

UNIVERSITY OF WUPPERTAL
BERGISCHE UNIVERSITÄT WUPPERTAL

EUROPÄISCHE WIRTSCHAFT
UND
INTERNATIONALE MAKROÖKONOMIK



Paul J.J. Welfens

**Marktwirtschaftliche Perspektiven der Energiepolitik in der EU:
Ziele, Probleme, Politikoptionen**

Diskussionsbeitrag 148
Discussion Paper 148

*Europäische Wirtschaft und Internationale Wirtschaftsbeziehungen
European Economy and International Economic Relations*

ISSN 1430-5445

Paul J.J. Welfens

**Marktwirtschaftliche Perspektiven der Energiepolitik in der EU:
Ziele, Probleme, Politikoptionen**

Dezember 2006

Herausgeber/Editor: Prof. Dr. Paul J.J. Welfens, Jean Monnet Chair in European Economic Integration

EUROPÄISCHES INSTITUT FÜR INTERNATIONALE WIRTSCHAFTSBEZIEHUNGEN (EIIW)/
EUROPEAN INSTITUTE FOR INTERNATIONAL ECONOMIC RELATIONS

Bergische Universität Wuppertal, Campus Freudenberg, Rainer-Gruenter-Straße 21,
D-42119 Wuppertal, Germany

Tel.: (0)202 – 439 13 71

Fax: (0)202 – 439 13 77

E-mail: welfens@uni-wuppertal.de

www.euroeiiw.de

JEL classification: D40, Q40, Q48, O19

Key words: EU, Energy Policy, Electricity Markets, WTO, Emission Certificates

Zusammenfassung: Dieser Beitrag thematisiert marktwirtschaftliche Perspektiven der europäischen Energiepolitik. Hierbei werden Effizienz, Umweltfreundlichkeit und Versorgungssicherheit als Ziele betrachtet und neue Vorschläge für eine konsistente Regulierung im Strommarkt vorgelegt. Hier wird die kostenlose Zuteilung von CO₂-Emissionsrechten kritisch reflektiert – dabei ist für die Allokationseffizienz ein angemessen hoher Zertifikatspreis per se wichtig, der sich auch bei Zuteilungen von begrenzten Freimengen bilden könnte; eine Internalisierung externer Effekte aber verlangt einen angemessen hohen Zertifikatspreis. Zudem gilt: kostenlose Zuteilungen schaffen in den Stromkonzern-Unternehmensbilanzen Aktiva, die auf eine verdeckte Vermögensumverteilung zugunsten der betreffenden Aktionäre hinauslaufen und zudem in wettbewerbspolitisch problematischer Weise die Finanz- bzw. Marktmacht der ohnehin marktmächtigen Stromkonzerne erhöht. Schließlich wird faktenbasiert vor übertriebenen Befürchtungen bezüglich der zeitlichen Reichweite von fossilen Energieträgern gewarnt und auf die Inkonsistenz einer Mitgliedschaft in den internationalen Organisationen WTO und OPEC-Kartell hingewiesen. Die auf Freihandelsförderung gerichtete WTO sollte ihre Statuten konsistenterweise dahingehend ändern, dass nur Länder aufgenommen werden können, die Förderung und Erhalt von Wettbewerb als grundlegendes Prinzip in der Wirtschaftspolitik anerkennen.

Summary: This paper presents market-oriented perspectives on European Energy Policy. We consider efficiency, environmental quality and energy security as goals and present new ideas for a consistent regulation of the electricity market. If government allocates CO₂ emissions certificates for free this might not exclude a positive price, however, an adequate price – reflecting negative external costs of energy generation properly – is required. Free allocation of emission certificates creates assets in the balance sheet of electricity firms which amounts to a hidden government-organized redistribution policy in favour of the respective stockholders and also reinforces the financial power and market dominance of already powerful electricity firms. Doubts are raised about popular discussion about a rather small effective global reserve to consumption ratio. Moreover, we shed a critical light on the consistency of parallel WTO membership and membership in the OPEC cartel. The WTO should change its statutes in a way that member countries are expected to respect and support competition as the basic principle of economic policy.

Prof. Dr. Paul J.J. Welfens (Jean Monnet Chair), Europäisches Institut für Internationale Wirtschaftsbeziehungen (EIIW e.V.) an der Bergischen Universität Wuppertal, Rainer-Gruenter-Str. 21, D-42119 Wuppertal, Tel: +49-202-4391371, Fax: +49-202-4391377, welfens@eiiw.uni-wuppertal.de, www.euroeiiw.de

Marktwirtschaftliche Perspektiven der Energiepolitik in der EU: Ziele, Probleme, Politikoptionen

Diskussionsbeitrag 148

Inhaltsverzeichnis

1. Einführung.....	1
2. Spezifika des Energiesektors	6
3. Energieknappheit als ökonomisches und politisches Problem.....	9
3.1. Ölpreisentwicklung aus makroökonomischer Sicht.....	10
3.2. Grundprobleme des Strom- und Gasmarktes	15
3.3. Wettbewerb in der Stromwirtschaft	19
3.4. Wirtschaftspolitische Optionen für eine rationale EU-Energiepolitik	26
Anhang I: Energiestatistiken.....	32
Anhang II: Indikatoren des russischen Energiesektors.....	36
Literaturverzeichnis.....	40

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Rohölpreis in langfristiger Betrachtung (aktueller Preis und Preis zu konstantem Wechselkurs bzw. US-Preisniveau 2002)	11
Abbildung 2: Ölpreisbildung bei Kartell und Wettbewerb	13
Abbildung 3: Marktverflechtungen	18
Abbildung 4: Ansatzpunkte einer rationalen EU-Energiepolitik	29
Abbildung 5: Nettoeinfuhren von Primärenergie	32
Abbildung 6: Strompreise industrielle Nutzung (2006 in Euro je KWh).....	32
Abbildung 7: Gaspreise industrielle Nutzung (2006 in Euro je Gigajoule).....	33
Abbildung 8: Strompreise für industrielle Großunternehmen (2006 2. Halbjahr in Euro je KWh).....	33
Abbildung 9: Gesamterzeugung von Primärenergie (2004 in 1000 tRÖE)	34
Abbildung 10: Endenergieverbrauch (2004 in 1000 tRÖE).....	34
Abbildung 11: Anteil der Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen am Bruttostromverbrauch (2004)	35
Abbildung 12: West Texas Intermediate in US \$ je Barrel.....	35
Abbildung 13: Russian Federation: Fuel Production, 1990–2001	36
Abbildung 14: Russian Federation: Fuel Production, 1990 – first half of 2001	36
Abbildung 15: Russian Federation: Industrial Employment, 1000 persons.....	37
Abbildung 16: Russian Federation: Employment in Mining, Quarrying and Energy Industry, 1000 persons.....	37
Abbildung 17: Russian Federation: Shares of Mining, Quarrying and Energy Industrial Employment as Percent of Industrial Employment.....	38
Abbildung 18: Russian Federation Shares of Mining, Quarrying and Energy Industrial Output (current RuR) as Percent of Industrial Output	38
Abbildung 19: Russian Federation: Mining, Quarrying and Energy Industry Output as Percent of total Industry Output.....	39
Abbildung 20: Russian Federation: Employment in Mining, Quarrying and Energy Industry as Percent of total Industrial Employment	39

1. Einführung

Im Zuge stark wachsender nominaler Öl- und Gaspreise in den Jahren 2004-06 und wegen der in großen Teilen von Wissenschaft, Politik und Öffentlichkeit bestehenden Befürchtungen zur Klimaerwärmung in einer langfristig stark wachsenden Weltwirtschaft ist die Energiepolitik zu einem gewichtigen Element der Wirtschaftspolitik geworden. Mit Blick auf die EU-Länder gilt dies für die nationale und die supranationale Politikebene einerseits, aber auch für die Weltwirtschaft andererseits – hier sei etwa auf das Kyoto-Protokoll zum Klimaschutz verwiesen, dem allerdings die USA nicht beitraten. Zudem sind die EU-Länder durch die wiederholten Konflikte im Kontext russischer Gaslieferungen (Januar 2006: Streitfall Russland-Ukraine, Dezember 2006: Streitfall Russland-Belarus) für Fragen der Energiesicherheit verstärkt sensibilisiert worden; diese teilweise von Russland ausgehenden Konflikte stehen im Widerspruch zu dem auf dem G-8-Gipfel im Juli 2006 verabschiedeten Aktionsplan zur globalen Energiesicherheit – allerdings hat auch Belarus mit der Erhöhung der Durchleitungsgebühren den Konflikt mitgeprägt. Unklar ist, wie die EU das unter britischer Ratspräsidentschaft in 2005 formulierte Ziel einer EU-Energiepolitik konkret realisieren soll. Hier richten sich große Erwartungen auf die deutsche Ratspräsidentschaft im ersten Halbjahr 2007. Die Bundesregierung hat den Energiebereich als einen Schwerpunkt der Agenda der EU-Ratspräsidentschaft festgelegt.

Wirtschaftlichkeit bzw. Effizienz, Sicherheit und Umweltverträglichkeit sind drei wichtige Aspekte der Energiepolitik. Der Energiesektor ist Bestandteil der Infrastruktur, wobei Energie im Interesse von reibungsloser Produktion, Transport und Konsum jederzeit in ausreichender Menge verfügbar sein sollte. Umweltverträglichkeit verlangt nach marktwirtschaftlichen Impulsen zur Internalisierung negativer externer Effekte (etwa mit Blick auf den Ausstoß von SO₂ und CO₂ bei der Energieerzeugung). Sicherheit in der Energieversorgung hängt von der sinnvollen Nutzung eigener Energiequellen – inklusive regenerativer Energien – sowie langfristigen Verträgen mit ausländischen Energielieferanten ab. Angesichts globaler Energiemärkte haben Energieeffizienzfortschritte, die im Ausland erzielt werden, eine positive internationale Ausstrahlung. Da im betreffenden Land die Energienachfrage tendenziell zurückgeht, trägt dies – eine Preiselastizität der Nachfrage betragsmäßig kleiner 1 vorausgesetzt – zu einem sinkenden Weltmarktpreis bei. Deutschland lag nach Angaben des EU-Grünbuches über Energieeffizienz von 2005 (EUROPEAN COMMISSION, 2005), und zwar bei Zugrundelegung von Einkommenszahlen nach Kaufkraftparitäten, innerhalb der EU25-Länder bei der Energieeffizienz auf Durchschnittsniveau. Zwar sind einige der besser positionierten EU-Länder durch klimatische Vorteile gegenüber Deutschland begünstigt, dies gilt allerdings nicht für Großbritannien. Allerdings dürfte Großbritannien wiederum vom relativ hohen Anteil des Dienstleistungssektors an der Wertschöpfung profitieren. Dieses Grünbuch weist für die EU25 folgende Verteilung des Bruttoenergieverbrauchs für 2005 auf: Verluste durch Umwandlung (Energieerzeugung i.e.S.) 29%, Verkehr 20%, Industrie 18%, Haushalte 17%, Tertiärer Bereich 10%, nicht-energiebezogene Nutzung 6%. Daher ist offensichtlich, dass die Strom- und Wärmeerzeugung, der Verkehr, die Industrie und die Haushalte besonders wichtige Ansatzpunkte für die Modernisierung sind.

Von der Erzeugungsseite wird zwischen Primärenergie und nutzbarer Endenergie (z.B. Elektrizität) unterschieden. Ein Teil der Primärenergiemärkte – Rohöl und Gas – kann als

Weltmarkt klassifiziert werden; hier spielt das globale Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage die entscheidende Rolle für den Gleichgewichtspreis – zudem das seit den 70er Jahren in besonderer Weise regional aktive Kartell, die OPEC. Öl bzw. Benzin ist der dominante Energieträger mit Blick auf Mobilitäts- bzw. Transportbedürfnisse. Kohle, Öl und Gas sowie Uran und erneuerbare Energien (vor allem Wasserkraft, Wind und Solarenergie) sind für die Elektrizitätserzeugung wichtig, wobei hier Emissionsfragen – mit Blick auf CO₂ und Methan – wirtschaftspolitisch zusätzlich zu bedenken sind. Hierbei geht es um Fragen der globalen Klimaerwärmung, deren Vermeidung man als globales Kollektivgut betrachten kann; der Druck in Richtung Klimaerwärmung ist nämlich von der Lokalisierung der Emissionsquelle prinzipiell unabhängig. In diesem Kontext ist bemerkenswert, dass Methan mit Blick auf die Klimaerwärmung gut 20mal schädlicher ist als CO₂, wobei es einen Zusammenhang von Klima- und Meereserwärmung bzw. mit letzterer einhergehender verstärkter Methanfreisetzung bei höheren Wassertemperaturen gibt.

Mit der Unterzeichnung des Kyoto-Protokolls haben die EU und ihre Mitgliedsländer erhebliche Reduzierungsversprechen bei den CO₂-Emissionen gemacht, nämlich minus 8% für den Zeitraum 2008-2012, wobei Deutschland und einige andere EU-Länder voraussichtlich die Zielvorgaben einhalten werden; eine Reihe von EU-Ländern wird die Ziele aber vermutlich verfehlen. Die geforderte Minderung für Deutschland beträgt im Jahr 2012 gegenüber dem Referenzjahr 1990 21%. Zum Klimawandel ist festzustellen, dass nach Angaben der Europäischen Umweltagentur die Temperaturen in den letzten 100 Jahren um knapp 1 Grad Celsius angestiegen ist und für das 21. Jahrhundert ein Anstieg um 2 bis 6 Grad erwartet wird (EUA, 2005); dabei hat die EU eine langfristige globale Erhöhung der Durchschnittstemperatur um maximal 2 Grad gegenüber den vorindustriellen Werten zum Ziel erklärt. Bis 2030 wird der Energiebedarf europaweit um etwa 20% zunehmen, was unterhalb des prozentualen Zuwachses des Bruttoinlandsproduktes ist. Eine Entkopplung von Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch ist also durchaus möglich.

Auf die Bundesrepublik Deutschland kommt auf Basis von EU-Zusagen im Kyoto-Protokoll die Verpflichtung zu, bis spätestens 2012 die CO₂-Emissionen (und andere Treibhausgase, die man in CO₂-Äquivalente umrechnet) um 21% gegenüber 1990 zu senken. Die deutsche Industrie, die für ca. 16% der deutschen CO₂-Emissionen verantwortlich zeichnet, hat zwischen 1990 und 2004 in Mio. Tonnen CO₂-Äquivalenten eine Rückführung um immerhin 38% erreicht (IDW, 2006). Insbesondere die Bereiche Transport, Energiesektor sowie Dienstleistungen und private Haushalte haben bis 2012 durchaus noch Minderungsbedarf.

Die internationalen und nationalen Märkte für Energie sind durch eine langfristig steigende Nachfrage und durch strukturelle Veränderungen auf der Angebotsseite gekennzeichnet (OECD, 2004). Zwischen 1990 und 2003 stieg die Primärenergienutzung in den OECD-Ländern um 19%, wobei der Nachfragezuwachs mit 34% am stärksten bei den OECD-Pazifikländern war, gefolgt von OECD-Nordamerika mit 20% und OECD-Europa mit 12%. Absolut gesehen repräsentierte im Jahr 2003 OECD-Nordamerika die Hälfte der Primärenergienachfrager der OECD-Länder, gefolgt von OECD-Europa (34%) und OECD-Pazifik (16%). Relativ hohes Wachstum in Asien bzw. in den OECD-Pazifik-Ländern Japan-Korea-Australien-Neuseeland wird den Anteil der asiatischen Länder langfristig erhöhen.

Im OECD-Raum hatte im Jahr 2003 bei den Primärenergieträgern Öl eine führende Rolle, und zwar mit einem

- Öl-Anteil von 41%, gefolgt von
- Erdgas mit 22%,
- Kohle mit 21%,
- Nuklearbrennstoffe mit 11% und
- erneuerbaren Energien mit 6%.

Im OECD-Pazifikraum war der Anteil von Kohle (23%) – anders als in Europa und der NAFTA-Region – deutlich höher als der von Erdgas (14%). Während Öl für Mobilität unverändert der global dominante Primärenergieträger ist, sind Erdgas und Kohle sowie Nuklearbrennstoffe plus erneuerbare Energien die Hauptbasis der Stromerzeugung und z.T. auch für Heizung. Parallel zur global steigenden Energienachfrage haben sich auch die weltweiten CO₂-Emissionen erhöht, die als ein Hauptfaktor für die Erderwärmung gelten.

Mit dem EU-Energiegrünbuch „Welche Energiepolitik für Europa?“ hat die Europäische Kommission im März 2006 die Diskussion zur EU-Energiepolitik stimuliert, wobei als Ziel eine nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energieversorgung im Vordergrund steht. Als Schwerpunktbereiche für EU-Aktivitäten werden genannt:

- Vollendung der europäischen Binnenmärkte für Strom und Gas;
- Mit Blick auf Energie-Versorgungssicherheit Stärkung der Solidarität im Verhältnis der EU-Mitgliedsländer untereinander (Anlegung von Erdgasvorräten in Ergänzung zu bestehenden Erölvorräten);
- Diversifizierung des Energiemixes unter Beachtung der nationalen Energiepolitiken sowie Überprüfung der EU-Energiestrategie – hier sollen die Effekte nationaler Energiepolitiken auf andere EU-Staaten analysiert werden;
- Entwicklung eines Fahrplans für erneuerbare Energien, was der globalen Erderwärmung entgegenwirken soll;
- Erstellung eines strategischen Plans für Energietechnologien, womit eine EU-Führerschaft für innovative Technologien sichergestellt werden soll;
- Gemeinsame Energieaußenpolitik, damit die Beziehungen zu den internationalen Energielieferanten – wie etwa den OPEC-Ländern oder Russland – sinnvoll ausgestaltet werden können.

Auf dem EU-Frühjahrgipfel vom 24. März haben die Staats- und Regierungschefs der EU dem Kommissionsvorschlag weitgehend ihre Zustimmung erteilt. Aber verschiedene Staaten haben auf ihre Souveränität in Sachen Energiemix gepocht. Eine Europäische Regulierungsbehörde für Elektrizität und Erdgas wurde als derzeit nicht realisierbar eingestuft. Einigkeit besteht hinsichtlich der Notwendigkeit

- zur Einrichtung von Verbundeinrichtungen für Elektrizität, die mindestens 10% der installierten Produktionskapazitäten der Mitgliedsländer umfassen und von den Unternehmen finanziert werden soll;
- zur Entwicklung regionaler Gas- und Elektrizitätsmärkte in der EU;

- zur Diversifizierung der Energiequellen und -transportrouten – dabei auch zu Investitionen in LNG-Terminals, was die Rolle von Flüssiggas erhöhen würde;
- zur Bereitschaft zur Entwicklung gemeinsamer Ansätze bei Krisensituationen;
- zur Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien bis 2015 auf 15%,
- zum Anstieg des Anteils der Biokraftstoffe auf 8% bis 2015.

Hier kann man einige nützliche Einzelpunkte finden, aber dies ist noch kein konsistentes und effizientes Konzept.

