vorsitzender  
des Vorstandes,  
RWE Rhein-Ruhr AG



**Sven Becker,**  
Geschäftsführer,  
Trianel European Energy  
Trading GmbH



**Jürgen Fitschen,**  
Mitglied des Group  
Executive Committee,  
Deutsche Bank AG



**Dr. Burckhard  
Bergmann,**  
Vorsitzender  
des Vorstandes,  
E.ON Ruhrgas AG



**Dr. Uwe Franke,**  
Vorsitzender  
des Vorstandes,  
Deutsche BP AG



**Dr. Ulf Böge,**  
Präsident,  
Bundeskartellamt



**Karl-Michael Fuhr,**  
Vorsitzender  
der Geschäftsführung,  
E.ON Sales &  
Trading GmbH



**Dr. Werner Brinker,**  
Präsident,  
Verband der Elektrizitäts-  
wirtschaft VDEW e.V.



**Michael Hegel,**  
Managing Director, Sal.  
Oppenheim jr. & Cie. KGaA



**Prof. Dr. Utz Claassen,**  
Vorsitzender  
des Vorstandes,  
EnBW AG



**Dr. Christian Holzherr,**  
Mitglied des Vorstandes,  
CFO, EnBW AG

Haupt-Sponsor der 13. Handelsblatt  
Jahrestagung Energiewirtschaft 2006:

PRICEWATERHOUSECOOPERS 

# Handelsblatt Jahrestagung Energiewirtschaft 2006

Hyatt Regency Hotel Continental, Berlin



**Stefan Judisch,**  
Geschäftsführer,  
RWE Trading GmbH



**Prof. Dr. Dieter Schmitt,**  
Universität  
Duisburg-Essen



**Dr. Johannes Teyssen,**  
Vorsitzender  
des Vorstandes,  
E.ON Energie AG



**Matthias Kurth,**  
Präsident,  
Bundesnetzagentur



**Dr. Manfred Scholle,**  
Vorsitzender  
des Vorstandes,  
GELSENWASSER AG



**Jürgen R. Thumann,**  
Präsident, BDI e.V.



**Alexander  
Ivanovich Medvedev,**  
Deputy Chairman of the  
Management Committee,  
OAO Gazprom



**Dr. Georg Schöning,**  
Sprecher  
des Vorstandes,  
RWE DEA AG



**Dr. Friedrich Weng,**  
Geschäftsführer,  
SüdWestStrom GmbH



**Dr. Hans-Bernd Menzel,**  
Vorsitzender  
des Vorstandes,  
Börsengeschäftsführer,  
EEX AG



**Dr. Rudolf Schulten,**  
Vorsitzender  
des Vorstandes,  
MVV Energie AG



**Manfred Wiegand,**  
Global Utilities Leader,  
PricewaterhouseCoopers  
AG WPG



**Dr. Bernd Pfaffenbach,**  
Staatssekretär,  
BMW AG



**Dr. Heinz Jürgen  
Schürmann,**  
Handelsblatt



**Reinier Zwitterloot,**  
Vorsitzender  
des Vorstandes,  
Wintershall AG



**Dr. Klaus Rauscher,**  
Vorsitzender  
des Vorstandes,  
Vattenfall Europe AG



**Dr. Jörg Spicker,**  
Mitglied  
des Vorstandes,  
Atel Energie AG

**Handelsblatt**

Substanz entscheidet.

# Sponsoren und Aussteller der 13. Handelsblatt Jahrestagung Energiewirtschaft 2006

## Haupt-Sponsor

PRICEWATERHOUSECOOPERS 

## Gastgeber des Cocktailempfanges am 18. Januar 2006

*Sal. Oppenheim*

---

PRIVATBANKIERS SEIT 1789

### Sponsoring und Ausstellungen

Im Rahmen unserer Veranstaltungen besteht die Möglichkeit, dem exklusiven Teilnehmerkreis Ihr Unternehmen und Ihre Produkte oder Dienstleistungen zu präsentieren. Ihre Fragen zu den Ausstellungskapazitäten, der Zielgruppenanalyse sowie der Entwicklung Ihres individuellen Sponsoring-Konzeptes beantworten wir Ihnen gerne.



**Christina Westenberger**

Senior-Sales-Managerin

Telefon: +49.(0) 211.96 86 - 37 18

E-Mail: [christina.westenberger@euroforum.com](mailto:christina.westenberger@euroforum.com)

## Folgende Aussteller haben bereits zugesagt:

ABB AG	NEUTRASOFT GmbH & Co. KG
Altstom Power AG	regiocom GmbH
Atel Energie AG	rhenag Rheinische Energie AG
A/V/E GmbH	rku.it GmbH
Barfeld & Partner GmbH	SAG
Convergence Utility Consultants	SAP Deutschland AG & Co.KG
CURSOR Software AG	Schleupen AG
Deutsche Post AG	SIV.AG
Düsseldorfer Consult GmbH	Somentec Software AG
Electrabel Deutschland AG	SOPTIM AG
EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Statkraft Markets GmbH
E.ON IS	swb Services GmbH & Co.KG
EURO DCS AG	Trianel European Energy Trading GmbH
Euroforum Deutschland GmbH	Unilog Systems Integration GmbH
GEF-RIS AG	Unternehmensgruppe Steria Mummert Consulting
GISA GmbH	Vattenfall Europe Information Services GmbH
Handelsblatt GmbH	VNG-Verbundnetz Gas Aktiengesellschaft
Hanse Orga AG	VIZ Risk Management Services AS
IBM Deutschland GmbH	WINGAS GmbH
IDS GmbH	YourSales Unternehmensberatung
IRM Integriertes Ressourcen Management AG	



Impressionen der Ausstellung  
während der 12. Handelsblatt Jahrestagung  
Energiewirtschaft 2005