Die EU hat ein Emissionshandelssystem für CO₂-Zertifikate mit Wirkung vom 1. Januar 2005 gestartet, wonach etwa 12000 Betreiber großer Industrieanlagen Berechtigungen für CO₂-Emissionen erwerben bzw. verkaufen können. Das Emission Trading System (ETS; Emissionshandelssystem), das etwa 40% der gesamten CO₂-Emissionen beinhaltet, bringt den Vorteil, dass Emissionsminderungsziele auf marktwirtschaftliche Weise realisiert werden: Firmen, die erfolgreich CO₂-Emissionen reduziert haben, können überschüssige CO₂-Emissionsrechte an Unternehmen mit Zukaufbedarf zum Börsenkurs abgeben. Wenn Unternehmen die Obergrenzen der Emission überschreiten, werden 40 € pro überschüssiger Tonne CO₂ fällig; diese Strafzahlung soll mittelfristig auf 100 € angehoben werden. Der Marktpreis für eine Tonne CO₂-Emissionsrecht liegt bei etwa 10 € pro Tonne. Zwar gehen von einem EU-Emissionshandelssystem Anreize zur Emissionsvermeidung bzw. zu verstärktem technischen Fortschritt in Sachen Emissionsminderung aus, aber es gibt auch eine Reihe von Problemen zu bedenken. Zu den wichtigen Fragen an dieser Stelle gehören:

- Wie ist die Inzidenz der CO₂-Emissionskosten, d.h. fällt die Last eher auf die Unternehmen oder aber eher auf die Endverbraucher? In diesem Zusammenhang ist aus theoretischer Sicht auf die grundlegenden Einsichten der Steueranalyse zu verweisen, und diese verweist insbesondere auf die Bedeutung der Wettbewerbsintensität. Als kritisch ist hier in vielen EU-Ländern der Stromsektor zu nennen, der meist von wenig Wettbewerb geprägt ist.
- Optionen zur Angleichung der nationalen Zertifikate-Zuteilungsmechanismen: Wenn die nationalen Allokationspläne in ihren Mechanismen von Land zu Land sehr unterschiedlich sind – dies ist trotz der Notifizierungserfordernisse gegenüber der EU Fakt –, dann kann es zu Wettbewerbsverzerrungen im Binnenmarkt kommen.
- Solange nur die EU ein solches Emissionshandelssystem errichtet, könnte es im Zug der induzierten Preiserhöhungen für Energie bzw. energieintensive Produkte zu einer Benachteiligung der Wettbewerbsfähigkeit ökonomisch gewichtiger Industrien in der EU kommen. Jedenfalls stellt sich die Frage, wie weitere Länder hier eingebunden werden können bzw. inwieweit tatsächlich ein regionales Emissionshandelssystem im globalen Wettbewerb nachteilig sein könnte.
- Zu fragen ist, ob weitere Industrien in den Emissionshandel in der zweiten Handelsperiode 2008-2012 einbezogen werden sollten. Insbesondere die Einbeziehung des internationalen Flugverkehrs wurde bislang diskutiert, ist aber auch geeignet, Konflikte mit EU-Handelspartnern – etwa mit den USA – zu schaffen. Zudem ist zu prüfen, ob in einigen EU-Ländern verbreitete Überlegungen, man solle den Fluggesellschaften einen hohen Bestand an kostenlosen Emissionszertifikaten zuteilen, sinnvoll ist. Die Erfahrungen aus dem Stromsektor sind hier einzubeziehen.

Bei der Beschaffung von Primärenergie stehen neben dem Preis und der Belieferungssicherheit immer auch Fragen der Versorgungssicherheit im Blickpunkt. Dies gilt nicht nur beim Öl mit Blick auf die OPEC, sondern aus einer EU-Sicht auch beim Erdgas, wo Russland ein großer Lieferant ist. Mit Blick auf Russlands Lieferungen via Pipeline kommt es seit Jahren immer wieder zu Problemen, da der dominante russische Gaslieferant Gazprom im Zuge von kurzfristig geforderten Preiserhöhungen gegenüber den Transit- bzw. Verbraucherländern Ukraine und Belarus mit Gasliefersperrungen droht. Wegen der Transitlandeigenschaft sind dabei aber auch automatisch die EU-Bezugsländer betroffen – jedenfalls solange, bis die geplante neue Ostseepipeline zwischen Russland und Deutschland fertig gestellt ist. Die European Energy Charta wollte Russland bislang nicht unterzeichnen, so dass eine offene Flanke der EU in Sachen Energiesicherheit bleibt. Ein Unsicherheitsproblem besteht auch bei der OPEC, die in den nächsten Jahren neue Mitglieder aufnehmen dürfte. Solange in den arabischen Ölförderländern politische Stabilität besteht, bedeutet Unsicherheit hier allerdings primär ein Preisänderungsrisiko.

Die Europäische Union ist im Bereich der Energiepolitik auf vielfältige Weise aktiv geworden, auch wenn ihr nach EG-Vertrag hier keine eigenständige Kompetenz zukommt, d.h. dass die Kommission unter der Überschrift Binnenmarkt, Umwelt, Außenbeziehungen etc. eine supranationale Energiepolitik entwickelt hat. Die Energiepolitik hat dabei einen dreifachen Fokus: Versorgungssicherheit, statische Effizienz bzw. Kostenminimierung und Wettbewerbsfähigkeit bzw. Innovation (dynamische Effizienz).

Wenn man an einen Aktionsplan für die EU-Energiepolitik denkt, so sind einerseits die aufgeworfenen Probleme zu thematisieren. Andererseits sind aber auch grundlegende wirtschaftspolitische Überlegungen notwendig, um eine langfristig sinnvolle Energiepolitik für die EU-Länder zu entwickeln. Die Debatte ist in diesem Bereich z.T. schwierig, was insbesondere an der langjährigen Politisierung der Energiepolitik – insbesondere durch die Frage der Kernenergie bzw. der Entsorgung von Nuklearabfällen liegt. Nachfolgend werden einige grundlegende Überlegungen für eine rationale EU-Energiepolitik entwickelt.

2. Spezifika des Energiesektors

Eine gesicherte kontinuierliche Energieversorgung ist in einer modernen Industriegesellschaft unverzichtbar. Aber so sehr man für den Energiesektor von einigen Spezifika – etwa der Netzgebundenheit des Stromangebots (in herkömmlicher Bereitstellung) und der sehr begrenzten Speicherbarkeit von Energie bzw. Strom – ausgehen muss, so ist doch dieser Sektor einer ökonomischen Analyse mit dem herkömmlichen volks- und betriebswirtschaftlichen Instrumentarium zugänglich. Richtig ist, dass der Energiesektor sich durch einige ordnungs- bzw. wettbewerbspolitisch wichtige Spezifika auszeichnet:

- Hohe Kapitalintensität; d.h. dass hier besonders die Verschwendung von Kapital zu vermeiden ist bzw. für effiziente Unternehmensführung Sorge zu tragen ist. In der Öl- und Gaswirtschaft herrscht ein erheblicher globaler Wettbewerb, wobei private Firmen aus vielen OECD-Ländern sowie zahlreiche staatliche Unternehmen aus Nicht-OECD-Ländern aktiv sind. Die saudiarabische staatliche Aramco wäre bei einer Börsennotierung wohl das am höchsten kapitalisierte Unternehmen der Welt. Saudi-Arabien hat in der OPEC als größter Produzent – mit den, und das ist für die Disziplinierungsmacht innerhalb der OPEC entscheidend, niedrigsten Förderkosten (ca. 2\$ pro Barrel) – erhebliche Macht. Zwar ist das Land in 2006 Mitglied der Welthandelsorganisation geworden, das lässt aber keineswegs erwarten, dass Saudi-Arabien das „partielle Kollektivmonopol der OPEC“ (Marktanteil weltweit ca. 40%) aufgeben will. Von Seiten der OECD-Länder wäre es durchaus konsequent, die Aufhebung der OPEC als Marktorganisation längerfristig zu verlangen, denn Wettbewerb ist nun einmal die logische Ergänzung zum Freihandel; kein WTO-Mitgliedsland kann auf Dauer Mitglied eines internationalen Kollektivmonopols sein, ohne gegen den Geist der WTO zu verstoßen. Es hat sich im Übrigen in der neueren Wirtschaftsgeschichte gezeigt, dass große Öl- und Gasvorkommen eines Landes zwar für Staatsfinanzen und für eine temporäre Entwicklungsbeschleunigung nützlich sein können, aber es gibt durch die starke Fokussierung auf den Öl- und Gassektor auch problematische Anreize zur De- bzw. Unterindustrialisierung und mithin auch zu einer Unterentwicklung des für die Modernisierung der Wirtschaft und des wirtschaftlichen Denkens wichtigen intra-industriellen Außenhandels: Hier ist die Behauptung in einem intensiven dynamischen Wettbewerb auf dem Weltmarkt gefordert, und zwar vor allem durch Innovationen und Produktdifferenzierungen bzw. auch durch nachhaltig verstärkte (Aus-)Bildungsanstrengungen.
- Ein Sonderfall im Energiesektor ist die Stromwirtschaft. Da hier der Wettbewerb auf dem „Produktmarkt“ relativ schwach ist, kommt einer Kontrolle der Unternehmen (genauer: des Managements) durch den Kapitalmarkt einerseits und Regulierung andererseits große Bedeutung zu. Daher gibt es in diesem Sektor zunächst gute Argumente für Privatisierung, und zwar als börsennotiertes Unternehmen. In Großbritannien und in Polen hat man bei der Privatisierung eine Trennung von Stromnetz und Stromerzeugung vorgenommen, was sicherlich nachhaltig wettbewerbsförderlich war. Deutschland hat bei der Wiedervereinigung die Option einer Trennung von Stromnetz und Stromerzeugung in Ostdeutschland nicht genutzt und steht nun vor dem Problem, wie man nun mehr Wettbewerb in der Stromwirtschaft erreichen könnte. Nicht unproblematisch ist teilweise die Rolle der

Stadtwerke, wo eine Kontrolle durch den Kapitalmarkt häufig fehlt. Sie unterliegen allerdings einer politischen dezentralen Kontrolle, die häufig recht nachfragernah und daher effizient sein könnte. Bei den Stadtwerken stehen diesem Aspekt häufig jedoch unausgeschöpfte Massenproduktionsvorteile entgegen, wobei eine Fusionierung von Stadtwerken – sie sind im Strombereich meist nur auf der Verteilerebene aktiv – die Intensität und Effizienz der politischen Kontrolle schwächen dürfte.

- Hohe versunkene Kosten, d.h. Kosten, die nach Ende der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit nicht zurück zu gewinnen sind, müssen als wettbewerbsschwächende Strukturmerkmale gelten. Im Stromsektor sind Stromleitungen, Marketingaufwendungen und Forschungsausgaben hierin einzuordnen. Je höher die versunkenen Kosten, desto stärker der Anreiz zu strategischem Preissetzungsverhalten bei drohendem Markteintritt (für bestehende Anbieter ist es rational, die versunkenen Kosten bei einer KampfpPreisstrategie zu ignorieren, während für einen Neuanbieter noch alle Kosten unversunken sind) bzw. desto schwächer der potenzielle Wettbewerb. Die großen Stromkonzerne in den meisten kontinentaleuropäischen Ländern sind vertikal integriert, was die Größe der Unternehmen steigert und möglicherweise zu optimalen Investitionen aus Sicht der Konzerne führt, was aber auch zu Verzerrungsproblemen bei der Stromdurchleitung bzw. Marktzugangsproblemen für unabhängige Stromproduzenten führt. Denn vertikal integrierte Unternehmen haben bei drohendem Marktzutritt von unabhängigen Stromproduzenten in der Regel einen Anreiz, möglichst die gesamten Fix- bzw. Gemeinkosten aus den Bereichen Erzeugung, Netzbetrieb (Hochspannungsebene) und Verteilungsnetz (Niederspannungsebene) dem Durchleitungsgeschäft zuzurechnen. Zudem ist die zuvor schon angesprochene Problematik hoher versunkener Kosten zu beachten, also der Anreiz für bestehende Stromkonzerne, sich gegen Neuanbieter aus dem In- und Ausland durch strategische temporäre Preissenkungen zu wehren.
- Die Stromerzeugung ist mit Ausnahme der regenerativen Energie Wasserkraft mit Emissionen verbunden – bei Nuklearkraftwerken mit radioaktivem gefährlichen Müll (in Deutschland soll aufgrund politischer Vorgaben Nuklearstrom nach 32 Jahren auslaufen). Hier entstehen also negative externe Effekte, für deren Internalisierung sich aus ökonomischer Sicht ordnungsrechtliche Maßnahmen (z.B. Verbote) anbieten oder aber Zusatzsteuern in Höhe der Differenz zwischen sozialen und privaten Grenzkosten der Produktion; oder aber ein marktgesteuerter Emissionspreis, was Handel mit Emissionsrechten voraussetzt. Ein besonderes Problem liegt dabei darin, dass es grenzüberschreitende Emissionen gibt, deren Internalisierung eine Kooperation der beteiligten Länder erfordert; daher ist der EU-CO₂-Emissionshandel eine sinnvolle ordnungspolitische Entwicklung in Europa. Die EU ist hier ein globaler Pionier in Sachen marktwirtschaftlicher Umweltpolitik.

Daher stellt sich die Frage, wie man vor diesem Hintergrund eine nachhaltig verstärkt marktwirtschaftliche Energiepolitik auf EU-Ebene betreiben kann; und welche Rolle nationale Energiepolitik spielen kann. Letzteres betrifft auch eine CO₂-basierte Ökosteuer: Neuere Modellierungen zu einer CO₂-bezogenen Ökosteuer haben gezeigt, dass eine CO₂-Steuer durchaus ein allokatons- und budgetpolitisch sinnvoller Ansatz der Energie- bzw. Wirtschaftspolitik sein kann (WELFENS/MEYER ET AL., 2001).

Was den Elektrizitätssektor und den Gassektor angeht, so hat die EU hier phasenbezogene Liberalisierungsvorgaben gemacht, die den Binnenmarkt bei Strom – und auch bei Gas etablieren soll. Deutschland hat schon 1998 in nationaler Politikinitiative den Strommarkt liberalisiert, so dass zunächst die Industrie und dann auch die Haushalte den Stromlieferanten frei wählen konnten (KREIKENBAUM, 1999). Da man aber zugleich der Stromwirtschaft im Rahmen einer Verbändevereinbarung erlaubt hat, die Durchleitungsgebühren selbst festzulegen, kam es nicht zu einer umfassenden Liberalisierung – denn die vertikal integrierten großen Stromkonzerne (vier in Deutschland) haben die Durchleitungsgebühren so hoch festgesetzt, dass die Zuführung von Strom von unabhängigen Anbietern aus Region x/EU-Land X zu einem Nachfrager in Region Z nur noch in Ausnahmefällen lukrativ war (so hatte z.B. Shell geplant, seine Berliner Tankstellen mit in der Schweiz günstig beschafftem Strom zu versorgen, musste dann aber feststellen, dass der Zugang zu den Verbraucherstellen via Netz der Berliner Bewag so teuer war, dass sich diese Art von Stromhandel nicht lohnte). Die Bundesnetzagentur reguliert – ex ante – im Rahmen ihres gesetzlichen Auftrages insbesondere auch die Strommärkte, während das Bundeskartellamt für die anderen Märkte des Energiesektors im Rahmen einer Ex-post-Eingriffsoption (Missbrauchsaufsicht) zuständig ist. Wettbewerbspolitisch problematisch sind die Strommärkte in Deutschland, weil sie weitgehend von vier marktmächtigen, vertikal integrierten Stromkonzernen mit faktischem Regionalmonopol geprägt sind; Ausnahmen bei dieser Dominanz gelten für einige Industrieunternehmen, die selbst als Stromproduzenten auftreten und auch für eine Reihe von Haushalten, die auf regenerativ produzierten Strom bzw. dezentrale Eigenversorgung – mit Einspeisungsmöglichkeit von Angebotsüberschüssen ins Netz der Großversorger – zurückgreifen können. Anders als in Großbritannien oder Polen ist das Stromnetz der Stromkonzerne nicht in ein eigenständiges Netzunternehmen ausgelagert worden; für eine solche ordnungspolitische neue Weichenstellung in Deutschland kann man durchaus Argumente finden, wie nachfolgend noch erörtert wird, es gibt aber auch eine Reihe von Gegenargumenten.

Die Deutsche Bundesregierung hat in der Großen Koalition eine Reihe von Maßnahmen in der Energiepolitik ergriffen, wozu auch das Gipfeltreffen zum Thema Energiepolitik in 2006 gehörte. Die Arbeitsergebnisse waren allerdings nicht sehr anspruchsvoll, da es in den Arbeitsgruppen in einer Reihe von Bereichen Dissens gab – anders als beim Gipfel zur Informations- und Kommunikationstechnologie am 18.12.2006 in Potsdam (dort spielte Energie als ein Unterpunkt eine Rolle, nämlich bei „smart grids“, also der optimierten computergesteuerten Netzsteuerung). Eine verbesserte Netzlaststeuerung wird gerade im Zuge wachsender Anteile an regenerativen Energien wichtig werden, da die Varianz etwa der Windkraftherzeugung relativ hoch ist. Dabei gibt es ein nachhaltiges Interesse an preiswerter und sicherer Energie- bzw. Stromversorgung nicht nur in Deutschland, sondern EU-weit.

3. Energieknappheit als ökonomisches und politisches Problem

In der Öffentlichkeit werden gelegentlich Warnungen vor einem bald bevorstehenden Ende der Nutzbarkeit fossiler Energierohstoffe präsentiert. So wird etwa auf die Relation von globalen Erdölvorräten zu Weltjahresverbrauch an Öl verwiesen, wobei die Relation bei etwa 40 liegt (BP, 2006). Dies kann man auf den ersten Blick so interpretieren, dass in 40 Jahren die Weltölvorräte verbraucht sind. Dies wäre allerdings eine Fehlinterpretation. Denn die Reserven-Verbrauchs-Relation wird auf Basis der zum herrschenden Weltmarktpreis und bei aktueller Technologie nutzbaren Vorräten berechnet. Bei langfristig steigendem relativen Preis von Öl werden komplexere Förderverfahren und neue Bohrungen – etwa auch in größerer Meerestiefe – profitabel, so dass die Relation Reserven zu Verbrauch durchaus 100 Jahre bei 40 liegen könnte und auch im Zeitablauf ansteigen könnte. Der relative Ölpreis lag in 2006 zwar nominal mit zeitweise über 60\$ recht hoch, aber unter Berücksichtigung der Inflation lag der Ölpreis nur bei etwa 2/3 des Spitzenniveaus von 1980. Im langfristigen Durchschnitt ist der nominale Ölpreis natürlich deutlich gestiegen, aber abgesehen von den 70er Jahren sind keine deutlichen Erhöhungen des Relativpreises bei Öl festzustellen (wenn man von den Anfangsjahren der Ölindustrie im letzten Viertel des 19. Jahrhunderts absieht).

Eine Studie bzw. Referenzprognose von EWI/PROGNOS (2005) geht bei Erdöl und Erdgas von knapp über 60 Jahren Reserven zu Weltjahresverbrauch aus, bei Kohle von 200 und bei Kernbrennstoffen von 60; die Einbeziehung von Potenzialgrößen – (Reserven+ Ressourcen)/Jahresverbrauch – führt bei Erdöl, Erdgas, Kohle und Kernbrennstoffen auf noch größere Indikatorwerte, nämlich 157, 763, 1444 bzw. 391. Der Weltenergieverbrauch soll nach internationalen Status-quo-Prognosen bis 2030 um ca. 60% steigen, 2/3 der Erhöhung werden auf die Entwicklungsländer entfallen, wobei die Weltbevölkerung von 6 auf 8 Mrd. Menschen ansteigt. 2030 verbrauchen die Entwicklungsländer 48% des globalen Energieverbrauches, ihr Anteil an der Weltbevölkerung beträgt dann 82%. Der Pro-Kopf-Energieverbrauch in den Industrieländern wird für 2030 mit 6,4 Tonnen Öläquivalent pro Kopf, bei den Entwicklungsländern werden 1,2 toe/Kopf erwartet. Bis zum Jahr 2030 soll sich der Weltenergiekonsum von 10 auf 16 Mrd. toe pro Jahr erhöhen. Zwar wird der Primärenergieverbrauch je Einheit Wirtschaftsleistung in den Industrieländern um ca. 30%, in den Entwicklungsländern um 40%, in den Reformländern um 50% sinken. Allerdings wird wegen der steigenden Wirtschaftsleistung pro Kopf – Industrieländer plus 60%, Entwicklungsländer mehr als Verdopplung, Reformländer Verdreifachung – das absolute Niveau des Energieverbrauchs weiter steigen: in den Industrieländern um 84% gegenüber 2002, in den Entwicklungsländern um 225%, in den Reformländern um 77%. Fossile Energieträger werden im Jahr 2030 noch gut 4/5 des Weltenergieverbrauchs decken, Erdöl dürfte dabei seine Führungsposition mit 35% behalten. Im Referenzszenario der Internationalen Energieagentur erhöhen sich die globalen CO₂-Emissionen parallel zum Weltenergieverbrauch (+1,7% p.a.), der Anstieg bis 2030 beträgt 60%. Die Entwicklungsländer stehen für 2/3 beim Zuwachs, in 2030 werden die CO₂-Emissionen dieser Ländergruppe höher als die der Industrieländer sein; China wird nach OECD-Nordamerika (NAFTA) der größte CO₂-Emittent sein und China plus Indien werden höhere CO₂-Emissionen haben als die NAFTA. In der EWI/PROGNOS-Referenzprognose steigt in Deutschland der Anteil von Erdgas beim Primärenergieverbrauch zwischen 2002 und 2030 von 22% auf 32%. Der Anteil der erneuerbaren Energien steigt von 3,4% auf 11,5%;

Mineralöl wird einen Anteil von 38% haben. Der Anteil der Kohle geht zurück, wobei eine Verschiebung zugunsten der Braunkohle eintritt. Während der Primärenergieverbrauch bis 2030 um 15% und der Endenergieverbrauch um 9% abnimmt, verdoppeln sich bei der Beschaffung von Primärenergieträgern die realen Ausgaben der Volkswirtschaft um 100%, die Energieausgaben der Endverbraucher – ohne Steuern und Abgaben – erhöhen sich real um 30%.

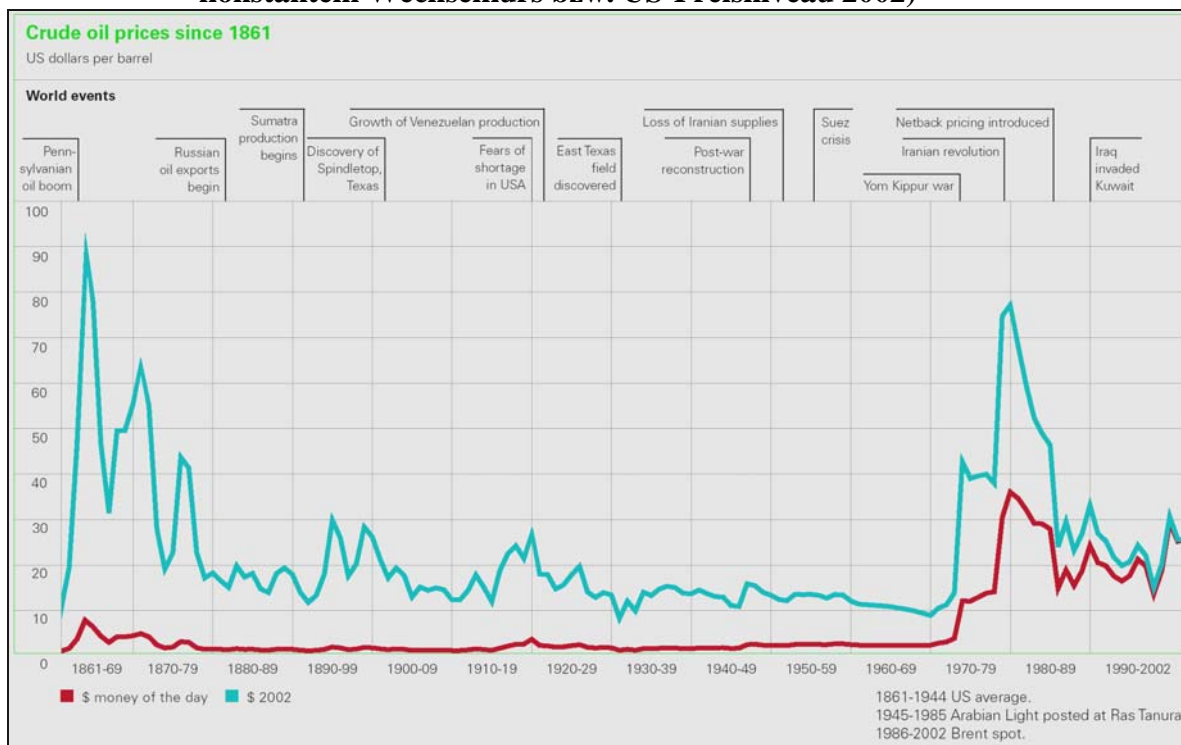
3.1. Ölpreisentwicklung aus makroökonomischer Sicht

In den 70er Jahren haben die Ölpreisschocks 1973/74 und 1979/80 zur Stagflation in den OECD-Ländern beigetragen, wo zeitweise sowohl die Arbeitslosenquoten als auch die Inflationsraten deutlich anstiegen. Allerdings war für die Inflationsdynamik auch die in vielen Ländern akkomodierende Geldpolitik mit entscheidend. BARSKY/KILIAN (2004) zeigen, dass nach neueren Erkenntnissen die Einflüsse der Ölpreisschocks in den 70er und 80er Jahren zu stark eingeschätzt wurden (BRUNO/SACHS, 1985). Berücksichtigt man die geldpolitische Strategie der Europäischen Zentralbank, die man als modifizierte Taylor-Regel einordnen kann, dann ist mit dem starken Anstieg der Ölpreise von fast 50% in 2004 – und nachfolgend zwei weiteren Jahren mit Preisanstiegen, ehe im Herbst 2006 die Preise wieder fielen – keine Stagflationsgefahr für die Eurozone verbunden (ROEGER, 2005; EUROPEAN COMMISSION, 2004a). Die Wachstumsrate wird um etwa ein halbes Prozent reduziert, die Inflationsrate nur leicht erhöht. Soweit man für 2007/08 eine Normalisierung des Ölpreises auf einem Niveau von etwa 50\$/b erwarten kann, gehen von den Öl- und Gasmärkten für die OECD-Länder moderat positive Impulse aus. Es bleibt allerdings der Befund, dass Ölpreise längerfristig durch zeitweise Niveauverschiebungen und eine hohe Volatilität geprägt sind, wobei Phasen eines starken Ölpreisanstiegs mit einer Dollaraufwertung bzw. einer Euro-Abwertung – früher DM-Abwertung – verbunden sind. Denn die Öllieferungen der meisten Lieferländer sind in Dollar fakturiert.

Nach dem Spitzenniveau des Ölpreises von 1980-85 sank der Ölpreis in den folgenden 15 Jahren leicht. Die Ölpreisentwicklung lag 1998/99 auf einem längerfristigen Tiefstand, nämlich zeitweise bei zehn \$ pro Barrel, was in realer Rechnung in etwa dem Ölpreis von 1971 entsprach. Bis 2006 stieg der Ölpreis und parallel dazu der Gaspreis wieder stark an und erreichte zeitweise rund 70\$ (das ist deutlich oberhalb des – hypothetischen – Wettbewerbspreises bei Öl, der bei etwa 20\$ liegt). Die OPEC ist für die Volatilität der Ölpreise wesentlich mit verantwortlich; sie hat den im Zuge der Asienkrise eintretenden Nachfragerückgang überschätzt, so dass der entstehende Angebotsüberhang zu einem Verfall der Rohölpreise führte. Durch Produktionsdrosselung der OPEC und die nach 2001 deutlich steigende Weltnachfrage – wesentlich auch durch die Expansion Chinas bedingt – ist der Ölpreis dann wieder angestiegen. Es gibt in der Fachliteratur einige skeptische Stimmen, die bis spätestens 2015 einen Rückgang der weltweiten Förderung erwarten, da viele große Felder kurz vor dem Depletion Mid Point stehen, bei dem die Hälfte der Fördermenge verbraucht ist bzw. ab dem die Förderrate sinkt (HENNICKE/MÜLLER, 2005, S. 65f.). Demnach stünde auch ein erheblicher langfristiger Anstieg des relativen Ölpreises bevor. Diese Sichtweise ist jedoch nicht überzeugend.

Nach der einfachen Hotelling-Preisregel werden im Fall nichterneuerbarer Rohstoffe gewinnmaximierende Anbieter – diese haben einerseits den Gewinn der laufenden Periode, steigerbar durch aktuelle Mehrförderung, andererseits alle zukünftig erwarteten Gewinne im Auge – die Förderrate bei gegebener Technologie so festlegen, dass sich ein im Zeitablauf steigender Angebotspreis ergibt: Der relative Preis steigt mit dem Realzinssatz an, was bei einem vereinfachend als konstant angenommenen Realzins von 3% binnen 75 Jahren eine Verneunfachung impliziert. Ein solcher Relativpreisanstieg ist allerdings im 20. Jahrhundert nicht erkennbar, vielmehr blieb der reale Ölpreis über viele Jahrzehnten in etwa bei 20 \$ (in Preisen von 2002), stieg dann aber auf das zweifache bis dreifache an.

Abbildung 1: Rohölpreis in langfristiger Betrachtung (aktueller Preis und Preis zu konstantem Wechselkurs bzw. US-Preisniveau 2002)



Quelle: BP (2006)

Zur einfachen Hotelling-Preisregel ist anzumerken, dass sie im Fall von technischem Fortschritt bei der Ölexploration entsprechend zu modifizieren ist – die den Erwartungsnutzen der Gewinne maximierende Preiserhöhungsformel heißt dann Realzins r minus Fortschrittsrate a . Die Fortschrittsrate a dürfte langfristig in den technologisch führenden OECD-Ländern im gewichteten Durchschnitt aller Sektoren bei 2% p.a. liegen (in der Ölindustrie, die unter allen Industrien die höchste Pro-Arbeitnehmer Computerausstattung hat, dürfte sie sogar überdurchschnittlich hoch sein), was bedeutet, dass man langfristig einen inflationsbereinigten Anstieg der Ölpreise um höchstens 1% p.a. zu erwarten hat. Es gibt daher keinen Grund zu befürchten, dass gewinnmaximierendes Unternehmerverhalten in der globalen Öl- und Gasindustrie zu dramatischen Relativpreisteigerungen führen wird. Allerdings ist nicht zu übersehen, dass die Heterogenität der Ölfelder in Bezug auf die jeweiligen Grenzkosten der Förderung zu großen „Renten“ (so nannten die Klassiker der Nationalökonomie Einkommen, die durch die Heterogenität des immobilien Produktionsfaktors Land bedingt sind) für die Länder mit günstigen Förderbedingungen

führen. Saudi-Arabien hat die weltweit größten Reservekapazitäten und zudem sehr niedrige Förderkosten – etwa 1 bis 2 Dollar pro Barrel. Damit entstehen bei der saudi-arabischen Ölförderfirma Aramco gewaltige Gewinne, die ab 40\$ pro Barrel deutlich über 100 Mrd. \$ hinausgehen. Die Situation für Russland als zweitgrößter Ölexporteur der Welt ist weniger günstig, obwohl dieses Land bei Förderkosten von etwa 20\$ pro Barrel Anfang des 21. Jahrhunderts natürlich ebenfalls noch hohe Gewinne realisiert.

In einer Phase sehr hoher Ölpreise auf dem Weltmarkt sind die Gewinne der OPEC-Länder relativ hoch und das „Petro-Dollar-Recycling“, also die Anlage der Petro-Dollar-Gewinne auf internationalen Kapitalmärkten dämpft den Realzins. Damit aber sinkt der Anreiz zur Ölförderung, denn die Förderung ist eine positive Funktion des Zinssatzes (ein niedriger Zinssatz erhöht den diskontierten Wert der im Boden verbleibenden Reserven). Eine Phase hoher Ölpreise dämpft aber in den OECD-Ländern bzw. weltweit das Wirtschaftswachstum und damit die Kreditnachfrage, so dass sich auch von der Kreditnachfrageseite ein Zinsdämpfungseffekt ergibt. Der ökonomische Dämpfungseffekt von Ölpreiserhöhungen hat aus Sicht der OECD-Länder auch deshalb abgenommen, weil im Gefolge der OPEC-Preisschocks der 70er Jahre in den OECD-Ländern Energie ersparende Innovationen entwickelt wurden. Die Persistenz hoher Ölpreise wird durch den Zinssenkungseffekt verstärkt, aber zugleich ist zu bedenken, dass mittelfristig der technische Fortschritt hier deutlich zugunsten einer erhöhten Förderung wirkt. Es ist nicht nur so, dass aus bestehenden Feldern eine höhere Förderrate möglich wird. Vielmehr erleichtert der technische Fortschritt insbesondere auch das Finden und Erschließen neuer Ölfelder – zu Beginn des 21. Jahrhunderts vor allem im Off-shore-Bereich, wobei Norwegen als Ölförderland mit großem ölreichen Küstensockel und führender europäischer Produzent von schwimmenden Bohrplattformen besonders begünstigt ist.

Ölpreisbildung, OPEC-Kartell und Macht

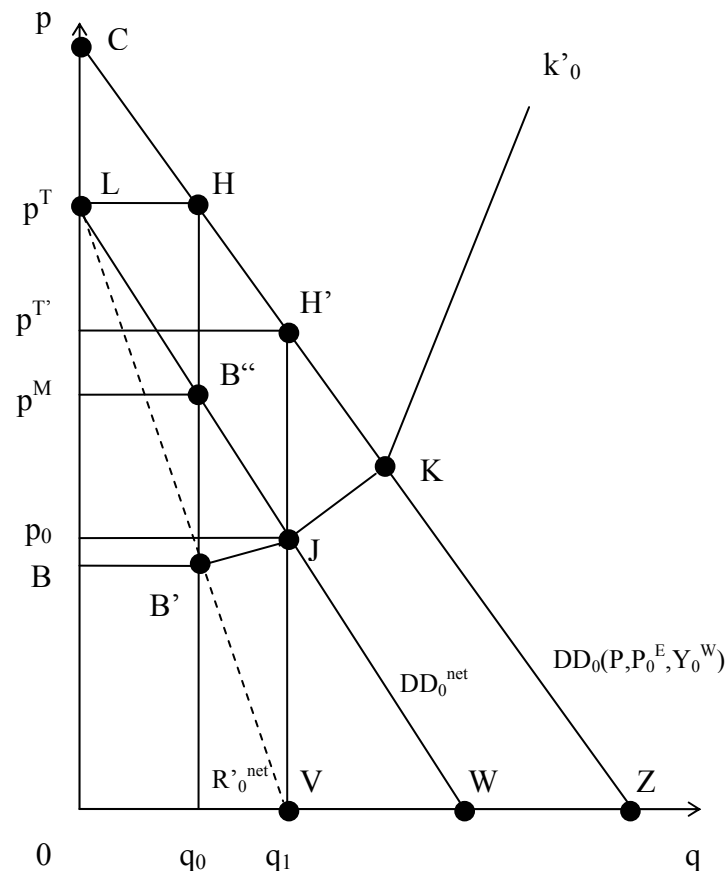
Der Schnittpunkt von globaler Angebotskurve und der Welt-Nachfragekurve bestimmt den weltweit einheitlichen Ölpreis. Es ist von der Angebotsseite her zu berücksichtigen, dass die Grenzkosten der Ölförderung nach Ländern deutlich unterschiedlich sind: Die niedrigsten Kosten ergeben sich in Saudi-Arabien (Streckenabschnitt BB'), höher sind sie auf dem folgenden Streckenabschnitt bzw. in Mexiko ($B'U$), Großbritannien (UJ) und Russland (JK), noch höher in anderen Ländern (X). Die Weltnachfragekurve ist DD_0 und insgesamt relativ steil, da die Nachfrage unelastisch ist. Wir gehen zur Vereinfachung von einer EU-Situation als Weltsituation aus, dass nämlich vom Staat in den Verbraucherländern eine Mengensteuer auf Benzin erhoben wird. Daher ist auf dem Benzinmarkt bzw. Ölmarkt eine Nettonachfragekurve (ohne Steuer) DD^{net} von der eigentlichen Nachfragekurve zu unterscheiden, wobei die Nettonachfrage vom Ölpreis, vom gegebenen erwarteten Preis p^E und vom gegebenen realen Welteinkommen Y^W abhängt. Die OPEC agiert annahmegemäß als kollektives Monopol und verfolgt, bezogen auf die DD^{net} -Kurve, eine Cournot-Strategie der Gewinnmaximierung: Der Schnittpunkt der Grenzerlöskurve R' mit der Grenzkostenkurve k' ergibt den Netto-Monopolpreis P^M . Die Produktions- bzw. Gleichgewichtsmenge ist q_0 ; man beachte, dass der Gewinn Saudi-Arabiens der Fläche $BB'B''P^M$ entspricht. Der Marktpreis beinhaltet noch den Steueraufschlag, der in etwa die Straßennutzungskosten von Automobilen decken soll, und zwar in Höhe der Strecke HB'' : Also ist der vom Endverbraucher zu zahlende Marktpreis im Monopolfall P^I . Wenn es zu einer Revision der

Preiserwartungen nach oben kommt, dann verschiebt sich die Nachfragekurve nach rechts, was zu einer Preiserhöhung führen würde. Dasselbe gilt im Fall einer isolierten Erhöhung des realen Welteinkommens Y^W .

Mit Blick auf die Angebotskurve im Ölmarkt ist festzustellen, dass technischer Fortschritt bei Ölexploration und Ölförderung die Angebotskurve nach rechts bzw. nach unten verschiebt. Auch der Fund neuer Lagerstätten würde die Angebotskurve nach rechts verschieben. Im Weiteren gehen wir von gegebener Technologie und gegebenen bekannten Lagerstätten aus. Die Angebotskurve kann durch die OPEC bzw. dessen größten Anbieter Saudi-Arabien – mit der größten Reservekapazität und den niedrigsten Kosten in der Produktion –, manipuliert werden. Wenn ein Anbieter ausfällt, kann Saudi-Arabien problemlos und mit großen zusätzlichen Gewinnen diesen Ausfall als sogenannter Swing-Produzent kompensieren.

Gäbe es auf dem Weltmarkt für Öl Wettbewerb, dann würde der Schnittpunkt von Grenzkostenkurve k' und Nettonachfragekurve (Punkt J) realisiert, was zum Brutto-Marktpreis P^T und einer höheren Gleichgewichtsmenge q_1 führt. Der Weltmarktpreis bei Wettbewerb ist wesentlich niedriger als im Fall des funktionierenden OPEC-Monopols. Allerdings könnte sich der Staat auch zu einer Erhöhung des Mengensteuersatzes entschließen – etwa um die Ausgaben für erhöhte Innovationsförderung zur Energie- bzw. Emissionseinsparung oder höhere Entwicklungshilfezahlungen zu finanzieren.

Abbildung 2: Ölpreisbildung bei Kartell und Wettbewerb



Auch bei einem unerwarteten Anstieg der Nachfrage bzw. einer Verschiebung der Nachfragekurve nach rechts, kann Saudi-Arabien den Preis durch eine kurzfristige Produktionsausdehnung stabilisieren. Der hohe Monopolpreis ist ein Desaster für arme ölimportierende Staaten der Dritten Welt. Auch das Wachstum in Europa wird durch hohe Ölpreise gebremst: Nach Schätzungen der Europäischen Kommission bedeutet ein Ölpreisanstieg um 10\$ einen Verlust von 0,2% bis 0,5% beim Bruttoinlandsprodukt, zudem fällt – so die Deutsche Bundesbank – auch die Inflationsrate etwa $\frac{1}{2}$ Prozentpunkt höher aus. Wenn man für die USA und Japan von ähnlichen Wachstumsverlusten wie für die EU ausgeht, so ergibt sich für die USA, Japan und die EU zusammen ein jährlicher Einkommensverlust bei um 10\$ erhöhtem Ölpreis von etwa 50 Mrd. \$. Betrachtet man eine Situation mit einem Kartell-Ölpreis von 40\$ und geht man von einem Wettbewerbspreis von ungefähr 15 bis 20\$ aus, dann beträgt der Einkommensverlust in den Industriestaaten demnach etwa 100 Mrd. \$ (Basis 20 \$ als Wettbewerbspreis). Kapitalisiert man diesen Wohlfahrtsverlust sehr langfristig bei einem Zinssatz $i=5\%$ (ein ewig laufender periodischer Verlust V hat einen Gegenwartswert von V/i), dann beträgt der Wohlfahrtsverlust 2000 Mrd. \$: etwa der Wert des Bruttoinlandsproduktes in Deutschland im Jahr 2002. Würden die OECD-Länder die OPEC vor einem Gericht wegen Monopolpreisbildung verklagen können, dann wäre der Streitwert des Monopolfalles eben 2000 Mrd. \$. (hinzurechnen müsste man noch die Inflationseffekte weltweit und die Verluste an Einkommen und Jobs bzw. die durch hohe Ölpreise letztlich verursachten Hungertoten in Entwicklungsländern bzw. ölimportierenden Ländern der Dritten Welt). Interessanterweise polemisiert Attac und mancher Globalisierungsgegner regelmäßig gegen den IWF und die Welthandelsorganisation, von öffentlichen Protesten gegen die OPEC bzw. den hohen Kartell-Ölpreis hat man in den ersten drei Jahrzehnten seit Aktivierung der OPEC als aktives Kartell noch nie etwas gehört (vermutlich haben saudische Ölmilliardäre für viele eine Aura von 1001 Nacht, und schon ist der Grad an Rationalität bescheiden). Die OPEC-Länder erzielten im Jahr 2004 einen Erlös von ca. 350 Mrd. \$ – gut 200 Mrd. \$ mehr als bei Wettbewerb. Die OPEC-Monopolprofite sind sehr hoch. Der Anreiz, mit politischen Tricks den OPEC-Monopolpreis weiter hochzuhalten, ist gewaltig. Saudi-Arabien (mit einem Gewinn aus dem Öl von ca. 100 Mrd. \$ in 2004) ist zudem in vielen Ländern – so auch den USA – ein einflussreicher Investor, womit auch politischer Einfluss verbunden ist.

Aus EU-Sicht sollte man das Auftreten Chinas und Indiens als zunehmend gewichtige Nachfrager im frühen 21. Jahrhundert Ernst nehmen. Die internationale Energieagentur prognostiziert ein Öl-Nachfragewachstum von etwa 3% p.a. Es gibt aber keinen Grund anzunehmen, dass im Öl- und Gasmarkt unlösbare ökonomische Probleme bestehen.

Problematisch ist eher das politische Konfliktpotenzial, das sich aus der Routenführung bestehender und neuer Öl- und Gaspipelines ergeben kann. Hier ist es im Interesse der EU, dass sich die Nachbarländer verschiedener Regionen – gerade auch im Gebiet der ehemaligen UdSSR – zu einer Politik langfristiger vertragsbasierter Kooperation durchringen.

3.2. Grundprobleme des Strom- und Gasmarktes

Grundsätzlich kann Strom in einem Wettbewerbsmarkt erzeugt werden, wobei allerdings eine kostenorientierte diskriminierungsfreie Durchleitung an den Endkunden gesichert werden muss; ohne eine solche Durchleitung kann der EU-Binnenmarkt bzw. ein europäischer Strommarkt – unter Einbeziehung Russlands und der Ukraine – nicht funktionieren. Ähnliche Überlegungen gelten für den Gasmarkt. Vertikal integrierte Stromkonzerne haben naturgemäß zunächst kein Interesse daran, anderen Stromerzeugern regelmäßige Geschäfte auf Basis einer Art neutralen Durchleitung zu ermöglichen. Am einfachsten wäre es, wenn das Verteilernetz eigentumsmäßig separiert wäre, also als eigenständiges Unternehmen am Markt agierte. Dies ist aber in der EU kaum zu realisieren. Nur Länder mit staatlichen vertikal integrierten Stromkonzernen haben ohne Weiteres grundsätzlich die Möglichkeit, im Zuge einer klugen Privatisierung die Netzebene ohne Weiteres unternehmerisch separat zu privatisieren.

Die Frage nach alternativen Strombezugsquellen hat im Kern aus Nachfragersicht vier Aspekte:

- Preis des Stroms,
- Belieferungssicherheit,
- Art des Stroms – also z.B. Atomstrom versus Strom aus regenerativen Energien,
- Art der angebotenen komplementären Dienstleistungen: so konnten etwa in den frühen 90er Jahren in England/Wales nur einige der Stromproduzenten die für Stromeffizienz-Betriebsvergleiche bei Hotel- oder Produktionskonzernen notwendigen Zusatzinformationen anbieten, die für die optimale Nutzung von Stromeinsparmöglichkeiten unerlässlich sind.

Ohne wirklichen Wettbewerb und kostenorientierte Regulierung in der Stromwirtschaft werden die Preise unnötig hoch, die Belieferungssicherheit zu niedrig und der Strommix aus Nutzersicht nicht optimal sein; zudem werden effizienzstützende Dienstleistungen der Energiewirtschaft unterentwickelt bleiben. Wettbewerb in der EU-Stromwirtschaft läuft im Übrigen naturgemäß darauf hinaus, dass es zu einem erheblichen grenzüberschreitenden Stromhandel kommt, der wiederum zu Effizienzgewinnen führen wird und das Ausmaß an notwendigen Kraftwerksneubauten EU-weit geringer hält als es ohne Strombinnenmarkt der Fall wäre. Problematisch ist allerdings im EU-Binnenmarkt der Fall, dass Stromproduzenten ohne volle Internalisierung externer Effekte – etwa bei Ländern mit Atomstrombetreibern ohne ausreichenden Versicherungsschutz und ohne angemessene Rücklage für die Kosten der Entsorgung – Strom exportieren. Da bei der Stromproduktion Skaleneffekte eine Rolle spielen, könnten daher in der EU negative externe Effekte anwachsen, denn bei einem internationalen Verdrängungswettbewerb haben naturgemäß Stromproduzenten mit nur partieller Internalisierung externer Effekte einen Kostenvorteil etwa gegenüber Konkurrenten, bei denen im Rahmen einer angemessenen PIGOU-Steuer eine vollständige Internalisierung anfänglich externer Kosten stattgefunden hat.

In der Energiewirtschaft bzw. bei Strom- und Gasmärkten stehen zunächst Investitionsfragen, die Mengen- und Preisdynamik auf den Märkten für Strom- und Gas sowie die Emissionszertifikatepreis-Entwicklungen im Vordergrund einer ökonomischen Betrachtung. In Deutschland konnte man bis zur Stromliberalisierung im Jahr 1998 nur auf

Antrag neue Kraftwerke und Stromleitungen bauen; eine Genehmigung konnte versagt werden. Dieses Regime war naturgemäß wenig innovationsfreundlich, da innovative Anbieter als Newcomer kaum in den Markt eindringen konnten.

Staatliche Regeln bzw. Infrastrukturpolitiken können sich auf Investitionen, Produktion und Transport bzw. Lieferung sowie auf die Bepreisung von Emissionsrechten sowie auf die Regeln für die Bilanzierung von Emissionsrechten beziehen (Übersicht 1). Der Kraftwerksbau und die Errichtung von Leitungen ist in Deutschland seit 1998 liberalisiert worden, in anderen Ländern besteht hier noch Liberalisierungsbedarf. Die Errichtung von Strombörsen in Deutschland und anderen EU-Ländern erleichtert grundsätzlich die Koordinierung von Angebot und Nachfrage.

Tabelle 1: Dimensionen der Strom- und Gasmärkte in der EU

Grundprobleme/ MÄRKTE	STROM	GAS
Investitionen (ggf. auch Innovationsfragen)	Marktzutrittsfragen, Genehmigungen	Marktzutrittsfragen, Genehmigungen
Mengen- & Preisentwicklung	Kassa- und Terminpreise (inländisch/internationaler Handel)	Kassa- und Terminpreise (inländisch/internationaler Handel)
Emissionszertifikatepreise; Bilanzierungsfragen	Kassa- und Terminpreise Aktienkursentwicklung	Kassa- und Terminpreise Aktienkursentwicklung
<i>Staatliche Regelungen bzw. Infrastrukturpolitik</i>	<i>National/Supranational</i>	<i>National/Supranational</i>

Marktentwicklungen bei Emissionsrechten lösen Anpassungsimpulse aus: Wenn CO₂-Zertifikatepreise z.B. ansteigen bzw. sich am Markt verknappen, wird dies den Strompreis ansteigen lassen, zugleich werden dadurch Investitions- und Innovationsprozesse ausgelöst; weniger CO₂-intensive Technologien werden bei Investitionen bevorzugt werden. Der Anreiz zur Entwicklung emissionsreduzierter Technologien und Produkte steigt. Mit Blick auf die Bilanzierung ist es im Übrigen nach deutschem Recht auch bei einem starken Emissionszertifikatepreisanstieg nicht möglich, Emissionsrechte höher als mit dem Anschaffungswert zu bilanzieren. Dies gibt einen Anreiz, überschüssige Emissionsrechte zu verkaufen. Die Entwicklung der CO₂-Preise bzw. der Strompreise wird sich naturgemäß auch in den Aktienkursen niederschlagen.

Energiemärkte bzw. die Energieangebotsseite sind durch eine Reihe von strukturellen Besonderheiten geprägt:

- Hohe Kapitalintensität und zugleich langfristige Investitionsorientierung (typische Zeithorizonte 1-2 Jahrzehnte);
- Sensibilität des Energiesektors unter dem politisch seit den 70er Jahren zunehmend in den OECD-Ländern wichtigen Umweltaspekten;
- Sensibilität des Energiesektors unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit, wobei Sekundärmärkte für Energie jenseits des Tankstellen- und Raffineriegeschäftes traditionell wenig internationalisiert waren;
- im Gassektor wegen internationaler Pipelinenetze und dem Problem opportunistischen Verhaltens in Transitländern (z.B. Ukraine aus Sicht Russlands)

bzw. Westeuropas; Russland beklagt illegales Abzapfen vom für Westeuropa bestimmten Gas) hohes Potenzial für politische Konflikte; Flüssiggastransporte über Weltmeere, aber hohes Sicherheitsrisiko bzw. Terrorgefahren;

- Internationale politische Sensibilität infolge der Existenz von Weltmärkten bei Primärenergieträgern, wobei etwa 2/3 der Welt-Ölreserven im arabischen Wirtschaftsraum vermutet werden; bei Gas sind es etwa 50%, die auf diesen politisch instabilen Raum entfallen.

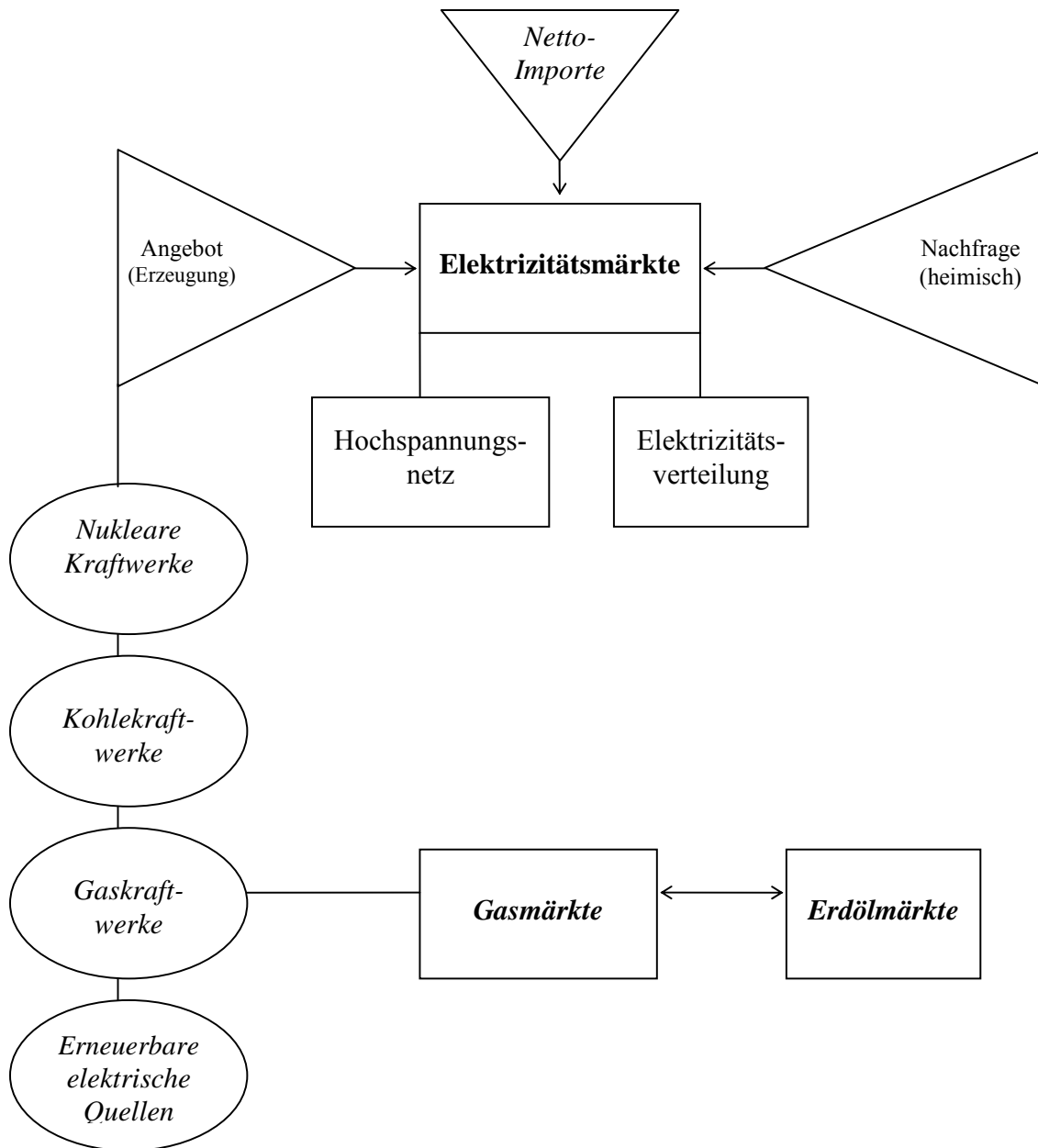
Der Strommarkt ist mit den vorgelagerten Primärenergimärkten verbunden, wie dies in der nachgelagerten Übersicht schematisch dargestellt ist. Das Stromangebot basiert auf Kraftwerken mit unterschiedlicher Brennstoffnutzung, wobei – abgesehen von der politisch in Deutschland wegen Produktions- und Endlagerungsrisiken sehr kontroversen Atomstromindustrie – als wesentliche Brennstoffe Erdöl, Erdgas und Braun- bzw. Steinkohle plus regenerative Energiequellen in Frage kommen. Jedes Mehr an Wettbewerb in einem der Primärenergimärkte führt zu Anteilsverschiebungen bei den einzelnen Energieträgern und zwar zugunsten der relativ billiger werdenden. Zugleich sinkt dann der Strompreis, wodurch wiederum der Stromkonsum stimuliert wird. Soweit eben im Gasmarkt eine Liberalisierung mit anschließenden Effizienzgewinnen erfolgt, dürften sich die Marktanteile von Gas bei der Stromerzeugung erhöhen. Dabei ist Gas auch unter Umweltaspekten – insbesondere beim CO₂-Gehalt – gegenüber Kohle im Vorteil; zumindest solange nicht innovative CO₂-Abscheidungstechnologien („sequestration“) die Realisierung sauberer Kohlekraftwerke erlauben. Auch bei Gas besteht allerdings mit Blick auf Emissionsaspekte naturgemäß ein Nachteil gegenüber regenerativen Energien.

Die Energiemärkte sind hochgradig politisiert. Für die EU-Länder kann man feststellen:

- Politisch massives Interesse an Versorgungssicherheit bei Energie und insbesondere auch bei Strom: Daher hat der Staat ein Interesse an der Energiesicherheit. Letztere aber ist wiederum häufig mit Fragen der internationalen Sicherheitspolitik verbunden.
- Hohes Interesse des Staates an Steuereinnahmen aus der Energienutzung, wobei in Deutschland gerade bei der Stromerzeugung von Seiten der Politik immer neue Steuerbelastungen entstanden sind, die bei erneuerbaren Energien aber im Subventionsbericht nicht erfasst werden – hier zahlen ja Haushalte faktisch eine Quasi-Subventionierung an Erzeuger regenerativer Stromquellen.
- Großes Interesse von Energiekonzernen an vertikaler Integration; bis hin zu internationaler vertikaler Integration – etwa wenn Stromkonzerne sich an Ölförder- oder Gaskonzernen im Ausland beteiligen wollen. Diese Tendenz von einigen Stromkonzernen, sich als internationale Anbieter durch Fusionen zu entwickeln, ist z.T. fragwürdig; jedenfalls sollten die wettbewerbspolitischen Implikationen für die EU-Mitgliedsländer bzw. die EU sehr genau geprüft werden.
- Interesse der Stromwirtschaft an einem klaren Regulierungsumfeld – unerlässlich angesichts der hohen Investitionen bzw. hohen Fixkosten (inkl. sunk costs) im Stromsektor, für den sinkende Durchschnitts- und Grenzkosten typisch sind.
- Massive Politisierung der Ölmärkte durch die OPEC und parallele Politisierung der Gas-Märkte: Letzteres einerseits ebenfalls infolge einer Konzentration der Angebotsseite auf fünf Länder für mehr als 60% des Weltangebots (Norwegen,

Algerien, Russland, Kasachstan, Saudi-Arabien), andererseits wegen der Problematik einer grundsätzlich sensiblen Routenführung bei Pipelines.

Abbildung 3: Marktverflechtungen



Eine Interdependenz der Primärenergiemärkte ergibt sich in mehrfacher Hinsicht:

- Politische Regulierungsimpulse seitens der Energie- und Umwelt- bzw. Wirtschaftspolitik für fast alle Teilsektoren;
- Substitutionsmöglichkeiten auf der Angebotsseite;
- Konglomerate Konzernstrukturen auf der Angebotsseite bzw. Investitionsstrategien mit Diversifizierungsansatz;
- Substitutionsmöglichkeiten auf der Nachfrageseite;

- Verbindung von Teilmärkten auf Preissetzungsformeln auf Basis des Benchmark-Preises für Rohöl (Fall Deutschland).

Der Erdgasmarkt ist in Deutschland über eine traditionelle verzögerte Preisanpassungsformel mit der Entwicklung des Rohölpreises sehr eng verbunden, obwohl es für die im Kontext der Ölpreisschocks der 70er Jahre ersonnene schematische Verbindung der beiden Preise keine vernünftigen gesamtwirtschaftlichen Argumente gibt. Es wäre Aufgabe des Gesetzgebers, im Interesse des Allgemeinwohls bzw. von Wohlfahrtsgewinnen für Konsumenten und Produzenten (außerhalb der Energiewirtschaft) für die Wiederherstellung vollen Wettbewerbs auf den Energiemärkten einzutreten.

Ein im Interesse von Wettbewerb und Effizienz vorzubringender Einwand gegen eine feste Preisformel gilt aus ökonomischer Sicht trotz zweifellos vorhandener Substitutionsbeziehung auf der Nachfrageseite – wobei Öl- und Gasangebot z.T. produktionsmäßig komplementär sind. Es ist unklar, weshalb das Bundeskartellamt bzw. der Gesetzgeber gegen die Gas-Preisanpassungsformel nicht vorgeht, zumal doch der Ölpreis selbst auf einem Weltmarkt mit einem „partiellen Kollektivmonopol“ bestimmt wird. Es gilt als Standardanliegen der Wettbewerbspolitik, die Übertragung von Marktmacht von einem i-Markt auf einen anderen j-Markt zu verhindern. Durch die Preisverbindungsformel aber wird gerade diese Übertragung zugunsten der Produzenten von Öl und Gas realisiert: Die Marktmacht des OPEC-Kartells wird gefestigt, was weder im Interesse der Wirtschaft der EU-Länder bzw. Deutschlands noch im Interesse der Energieverbraucher ist.

Gas ist bei der Stromerzeugung emissionsmäßig günstiger als Kohle und zeitweise haben neben technischen Effizienzaspekten auch die Preisrelationen Erdgas beim Kraftwerkbetrieb gegenüber Kohle deutlich begünstigt. Was den Gasmarkt angeht, so ist dieser weniger als der Ölmarkt als ein globaler Markt einzuschätzen, so dass es in Abhängigkeit von Angebot und Nachfrage zu internationalen regionalen Unterschieden beim Preis kommen kann. Die Verschiffung von Flüssiggas hat in den 90er Jahren an Bedeutung gewonnen, was die globale Marktverflechtung zeitweise verstärkte. Man sollte aber nicht übersehen, dass nach dem Terroranschlag vom 11. September 2001 in den USA, Europa und Japan neue Sicherheitsbedenken bei der Errichtung von Entladungsterminals für LNG-Schiffe entstanden sind.

3.3. Wettbewerb in der Stromwirtschaft

Die Strommärkte in Europa waren über Jahrzehnte von regionalen oder nationalen vertikal integrierten Monopolen geprägt, bis die EU die Stromliberalisierung in der gesamten Union per Richtlinie erzwang. Frühe Binnenmarkttrichtlinien der EU sind als Liberalisierungsimpulse mit begrenzten Effizienzgewinnen bzw. Binnenmarkteffekten (EUROPEAN COMMISSION 2001, 2004b), zu nennen, und zwar bei

- Gas (96/30/EG),
- Strom (96/92/EG) und

- Beschleunigungsrichtlinien für Gas und Strom im Jahr 2003, die u.a. verstärkt im Strombereich auf eine vertikale Entbündelung abstellen – im Gas- und Strombereich soll zudem diskriminierungsfreier Netzzugang zu kostenorientierten Preisen sichergestellt werden.

Die ersten Richtlinien für Gas und Strom setzten auf eine schrittweise Marktliberalisierung, wobei zunächst die industriellen Großunternehmen auf der Nachfrageseite voll in die Marktliberalisierung einzubeziehen waren – gefolgt von industriellen Kleinverbrauchern und den privaten Haushalten. Dabei konnten die EU-Staaten national über die EU-Mindestliberalisierungen hinausgehen. Die Frage der Durchleitung von Strom bzw. Gas ist für den Wettbewerb entscheidend, wobei dieser eigentlich zu Preissenkungen führen soll; dies war etwa auch in Norwegen bei der erfolgreichen Strommarktliberalisierung ein erklärtes Ziel, wobei energieintensive Produktionsbereiche bzw. Arbeitsplätze dadurch im Land gehalten werden sollten. In Deutschland hingegen gelten niedrige Strompreise politisch als verdächtig, da Strom wesentlich auf Kohle und Gas als Primärenergieträgern oder gar aus Nuklearenergie kommt – in Norwegen basieren hingegen 90% der Stromerzeugung auf Basis von Wasserkraft, weshalb dort wohl auch kaum ein Politiker ein Problem mit einem Anstieg des Stromverbrauchs in Verbindung mit sinkenden Strompreisen hätte.

Nun wären effiziente Durchleitungsregelungen bei Strom auch in Deutschland letztlich mit dem Einsparen von Kapital verbunden, was natürlich auch eine Umweltentlastung darstellt (vermiedene Produktion von Kapitalgütern ist ein Weniger an Ressourcenverbrauch bzw. Emissionen). Zudem würden Produktion und Beschäftigung gesamtwirtschaftlich expandieren, was in Deutschland mit seinem Doppelproblem Wachstumsschwäche und hoher Arbeitslosigkeit eben dringlich ist.

Erst unter EU-Druck bzw. im Zuge der Beschleunigungsrichtlinien für Gas (2003/55/EG) und Strom (2003/54/EG) hat Deutschland eine Regulierungsbehörde errichtet bzw. der existierenden RegTP (für die Regulierung von Telekommunikation) den Energiebereich zugewiesen: Die neue Bundesnetzagentur ist nun auch für die Regulierung der Strommärkte zuständig. Die EU-Beschleunigungsrichtlinie fordert, dass bis zum 1. Juli 2004 die Versorgungsmärkte für Firmenkunden und ab dem 1. Juli 2007 die Märkte für private Haushalte bzw. Endverbraucher vollständig geöffnet sind. Die Strommärkte in Großbritannien und Skandinavien sind seit 1989 bzw. seit Mitte der 90er Jahre liberalisiert, in Deutschland besteht formal seit 1998 eine Strommarktliberalisierung, allerdings mehr auf dem Papier als in der Realität. In der Tat ist nach Untersuchungen der Europäischen Kommission nur ein geringer Fortschritt bei der Wettbewerbsintensivierung bzw. Marktöffnung im EU-Energiebinnenmarkt zustande gekommen. Der deutsche Ansatz, bei der Durchleitungsfrage auf eine Verbändevereinbarung zu setzen, war offensichtlich wenig sinnvoll. Aus ökonomischer Sicht kann in einem engen Oligopol vertikal integrierter Netzbetreiber natürlich keine kostenorientierte Preisbildung erwartet werden.

Den Unternehmen der Stromwirtschaft in Deutschland ist vorgeschrieben worden, die Bereiche Stromerzeugung und -transport buchhalterisch und organisatorisch zu separieren; zudem hat man sich seitens der rot-grünen Regierung für das Modell des Third-Party-Access als marktwirtschaftliche Strukturoption entschieden (Dritte erhalten demnach Zugang zum Netz vertikal integrierter Anbieter). Die Alternative zum Third Party Access ist das Modell Single Buyer (nur ein Stromeinkäufer), bei dem auch die unabhängigen Anbieter ihren Strom zunächst an einen national dominanten Stromkonzern verkaufen müssen, der ihn dann an die

Nachfrager über sein Netz weiterreicht; diesen Ansatz hat man insbesondere in Frankreich als Liberalisierungsweg gewählt.

Eine Besonderheit der EU-Strommärkte ist schließlich der Emissionshandel, wobei die Stromunternehmen bzw. Industrieunternehmen in Deutschland eine kostenlose Anfangsausstattung vom Staat bekommen haben (es gibt allerdings Überlegungen, ab 2008 die Emissionsrechte staatlicherseits zu verknappen). Zu der freien Basismenge an Emissionen kaufen die relativ emissionsintensiven Stromkonzerne am Markt zum herrschenden CO₂-Preis auf dem europäischen Markt Emissionsrechte hinzu, wobei dieser Emissionsrechte-Preis (in Deutschland üblicherweise über die Strombörse in Leipzig bestimmt) in die Preiskalkulation eingeht. Allerdings ist die Vorstellung abwegig, dass es hier im Wesentlichen um einen Spot-Markt geht, vielmehr werden auch bei den CO₂-Emissionsrechten vor allem langfristige Kontrakte geschlossen. Zu hohen volatilen Spotmarkt-Preisen wird nur ein kleiner Teil der CO₂-Emissionsrechte gehandelt. Hier ist die in 2005–07 kostenlose Zuteilung von CO₂-Emissionsrechten kritisch zu reflektieren – dabei ist für die Allokationseffizienz ein angemessen hoher Zertifikatspreis per se wichtig, der sich auch bei Zuteilungen von begrenzten Freimengen bilden könnte; eine Internalisierung externer Effekte aber verlangt einen angemessen hohen Zertifikatspreis. Zudem gilt: kostenlose Zuteilungen schaffen in den Stromkonzern-Unternehmensbilanzen Aktiva, die auf eine verdeckte Vermögensumverteilung zugunsten der betreffenden Aktionäre hinauslaufen und zudem in wettbewerbspolitisch problematischer Weise die Finanz- bzw. Marktmacht der ohnehin marktmächtigen Stromkonzerne erhöht.

Die Regierungen der Bundesländer, die die Preise der Stromkonzerne einem Genehmigungsverfahren unterwerfen, sehen sich in der Folge mit Kalkulationsunterlagen konfrontiert, bei denen die Stromkonzerne auf Basis von Durchschnittskosten Preisanträge stellen, wobei die Gesamt-CO₂-Emissionsmenge mit dem Marktpreis für Emissionen bewertet wird. Sofern eine entsprechende Preisgenehmigung erfolgt, wirkt die kostenlose CO₂-Basisallokation wie eine Subventionszahlung – führt also zu erhöhten Gewinnen. Aus ökonomischer Sicht beschert eine kostenlose CO₂-Emissionsmenge – eine politisch gesetzte Freimenge bei den Emissionen – den Stromkonzernen ein funktionsloses Einkommen; eine Rente im Sinne der Klassiker. Es ist dabei keineswegs so, dass man argumentieren könnte, dass die Stromkonzerne ja vor 2005 für CO₂-Emissionen nicht zahlen mussten, so dass es nur recht und billig sei, wenn man quasi nach Art von Großvaterrechten eine kostenlose Basisemission hat. Da die Freimengen in einem neuen Marktumfeld mit positivem Preis von CO₂-Emissionsrechten auftreten, ist die Zuweisung einer Freimenge ein Vermögenstransfer – es handelt sich quasi um immaterielle Aktiva – zugunsten der betreffenden Stromkonzerne (für Deutschland ist nach WWF-Angaben von etwa 4 Mrd. € an Sondergewinnen, für Großbritannien ist nach Analysen des Institute for Public Policy Research von über 2 Mrd. € an Sondergewinnen auszugehen). Der wesentliche ökonomische Effekt ist einerseits ein relativer Wertgewinn von Aktien des Strom- bzw. Energiesektors; andererseits haben die Großkonzerne ein bequemes Polster, um sich bei verschärftem Wettbewerb in der Zukunft durch temporär aggressive Preisstrategien gegen Neuanbieter zu wehren. Im Übrigen ist in Deutschland eine langfristige Erhöhung der Strompreise – trotz der Liberalisierung von 1998 – festzustellen, die aber zu einem erheblichen Teil durch Ökosteuern bedingt ist. Aus empirischen Untersuchungen aus Großbritannien (DICKENS, 2006) ist bekannt, dass die Anbieterkonzentration die Angebotspreise erhöht. Daher lässt die anhaltende Konzentration in

der Stromwirtschaft in Deutschland nicht erwarten, dass die Strompreise längerfristig sinken werden. Der hohe Strompreis in Deutschland – mit an der Spitze in der EU27 – wirkt sich langfristig negativ auf die Wirtschaftsentwicklung aus, da ja Strom ein Input in allen Produktionsbereichen ist. Die Preiserhöhungen zu Beginn des 21. Jahrhunderts wurden von Seiten der Stromwirtschaft im Übrigen auch damit gerechtfertigt, dass die Preise für Primärenergie deutlich angestiegen sind.

Während in Großbritannien (in England und Wales) unter der Regierung Thatcher in den 80er Jahren die Stromwirtschaft privatisiert und dabei das Hochspannungsnetz als separate Grid Company ausgegliedert wurde, sind in Deutschland und zahlreichen anderen EU-Ländern vertikal integrierte Stromkonzerne typisch. Die englische Angebotsstruktur wurde in den 90er Jahren auch vor dem Hintergrund einer breiten wissenschaftlichen Debatte in Polen eingeführt (WELFENS/YARROW, 1996), wobei in allen Transformationsländern Fragen der Privatisierung, Restrukturierung und Modernisierung komplexe Herausforderungen darstellten (EBRD, 2001; 2004). Während im Zuge der anfänglichen Transformationsrezession die Energienachfrage wegen der sinkenden gesamtwirtschaftlichen Produktion fiel, dämpfte in den 90er Jahren der Anstieg der Energieeffizienz im Zuge der Modernisierung des Produktionspotenzials die Energienachfrage; darauf folgte im Weiteren eine durch das anhaltende Wirtschaftswachstum bedingte Erhöhung der Energienachfrage, wobei die osteuropäischen EU-Beitrittsländer sich mit Anpassungserfordernissen im Kontext des EU-Binnenmarktes, der EU-Umweltpolitik und der EU-Regulierungen zum Strom- und Gasmarkt konfrontiert sahen. Zugleich drängten Strom- und Gasfirmen insbesondere aus Deutschland, Frankreich und Russland auf die osteuropäischen Energiemärkte – bei russischen Firmen besteht der Schwerpunkt dabei im Gassektor, dazu kommen Aktivitäten im Ölmarkt.

Grundsätzlich können Erzeugung und Vertrieb von Strom durch wettbewerbliche Strukturen gesteuert werden, allerdings ist das Hochspannungsnetz ein monopolistischer Engpassbereich – das Hochspannungstransportnetz in der Stromwirtschaft kann ebenso wie das Pipelinennetz in der Gaswirtschaft nur zu sehr hohen Kosten dupliziert werden. Daher ist ein diskriminierungsfreier Zugang als wichtiges Problem anzusehen. Bei vertikal integrierter Produktion im Stromsektor ist jedoch ein diskriminierungsfreier Zugang nicht zu erwarten, da über die Netznutzungspreise der Marktradius für andere Stromproduzenten beschnitten werden kann. Wird Dritten gegenüber ein höherer Durchleitungstarif abverlangt als dem eigenen Stromerzeuger in Rechnung gestellt wird, so ist dies gerade nicht diskriminierungsfrei. Die physikalischen Eigenschaften von Strom (und Gas) lassen keinen wirklichen physikalischen Durchleitungshandel zu, vielmehr wird der an einer Stelle A_1 ins Netz von Firma B_1 gespeiste Strom, der für den weit entfernten Kunden Z_1 bestimmt ist, dadurch an Z_1 geliefert, dass in der Nähe von Z_1 bestehende Stromlieferkapazitäten des Netzes zur Stromabgabe genutzt werden. Wegen der Netzverluste beim Stromtransport bzw. der mit steigender Entfernung notwendig steigenden Zahl von Verdichtern beim Gasnetz lässt sich gleichwohl argumentieren, dass sich beim Strom- bzw. Gastransport die Frage einer entfernungsabhängigen Tarifierung bei der Durchleitung stellt. Die Thematik entfernungsunabhängiger Tarifierung („Briefmarke“) versus entfernungsabhängige Durchleitungsbepreisung weist eine Vielzahl interessanter industrie- und wohlfahrtsökonomischer Fragen auf (KSOLL, 2003).

In Frankreich und in einigen anderen EU-Ländern sind Strom- und Gasanbieter in der Hand des Staates, was Marktzugangsprobleme schafft und den Wettbewerb im EU-

Binnenmarkt ebenso beschränkt wie es die Kapitalmärkte verzerrt. Denn staatliche Stromkonzerne profitieren zunächst vom Top-Rating des Staates und werden in vielen Fällen als Auslandsinvestor aktiv, während keine reziproken Investitionsmöglichkeiten für ausländische Firmen bestehen. Der Staat genehmigt in Deutschland die Strompreise auf Basis der von den Stromkonzernen aus vorgelegten Kostendaten für Erzeugung, Transport und ggf. Verteilung des Stroms; allerdings ist seit der Stromliberalisierung von 1998 immerhin der Bau von Kraftwerken liberalisiert worden. Es stellt sich die Frage, inwieweit auf den einzelnen Stufen des Marktangebotes ein funktionsfähiger nachhaltiger Wettbewerb möglich ist bzw. welche Teilmärkte – ohne funktionsfähigen Wettbewerb – sinnvollerweise wie zu regulieren sind. Dabei gilt es auch zu überprüfen, ob die EU-seitig bzw. national beabsichtigten Regulierungsansätze aus ökonomischer Sicht als effizienzförderliche im statischen Sinn (Druck zur Realisierung der Minimalkostenkombination) und dynamischen Sinn (Innovationsdynamik) gelten können.

Was verschiedene Optionen der Regulierung angeht, so ist eine Rendite-Regulierung nicht effizienzförderlich, da gerade in der kapitalintensiven Stromwirtschaft damit eine zu kapitalintensive Produktion und letztlich Ineffizienz gefördert wird (AVERCH/JOHNSON, 1962). Die Produzenten mit gegenüber der Rendite-Obergrenze unter Standard-Faktorintensitäten verfügbaren hochprofitablen Expansionsmöglichkeiten werden im Zuge einer verstärkten Kapitalintensivierung die eigentlich möglichen Hochrenditen auf die Rendite-Obergrenze herunterdrücken. Auf Basis der Erfahrungen in der Telekommunikationswirtschaft (WELFENS/GRAACK, 1996) haben sich Preisregulierungen auf Basis einer Preiskappung bzw. eines RPI-X-Ansatzes bewährt, wobei RPI die Änderungsrate des Großhandelspreisindex ist, von der die Regulierungsbehörde noch die erwartete sektorale Produktivitätssteigerungsrate abzieht. Soweit dieser RPI-Ansatz auf einen Korb von Leistungen des Unternehmens bezogen wird, hat das Unternehmen einige Freiheitsgrade im Preiswettbewerb. Allerdings sollte der Preiskorb nicht unnötig breit gewählt werden, da nicht unnötig Leistungsprozesse der Reichweite des allgemeinen Wettbewerbsrechtes entzogen werden sollten.

Bei der Preiskappingsregulierung handelt es sich insgesamt insofern um eine anreizorientierte Regulierung, als die Unternehmen, deren Produktivitätsfortschrittsrate höher als X ist, die entsprechenden Zusatzgewinne realisieren können. Damit bleiben Anreize für Prozessinnovationen erhalten. Allerdings kann der Anreiz zu Produktinnovationen geschwächt sein, da Produktinnovationen in der Regel zu höheren Marktpreisen führen.

Es gibt umfangreiche Erfahrungen mit der Stromliberalisierung in den skandinavischen Ländern (WELFENS/KEIM/KAUFFMANN, 2004) und England/Wales sowie anderen EU-Ländern (siehe Übersicht 2). Es besteht insgesamt eine Tendenz zu einer Ex-ante-Regulierung, wobei anreizorientierte Elemente eine wichtige Rolle spielen. Allerdings differieren die Regulierungsansätze im Detail erheblich.

Tabelle 2: Regulierungsansätze in der Stromwirtschaft in ausgewählten Ländern

	Regulierungs- behörde	Aufgaben	Endverbraucher- markt	Regulierung Netzentgelte	Perioden- länge	Bench- marking	Qualitäts- regulierung
England/ Wales	OFGEM sektorspezi- fisch (Gas, Strom)	Überwachung und Regulierung des Netzbereiches, Marktzutrittsregulierung, Verbraucherinformation und Schlichtungsstelle	Allgemeine Missbrauchsaufsicht (Wettbewerbsbehörde)	Ex-ante, anreizorientiert (Price Cap)	5 Jahre (V- Netz), 3 Jahre (Ü- Netz)	Seit 1999, 2002 modifiziert (DEA)	Separate Qualitätsvorgaben, 2002 ergänzt durch qualitätsabhängige Erlösobergrenze
Norwegen	NVE, sektorspezi- fisch (Energie, Wasser)	Überwachung und Regulierung des Netzbereiches, Marktzutrittsregulierung und Schlichtungsstelle	Allgemeine Missbrauchsaufsicht (Wettbewerbsbehörde)	Ex-ante, anreizorientiert (Revenue Cap)	5 Jahre	Seit 1997 (DEA)	Qualitätsabhängige Erlösobergrenze
Finnland	EMV, sektorspezi- fisch (Strom, Gas)	Überwachung und Regulierung des Netzbereiches, Marktzutrittsregulierung	Allgemeine Missbrauchsaufsicht (Wettbewerbsbehörde)	Ex-post, kostenorientiert (RoR- Ansatz) mit Anzelelementen	1 Jahr	Seit 2002 (DEA)	Im Rahmen des Benchmarking
Spanien	CNE, sektorspezi- fisch (Strom, Gas)	Beratung des Industrie- und Energieministeriums (Vorschläge und Analysen) und Schlichtungsstelle	Ex- ante, anreizorientiert (Revenue Cap), Festlegung von Einheitstarifen	Ex-ante, anreizorientiert (Revenue Cap), Festlegung von Einheitstarifen	k. A.	kein Vergleich realer Unternehmen	Separate Qualitätsvorgaben
Österreich	e-control GmbH sektorspezifisch (Strom, Gas)	Überwachung und Regulierung des Netzbereiches, Marktzutrittsregulierung, Verbraucherinformation und Schlichtungsstelle	Allgemeine Missbrauchsaufsicht (Wettbewerbsbehörde)	Ex-ante, kostenorientiert (RoR- Ansatz)	1 Jahr	In Planung	In Planung
Deutsch- land*	BNetzA	Überwachung und Regulierung des Netzbereichs	Ex- ante, anreizorientiert	Ex-ante, kostenorientiert	1 Jahr		

Quelle: HENSE/SCHÄFFNER, 2004 und eigene Recherche; * ergänzende Angaben im Anhang

Die erste Dekade der EU-Marktöffnung im Strom- und Gasbereich hat nur in geringem Maß für einen wettbewerbsintensiven Markt gesorgt. Der Anteil des grenzüberschreitenden Stromhandels betrug im Jahr 2004 nur etwa 10%, wenn man vom Skandinavien absieht, wo die Errichtung einer gemeinsamen länderübergreifenden Strombörse den Stromhandel intensiviert hat.

Die EU-Beschleunigungsrichtlinien aus dem Jahr 2003 verlangen keine konkrete Form der Preisregulierung; allerdings werden bestimmte Kernaufgaben für die nationale Regulierungsbehörde festgelegt. Art. 25 der Gas-Richtlinie bzw. Art. 23 der Stromrichtlinie der EU verlangen die Einrichtung einer Regulierungsbehörde. Dabei sind im Rahmen von Ex-ante- und Ex-post-Eingriffskompetenzen die Hauptaufgaben:

- Durchsetzung von Nichtdiskriminierung;
- Sicherstellung von funktionsfähigem Wettbewerb;
- Streitbeilegungsstelle.

Gefordert wird ein Monitoring der Märkte mit Blick auf:

- Regelungen für Management und Zuweisung von Verbindungskapazität;
- Mechanismen zur Beseitigung von Kapazitätsengpässen;
- Informationen über das Ausmaß der tatsächlichen Entflechtung bei Rechnungslegung;
- Publizierung von angemessenen Informationen zu den Bereichen Verbindungsleitungen, Netznutzung und Kapazitätszuweisung;
- Bedingungen für den Anschluss neuer Elektrizitätsproduzenten;
- Intensität des Wettbewerbs und Grad an Transparenz.

Jenseits dieser Mindestkompetenzen können nationale Regulierungsbehörden optional weitere Kompetenzen übernehmen, z.B. zur Durchführung, Überwachung und Kontrolle der Ausschreibungen für Erzeugerkapazitäten oder zur Streitbeilegungsaktivierung im Gasnetzbereich bzw. Gasdurchleitungsfragen.

Deutschland hat mit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes fragwürdige Weichenstellungen vorgenommen, die die Bundesrepublik im internationalen Vergleich relativ schlecht aussehen lassen und erhebliche Investitions- bzw. Wachstumsverluste bedeuten. Zunächst ist festzustellen, dass es in der Novelle – offensichtlich koalitionsinterne Gegensätze widerspiegelnd – erhebliche Widersprüche innerhalb des Gesetzeswerkes gibt, die letztlich auf eine Klärung rot-grüner Koalitionskonflikte vor Gericht hinauslaufen. Für die sehr kapitalintensive Strom- und Gaswirtschaft bedeuten juristische Unsicherheiten, dass Investitionen aufgeschoben werden, was wiederum Wachstumsverluste nach sich zieht. Dass der Stromwirtschaft eine erhebliche Mindestrendite von Seiten des Gesetzgebers zugestanden werden soll, ist kaum nachvollziehbar. Unnatürlich großzügige Abschreibungsregelungen sind ebenfalls abzulehnen, da dies auf ein künstliches Kleinrechnen der Gewinne und mithin eine künstliche Erhöhung der effektiven Rendite hinausläuft. Wenn der Staat für unnormale hohe Renditen als Basis für eine EU-weit ausgerichtete Industriepolitik sorgt, so führt dies zu Verzerrungen an den Kapitalmärkten bzw. beim intra-EU-Kapitalverkehr; und gerade dies ist nicht kompatibel mit dem EU-Binnenmarkt.

Wettbewerb, Ordnungspolitik und Direktinvestitionen

Mit Blick auf Deutschland ist im Gas-Markt durch Eingriffe des Bundeskartellamtes in 2006 ein Impuls zur Wettbewerbsintensivierung bzw. erleichterter Durchleitung im Pipelinenetz gegeben worden. Die im Gas-Markt bei Deutschland relevante Kooperation deutscher und russischer Energiekonzerne ist nicht unproblematisch: Der russische Partner Gazprom, der Russlands dominanter Konzern ist, könnte durch vertikale Integration in Deutschland seine Marktmacht zu verstärken suchen. Es ist das legitime Anliegen jedes Unternehmens, seine Position auf Auslandsmärkten zu stärken, aber aus Sicht der Wirtschaftspolitik gilt natürlich, dass eine aktive Wettbewerbspolitik im Interesse von Industrie- und Haushaltskunden von Energieanbietern notwendig ist; nachhaltiger Wettbewerb auf den Energiemärkten ist ein strategisches Anliegen der deutschen bzw. EU-Wirtschaftspolitik.

In Russland kommt dem Energiesektor mit Blick auf Wertschöpfung und Beschäftigung eine große und im Zeitablauf z.T. steigende Bedeutung zu. Für Russland sind hohe Exporterlöse aus dem Export von Energieträgern eine unverzichtbare Basis für die Finanzierung der Güterimporte. Dabei können auch die unter Präsident Putin feststellbaren Ansätze zu einer Art Neuverstaatlichung der Ölindustrie als Reflex einer hohen politisch-ökonomischen Sensibilität im Energiesektor verstanden werden. Auf dem internationalen Parkett ist eine Vorwärtsintegration russischer Ölkonzerne feststellbar, Ähnliches gilt für den Gassektor. Ansätze zur vertikalen Integration zeigt Gazprom auch in verschiedenen EU-Neumitgliedsländern aus Osteuropa. Mit Blick auf die Beziehungen zu Russland ist offensichtlich, dass die EU27 klare Signale an die russische Politik geben sollte, dass Direktinvestitionen aus dem russischen Energiesektor grundsätzlich willkommen sind, allerdings ist solange mit deutlichen Vorbehalten zu rechnen, wie der Gasmarkt in Russland selbst von der Angebotsseite faktisch monopolisiert ist.

Eine Mehrheitsbeteiligung von Gazprom an großen EU-Energiekonzernen sollte solange – von begründeten Ausnahmen abgesehen – unakzeptabel sein, wie Gazprom in Russland eine Monopolposition hat. Dabei ist durchaus mit ernsthaften russischen Gegenargumenten zu rechnen, die etwa auf die bei Strom und Gas bestehende dominante Position der EDF in Frankreich bzw. diverse EDF-Direktinvestitionen im Ausland hinweisen kann. Allerdings ist zu betonen, dass die EU-Rahmenregulierung für Strom und Gas gerade Impulse für mehr Wettbewerb und dabei auch den Zugang von internationalen Anbietern gegeben hat. Die Liberalisierung von Gas- und Strommärkten bleibt jedenfalls in Deutschland und der EU auf der Agenda der Politik (WELFENS, 2005).

3.4. Wirtschaftspolitische Optionen für eine rationale EU-Energiepolitik

Wirtschaftspolitische Konsequenzen und Optionen

In der EU hat es seit den 90er Jahren einige Fortschritte bei der Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte gegeben. Dennoch bleiben Probleme in mehreren Bereichen offen:

- Wie kann eine sinnvolle regulatorische Arbeitsteilung zwischen der supranationalen Ebene und der nationalen Ebene langfristig aussehen? Dabei ist das Subsidiaritätsprinzip zu beachten.
- Wie kann eine konsistente Regulierung sichergestellt werden? Hierbei geht es auch um die Festlegung sektorneutraler Grundsätze mit Blick auf Transparenz und Konfliktlösungsmechanismen.
- Wie kann die Frage der Versorgungssicherheit ökonomisch und regulatorisch sinnvoll bewältigt werden? Dabei ist zwischen einer mittelfristigen Investitionsperspektive und einer langfristigen Restrukturierungsoption zu unterscheiden – Letzteres könnte auch ownership unbundling beinhalten, wonach die vertikal integrierten Unternehmen den Netzbetrieb unternehmerisch ausgliedern müssten.
- Wie wirken sich Veränderungen auf den CO₂-Handelsmärkten und den Strombörsen für die Stromwirtschaft aus?
- Welche Effekte würde ein Mehr an Wettbewerb auf den Primärgütermärkten ergeben? Hieraus ergeben sich sinkende Strom- bzw. Produktionskosten und damit Expansionseffekte für die Wirtschafts- bzw. Beschäftigungsentwicklung.

Der Ansatz der EU in der Strom- und Gaswirtschaft, nämlich eine Rahmenregulierung auf supranationaler Ebene zu implementieren, ist vernünftig, da einerseits den Erfordernissen des Binnenmarktes Genüge getan wird und da andererseits der Systemwettbewerb Wirkungen entfalten kann. Jährliche Berichte der Internationalen Energieagentur bzw. der EU sorgen für eine erhebliche Markt- und Regulierungstransparenz in Europa. Einigermäßen schwierig ist die Vergleichbarkeit von Preisen infolge der sehr unterschiedlichen Energiesteuern, die in den einzelnen Ländern erhoben werden. Hier ist eine Verbesserung auch im wirtschaftspolitischen Berichtswesen bzw. bei Eurostat dringlich.

Was die Problematik eines diskriminierungsfreien Zugangs zu Durchleitungsmärkten in der Stromwirtschaft angeht, so ist sicherzustellen, dass

- die organisatorische Entbündelung strikt gehandhabt wird und dazu führt, dass vertikal integrierte Unternehmen fremden Nutzern gleiche Netznutzungsgebühren in Rechnung stellen wie eigenen Erzeugerunternehmen. Alternativ könnte man eine Netzgesellschaft im Eigentum aller Stromproduzenten gründen, also eine Art Netzgenossenschaft, wobei ein Maximalanteil pro Stromkonzern denkbar ist, um eine Dominanz der Netzgesellschaft durch ein oder einige wenige Großunternehmen zu verhindern. Schließlich ist auch eine mögliche Überlegung, dass man – ähnlich wie in Schottland und in den USA – den Versorgern zwar die Eigentümerschaft der Netze belässt, doch müsste die Betriebsführung an einen eigenständigen Treuhänder abgegeben werden. Durch Benchmarking bzw. eine vernünftige Anreizregulierung – die Netzbetreiber müssen sich am jeweils effizientesten Netzbetreiber in Deutschland (oder in einer Gruppe von Ländern) orientieren – lässt sich schließlich auch im Rahmen bestehender Strukturen eine gewisse Effizienzsteigerung sicherstellen. Der eigentliche Test auf Wettbewerb im Binnenmarkt ist letztlich der diskriminierungsfreie Netzzugang zum ausländischen Netz bzw. der EU-interne Handel mit Strom.

- die Substitutionskonkurrenz auf der Angebotsseite nicht durch übermäßig langfristige Lieferverträge mit internationalen Lieferanten seitens inländischer Gasverkäufer künstlich behindert wird;
- die Substitutionsmöglichkeiten auf der Energienachfrageseite nicht durch steuerliche Diskriminierungen verzerrt werden – bei der Energiesteuer in Deutschland etwa soll es laut politischen Erklärungen um einen Beitrag zur Minderung des Global Warming bzw. von CO₂-Problemen gehen; die Steuerbasis ist aber gerade nicht der CO₂-Gehalt bzw. die Regelungen sind zugunsten der Kohle verzerrt. Unter CO₂-Emissionsaspekten ist emissionsfreier Nuklearstrom interessant, aber Atomstrom aus Atomkraftwerken ohne umfassende Versicherungspflicht steht auch für eine verdeckte Subventionierung;
- eine europaweite „innere Regulierungskonsistenz“ besteht. Sie stellt darauf ab, dass von Stromkonzernen in EU-Partnerländern geforderte Netzzugangsbedingungen auch vom vertikal integrierten Stromkonzern selbst auf dem Heimatmarkt realisiert werden müssen; hierbei kann auch eine Art reziproke Meistbegünstigungsklausel praktiziert werden, wonach ein verbesserter bzw. preiswerterer Zugang zu einem ausländischen Netz verlangt, dass der Stromkonzern auf dem Heimatmarkt in vergleichbaren Fällen ebenfalls bessere und preiswertere Konditionen für den Netzzugang anbietet.

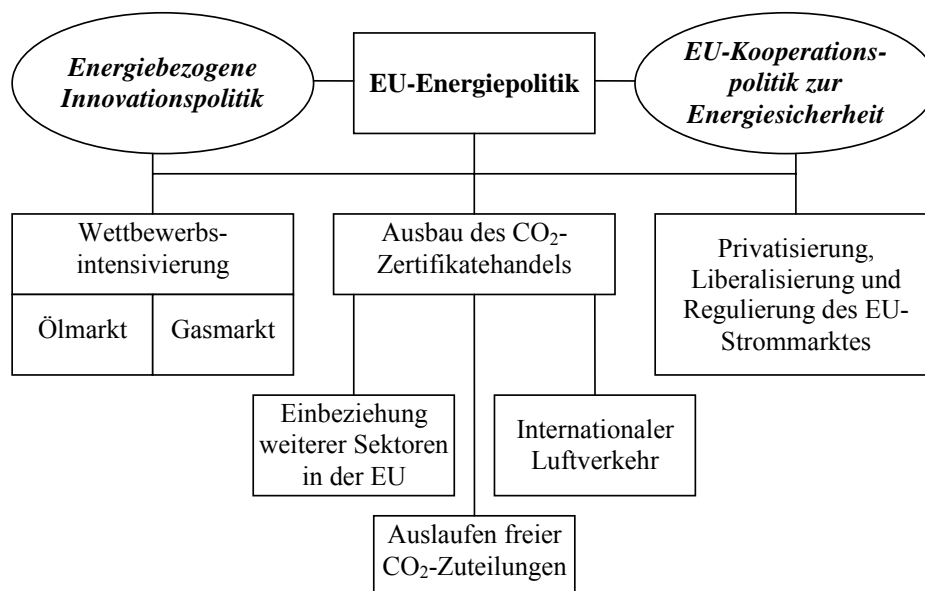
Bei der Zusammenschlusskontrolle auf europäischer Ebene gerade bei internationalisierten Netzindustrien wie der Strom- und Gaswirtschaft bedarf es einer verstärkten EU-Aufsicht. Jedenfalls werfen Fragen von grenzüberschreitenden Beteiligungen bzw. Zusammenschlüssen eine Reihe schwieriger kartellrechtlicher Probleme auf, wie man sowohl in der EU wie in den USA feststellen kann (NCA, 2003). Die hohen Investitionskosten und -risiken in der Energiewirtschaft können einerseits nur von leistungsfähigen Großunternehmen erfolgreich bewältigt werden; andererseits kann ein Mehr an Markttransparenz und ein hohes Maß an Politikstabilität Risiken für alle Firmen im Energiesektor reduzieren. Zu mehr Markttransparenz kann der Staat durch eine integrierte langfristige Produktions- und Leitungsplanung beitragen, wie dies etwa in den USA durch die Bundesebene geschieht, die Informationen von den Bundesstaaten aufnimmt, um rechtzeitig mittelfristige Engpässe bei Erzeugung und Transport zu erkennen. Die EU könnte im Übrigen durchaus im Rahmen ihrer Planung transeuropäischer Netze dafür sorgen, dass Parallel-Netze bei der Strom- und Gaswirtschaft in angemessener Dimensionierung entstehen bzw. fortgeführt werden.

Eine konsistente Regulierung setzt voraus, dass es auf Seiten des Staates zunächst keine Interessenkonflikte gibt, die aus der Eigentümerfunktion des Staates und der staatlichen Regulierungsfunktion herrühren. Sofern der Staat erhebliches Eigentümerinteresse hat – der Staat also selbst Strom- und Gasunternehmen im Eigentum besitzt –, wird der Finanzminister ein natürliches Interesse an relativ hohen Strom- und Gaspreisen bzw. hohen Gewinnen haben. Aus Sicht der Wirtschaft bzw. der Haushalte insgesamt besteht aber ein Interesse an niedrigen Preisen und an Produktinnovationen. Ein erster Schritt zur Sicherstellung einer konsistenten Regulierung ist, dass der Staat eine umfassende Privatisierung des Energiesektors vornimmt; dies bezieht sich grundsätzlich auf alle Gebietskörperschaften. Da erhebliche Privatisierungseinnahmen erwartet werden können, wäre es in diesem Kontext sinnvoll, den Staat in den EU-Ländern von relativ hohen Schuldenquoten zu verpflichten, die Privatisierungseinnahmen im Wesentlichen zur Schuldenrückzahlung zu nutzen.

Fragen der Versorgungssicherheit werden bislang häufig von der Stromwirtschaft strategisch genutzt, um mehr Wettbewerb zu verhindern: Das Argument der Versorgungssicherheit wird von Stromunternehmen gerne als Hebel benutzt, um großzügige Preisgenehmigungen bzw. Schutz vor Wettbewerb durch Newcomer zu erlangen. Soweit staatliche Behörden hier blauäugig auf die Forderungen von Stromkonzernen eingehen, ist allerdings darauf hinzuweisen, dass die Frage der Belieferungssicherheit mit Versicherungsmärkten zu verknüpfen ist. Es liegt am Staat, im Rahmen der Regulierungspolitik zu fordern, dass Stromlieferanten eine nahezu 100% liegende technische Liefergarantie geben, die ihrerseits wiederum von den Netzbetreibern und den Stromlieferanten entsprechende Verträge verlangen müssen, wobei der Preis der Versorgungssicherheit über Risikoprämien auf entsprechenden Versicherungs- bzw. Terminmärkten explizit zu machen ist. In diesem Bereich gibt es bislang erhebliche Defizite.

Zu den Grundsätzen rationaler Wirtschaftspolitik in einer Marktwirtschaft gehört es, dem Preismechanismus bzw. dem Wettbewerb die entscheidende Rolle für die Ressourcenallokation zu überlassen. Im Energiesektor kommt zusätzlich hinzu, dass mit Blick auf Emissionen in angemessener Weise für eine Internalisierung externer Effekte zu sorgen ist; idealerweise über einen Emissionshandel, ggf. auch über Pigou-Steuern, die die Produktion emissionsintensiver Güter verteuern. Das Leitbild einer marktwirtschaftlichen Energiepolitik in der EU setzt prioritär auf die Kräfte der Märkte einerseits und eine angemessen dimensionierte Innovationspolitik andererseits; zudem auf eine internationale Strategie zur EU-Kooperation im Bereich der Versorgungssicherheit (siehe Abb. 4).

Abbildung 4: Ansatzpunkte einer rationalen EU-Energiepolitik



Im Energiesektor ist es wichtig zu bedenken, dass hier sehr langwierige Genehmigungsverfahren bestehen – zu denen der Staat selbst vielfältig in Deutschland beigetragen hat –, so dass investitionspolitische Weichenstellungen für Kraftwerks- und Netzausbau mit großem zeitlichen Vorlauf erfolgen müssen. Die langen Investitionszyklen in der Energiewirtschaft kommen erschwerend hinzu. Da Investitionen und Innovationen in der Energiewirtschaft oft Hand in Hand gehen, sind angemessene Anreize für eine

energiebezogene Innovationspolitik erforderlich. Hierbei können EU und EU-Mitgliedsländer besondere Projekte definieren und die gegenseitige Information zu Musterprojekten verbessern. Die schon von der EU eingeschlagenen Schritte zur Energieeffizienzsteigerung im Kontext der EU-Regionalpolitik könnten durch Energieeffizienzprojekte bei der Stadtmodernisierung und zur dezentralen Energieerzeugung ergänzt werden. Von letzteren sind positive Impulse für die Bauwirtschaft und moderne Handwerksbetriebe zu erwarten. Im Übrigen sind die von Institutionen der EU genutzten Gebäude und die Regierungsgebäude der EU-Mitgliedsstaaten mit Blick auf Energieeinsparmöglichkeiten durch Modernisierungsmaßnahmen zu überprüfen. Passive Gebäude mit Null-Bilanz an externer Energiezuführung könnten bei neuen Regierungsgebäuden erprobt werden.

Die institutionelle Innovation des CO₂-Zertifikate-Handels sollte die EU global auszudehnen suchen. Hierzu bietet sich in erster Linie eine Initiative im internationalen Luftverkehr an, wobei die USA durchaus ein Eigeninteresse an einem solchen Projekt entwickeln könnten – zumal hier auch neue Segmente auf den Finanzmärkten entstehen. Es ist ggf. zu prüfen, ob ein verallgemeinertes EU-US-Projekt auch in den Rahmen der Debatte einer transatlantischen Freihandelszone gestellt werden könnte. Es wäre diplomatisch klug, wenn der Vorschlag für einen CO₂-Zertifikate-Handel im transatlantischen Flugverkehr von Seiten der USA käme, um die Vereinigten Staaten aus ihrer Defensiv-Position in Sachen CO₂-Zertifikate herauszubekommen. Die Praxis vieler EU-Länder, bestimmten Industrien bzw. der Stromwirtschaft große Freimengen bei den CO₂-Emissionen zuzugestehen, sollte in einem mehrjährigen Anpassungsprozess – mit EU-weitem Stichtag für das Auslaufen aller Freimengen – eliminiert werden. Allenfalls kann man in strukturschwachen Regionen bei mittelständischen Unternehmen im Zuge der Einbeziehung in den Zertifikate-Handel an Freimengen denken.

Im Strommarkt sind Privatisierung, Liberalisierung und Regulierung wichtig. Privatisierungen sollen die Stromunternehmen dort, wo noch nicht geschehen, der Kontrolle der Kapitalmärkte unterwerfen. Liberalisierung heißt, dass der Marktzutritt für unabhängige Stromanbieter geöffnet werden muss und dies könnte im Rahmen der EU-Nachbarschaftspolitik auch Zugang für Nicht-EU-Länder bedeuten; letzteres verlangt aber, dass dieser Zugang nicht durch verdeckte Subventionen im Drittland künstlich erlangt wird. Mehr Wettbewerb in der EU-Stromwirtschaft ließe sich erreichen, wenn die Hochspannungsleitungsnetze in eine separate Netzgesellschaft eingebracht würden. Unter dieser Bedingung könnte man möglicherweise auf eine Regulierung verzichten.

Mit Blick auf die Wettbewerbsintensivierung der Öl- und Gasmärkte ist es sinnvoll, auf langfristige Fortschritte zu setzen. Den OPEC-Ländern sollten die OECD-Länder ein Angebot zur verstärkten Modernisierung und Industrialisierung machen, um im Gegenzug die Preisfestsetzung durch die OPEC-Länder langfristig auslaufen zu lassen. Das beste Wettbewerbsintensivierungsprogramm bleibt aber vermutlich auf der Nachfrageseite zu realisieren, und zwar durch Förderung von Energieeffizienzsteigerungen in großen Verbrauchsländern wie China, Indien, USA, EU, Japan und Russland. Hier könnte im Rahmen einer komplementären neuen Schwerpunktsetzung in der Entwicklungs- bzw. Kooperationspolitik gezielt ein internationaler Technologietransfer im Bereich Energieeffizienz und Energieinnovationen erfolgen.

Es spricht wenig dafür, dass die EU-Mitgliedsländer bei der Energiepolitik generell bzw. ohne besondere Gründe Kompetenzen an die Brüsseler Politikebene abgeben. Das

Subsidiaritätsprinzip sollte auch in der Energiepolitik Beachtung finden. Allerdings ist der Bereich der Energieaußenpolitik durchaus in Teilbereichen als Feld von supranationalem Politikinteresse definierbar – insbesondere dann, wenn eine supranational organisierte Politik eine global wesentlich verbesserte EU-Interessendurchsetzung erwarten lässt. Gemeinschaftsprojekte in der Energieforschung sind in einigen Bereichen sicherlich ebenfalls wichtig; beim Thema Informations- und Kommunikationstechnologie und Stromnetzmanagement (intelligent grid) ist dies der Fall.

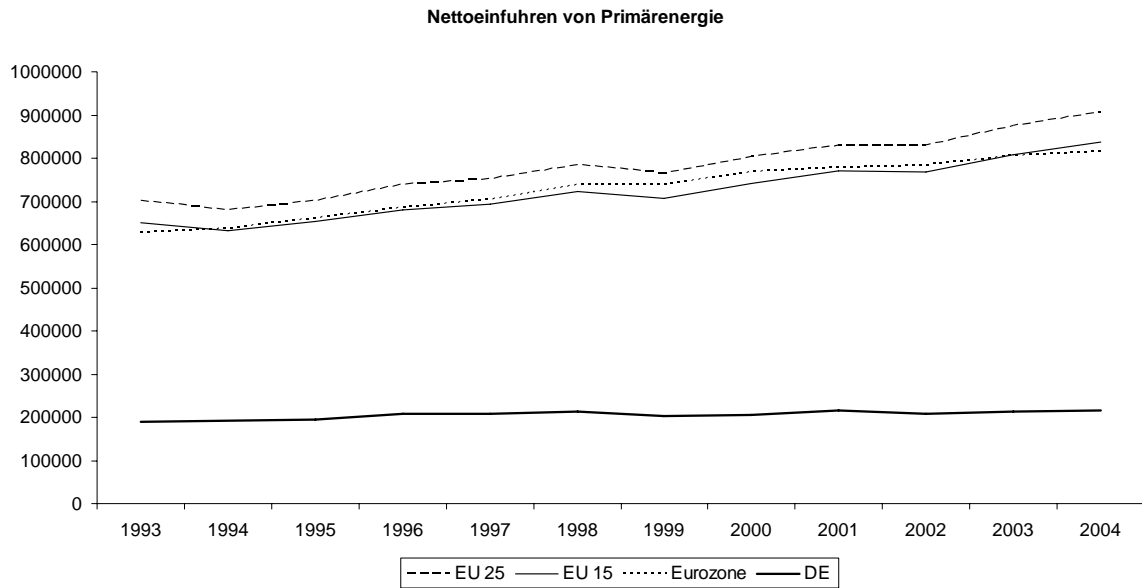
Langfristig als Herausforderung Ernst zu nehmen ist der transportabhängige Energieverbrauch, wobei internationale bzw. grenzüberschreitende LKW-Transporte langfristig besonders stark zunehmen dürften. Die Anreiz zu mehr Energieeffizienz bzw. zur Internalisierung externer Effekte können hier ohne Weiteres verbessert werden: Dazu ist die LKW-Maut als EU-weites Konzept einzuführen, wobei zugleich eine Differenzierung nach LKW-Gewicht – ggf. hilfsweise Zahl der Achsen - und Nutzungszeit (auf 24-h-Basis) aus ökonomischer Sicht wünschenswert ist. Da hiermit eine Verteuerung des internationalen Transports einhergehen wird, vermindern sich die Verkehrsbelastungen, und zwar inklusive der Staukosten als neben den Umweltkosten wichtigsten externen Kosten des Verkehrs. Mehr Wettbewerb und verstärkte Internalisierung externer Kosten im LKW-Verkehr kann aber nur ein Teilelement einer rationalen Energiepolitik sein. Die relativ umweltfreundliche Bahn sollte in moderne Liberalisierungskonzepte einbezogen werden (bei der Bahn gibt es allerdings auch Internalisierungsbedarf bzw. Anlass zur Beseitigung von Wettbewerbsverzerrungen zugunsten der Bahn: Bahnreisende sollten ähnlichen Versicherungsschutz bei Unfällen genießen wie Flugpassagiere).

Eine EU-Energiepolitik, die gleichzeitig auf Effizienz, Umweltfreundlichkeit und Versorgungssicherheit abstellt, ist durchaus machbar. Eine marktwirtschaftliche Steuerungsinstrumente nutzenden Energiepolitik – wie bei den CO₂-Emissionszertifikaten – ist treffsicher und mobilisiert die Anpassungs- bzw. Innovationskräfte von Wirtschaft und Verbrauchern. Zwar wehren sich viele Unternehmen mit dem Argument gegen Emissionshandel, dass hier eine neue Unsicherheitsfront auf Märkten entsteht; aber im Zeitalter moderner Terminmärkte ist dieses Abwehrargument keineswegs stichhaltig. Der Staat kann durchaus mit eigenständigen Innovationsimpulsen auch hier voran gehen; z.B. ließe sich der Jahresbedarf an Kraftstoffen für staatlich genutzte Fahrzeuge relativ problemlos auf Terminmärkten einkaufen statt zu Kassapreisen.

Die unterschiedlichen Regulierungsansätze der EU-Länder sollten stärker untersucht werden, wobei auch auf Verzerrungsaspekte im Binnenmarkt zu achten ist. Ein besonderes Problem beim RPI-X-Ansatz besteht im Kontext des Binnenmarktes darin, dass sich über diese Formale auch Industriepolitik betreiben lässt, die zu Ineffizienzen führt: Wird X bewusst unter der eigentlich erwarteten Fortschrittsrate gehalten, dann wird das regulierte Unternehmen relativ hohe Renditen realisieren und daher an der Börse hoch bewertet werden, was wiederum internationale Übernahmen erleichtert. Denkbar ist daher, dass dann nicht besonders effiziente Stromkonzerne in der EU expandieren, sondern diejenigen mit einer günstigen nationalen Regulierung. Daher sollte die Europäische Kommission eine vergleichende Analyse der RPI-X-Ansätze in den EU-Ländern regelmäßig vorlegen, um gerade solche Ineffizienzen zu verhindern. Es ist schließlich auch ein intensivierter regulierungspolitischer Dialog in der Triade – ggf. unter Einbeziehung Chinas – zu führen, damit Länder von positiven Erfahrungen im Ausland lernen können.

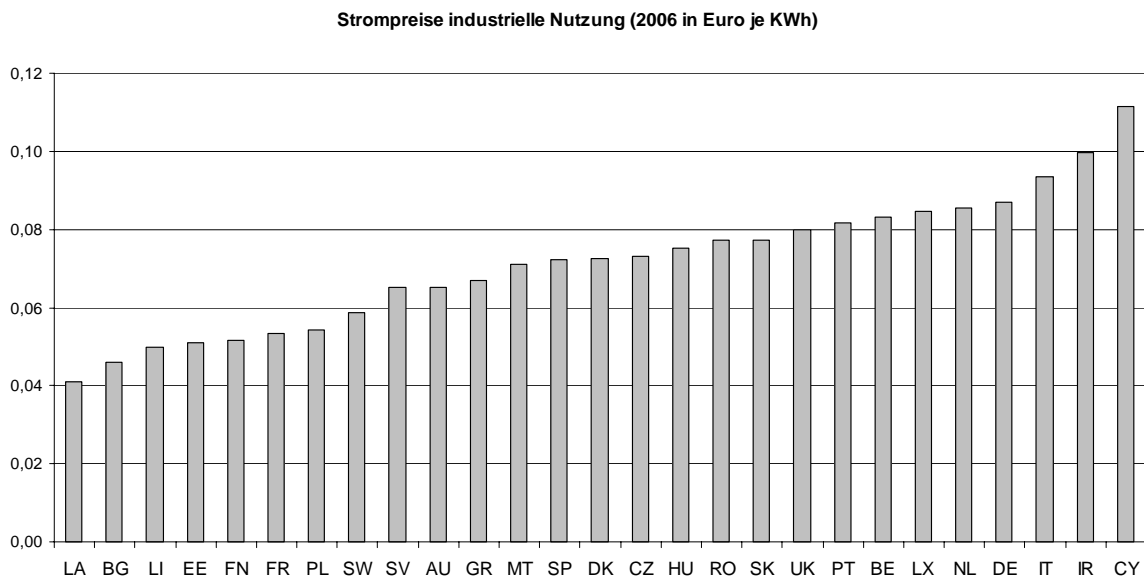
Anhang I: Energiestatistiken

Abbildung 5: Nettoeinfuhren von Primärenergie



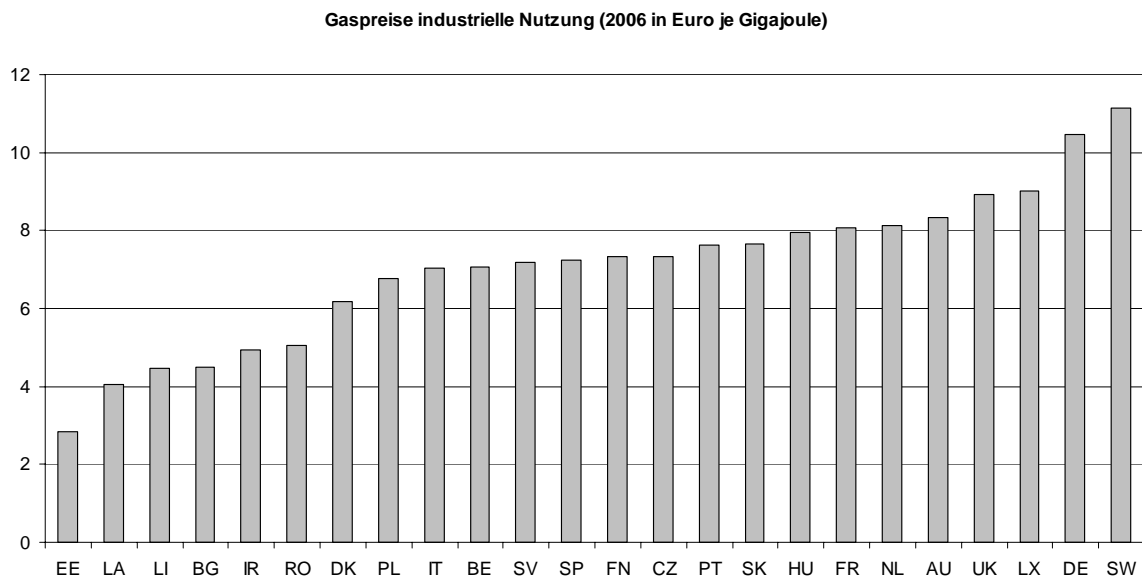
Quelle: Eurostat

Abbildung 6: Strompreise industrielle Nutzung (2006 in Euro je KWh)



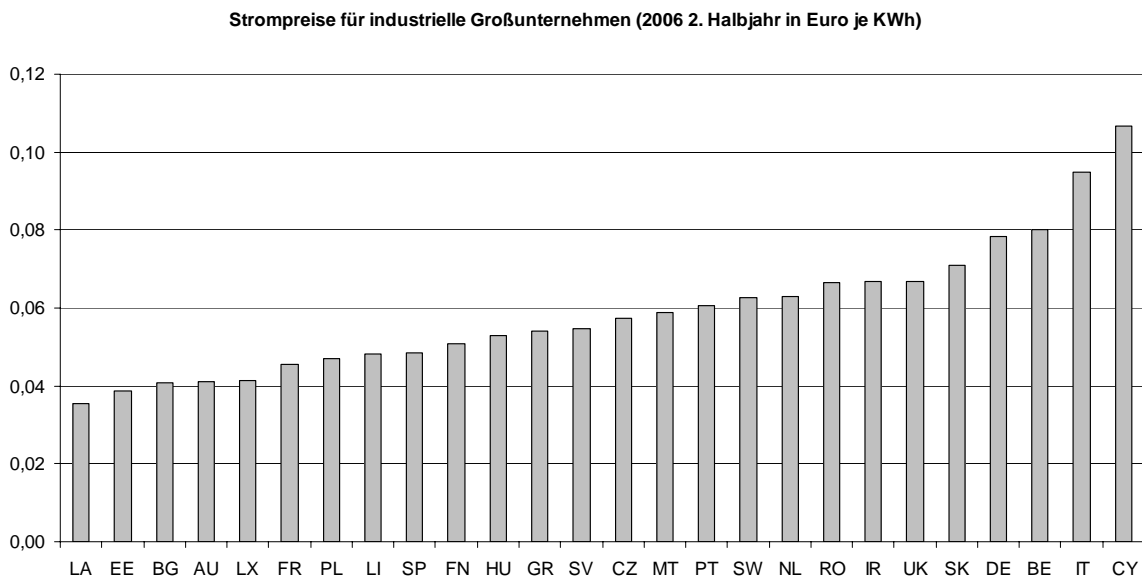
Quelle: Eurostat

Abbildung 7: Gaspreise industrielle Nutzung (2006 in Euro je Gigajoule)



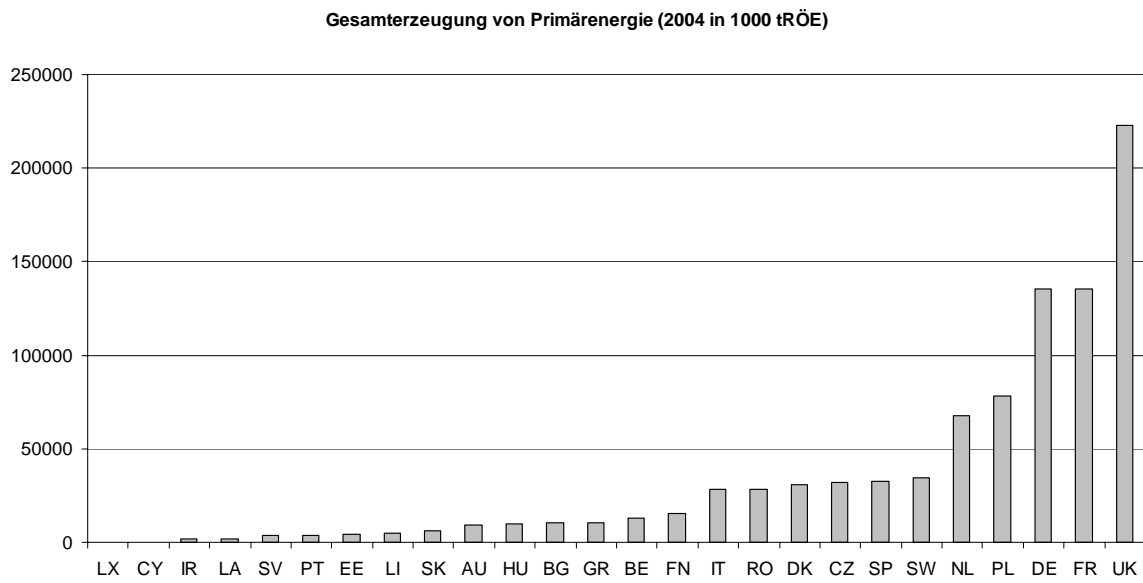
Quelle: Eurostat

Abbildung 8: Strompreise für industrielle Großunternehmen (2006 2. Halbjahr in Euro je kWh)



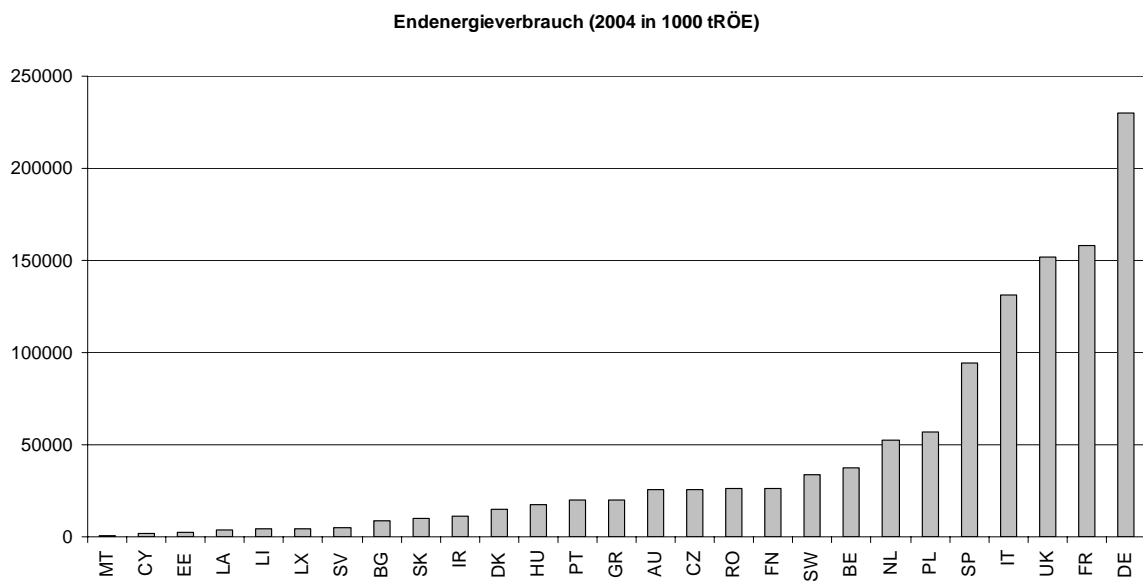
Quelle: Eurostat

Abbildung 9: Gesamterzeugung von Primärenergie (2004 in 1000 tRÖE)



Quelle: Eurostat

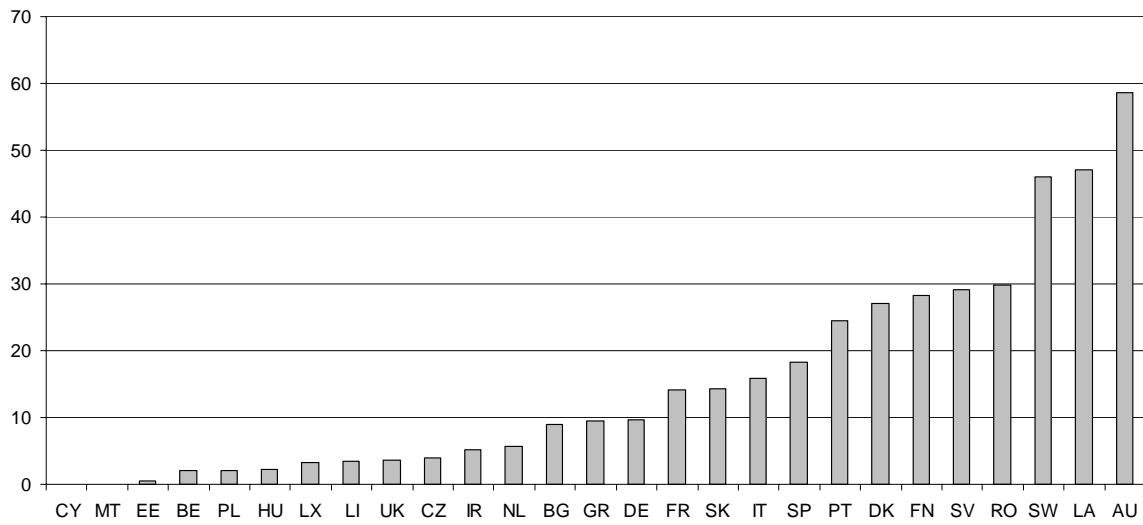
Abbildung 10: Endenergieverbrauch (2004 in 1000 tRÖE)



Quelle: Eurostat

Abbildung 11: Anteil der Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen am Bruttostromverbrauch (2004)

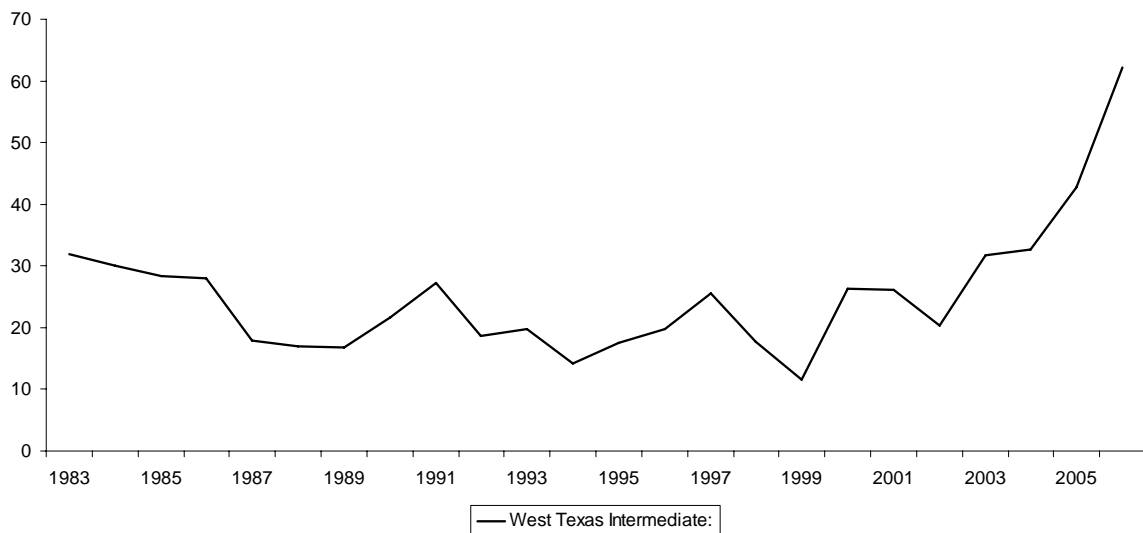
Anteil der Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen am Bruttostromverbrauch (2004)



Quelle: Eurostat

Abbildung 12: West Texas Intermediate in US \$ je Barrel

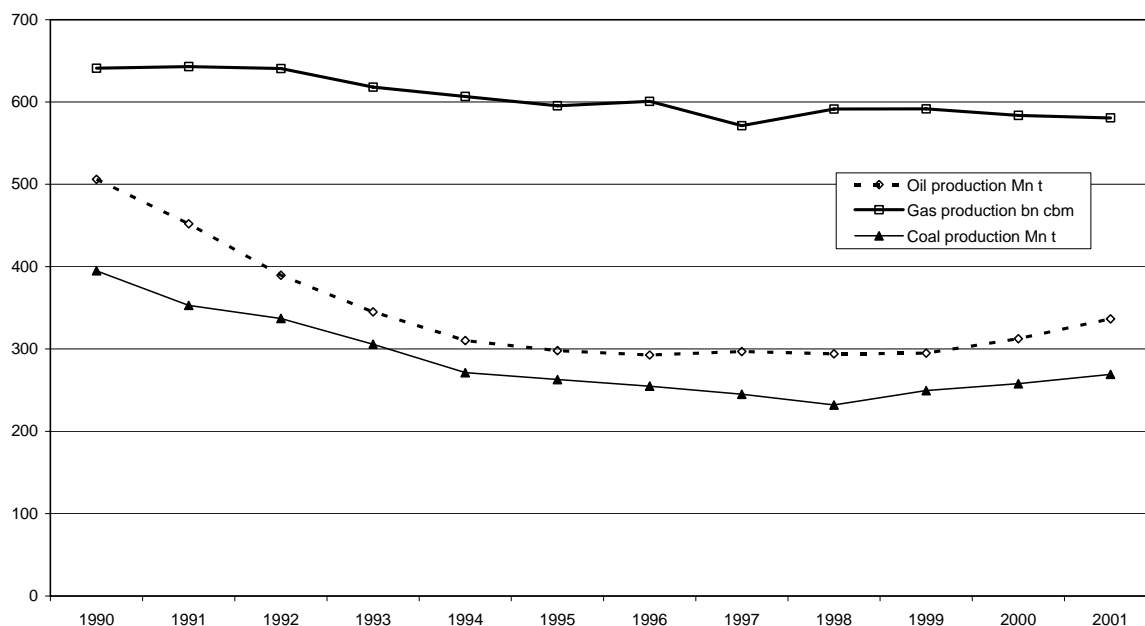
West Texas Intermediate in US \$ je Barrel



Quelle: EIA

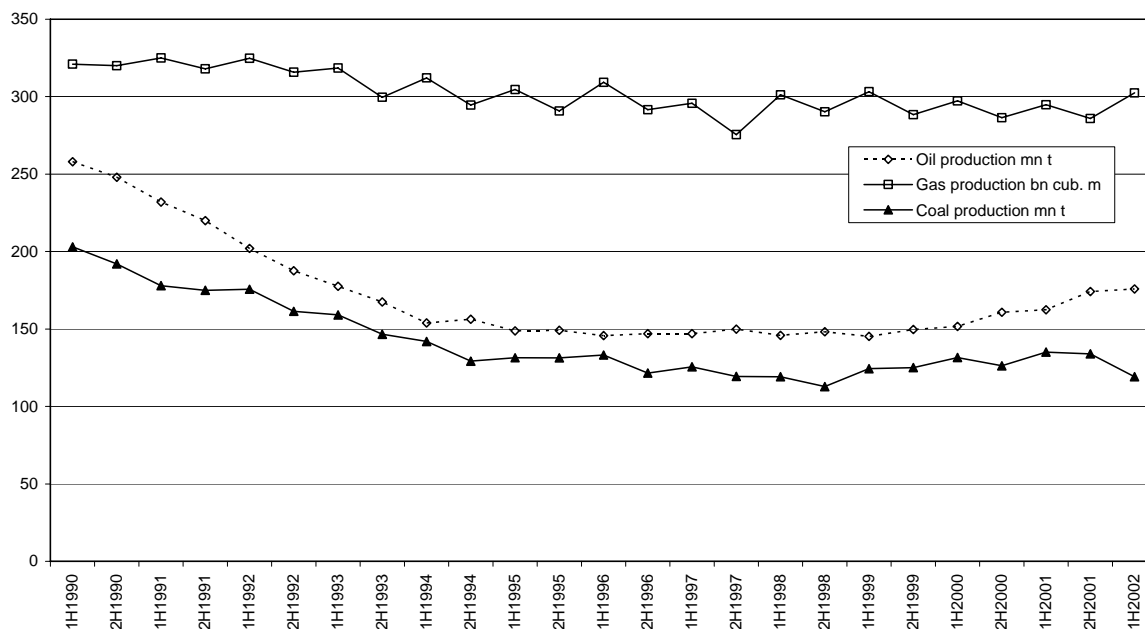
Anhang II: Indikatoren des russischen Energiesektors

Abbildung 13: Russian Federation: Fuel Production, 1990–2001



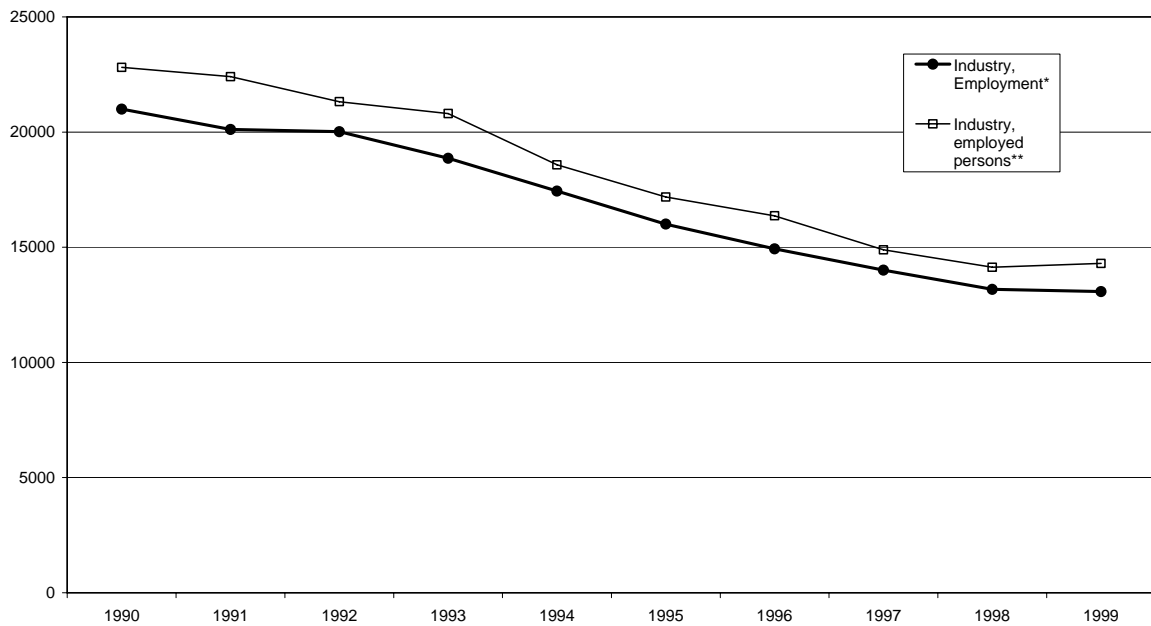
Source: Russian Economic Trends 2002, own computations

Abbildung 14: Russian Federation: Fuel Production, 1990 – first half of 2001



Source: Russian Economic Trends 2002, own computations

Abbildung 15: Russian Federation: Industrial Employment, 1000 persons

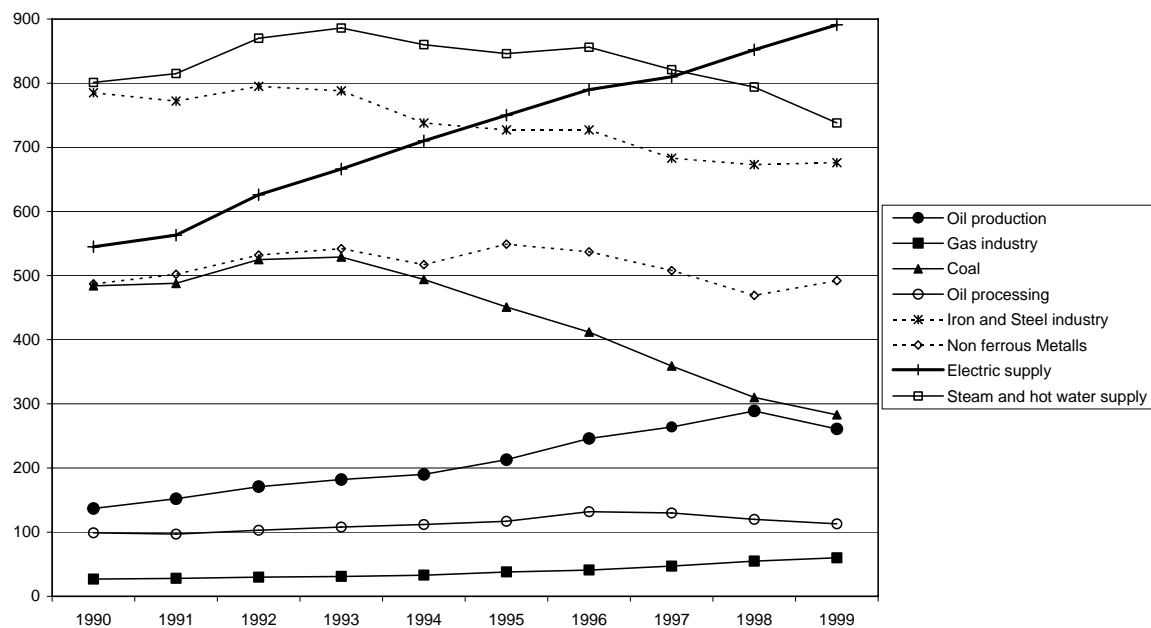


* Industrial producing personnel, 1000 persons

** In Industry employed persons, 1000 persons

Source: Rossiskij Statisticheskij Ezhegodnik 2000, Tab 6.8 (*) and Tab. 6.6 (**).

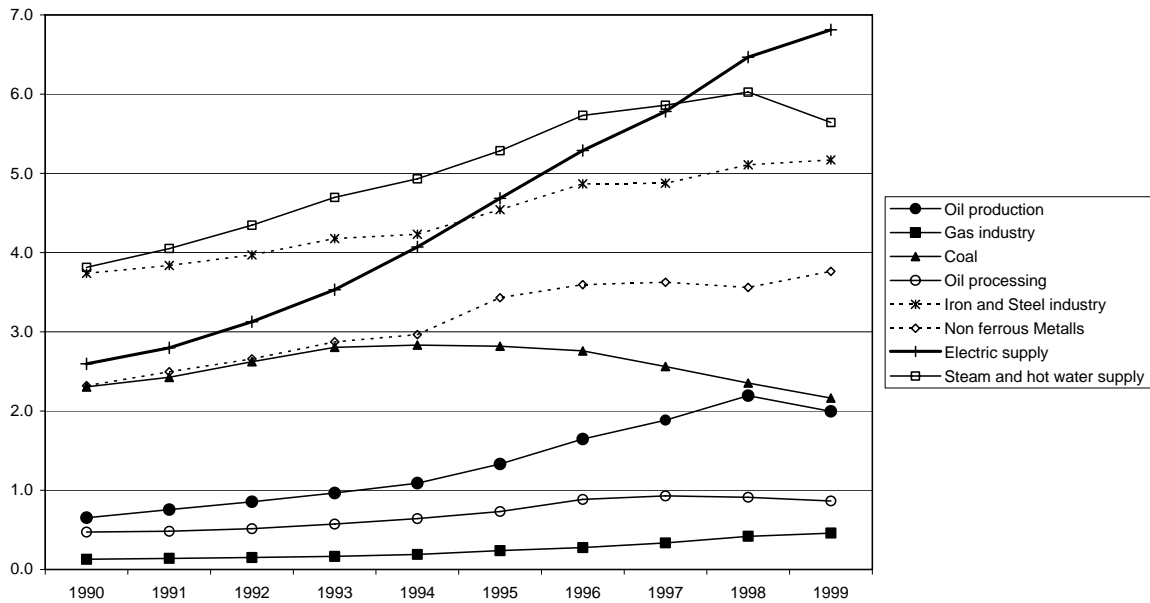
Abbildung 16: Russian Federation: Employment in Mining, Quarrying and Energy Industry, 1000 persons.



*Industrial producing personnel

Source: Rossiskij Statisticheskij Ezhegodnik 2000

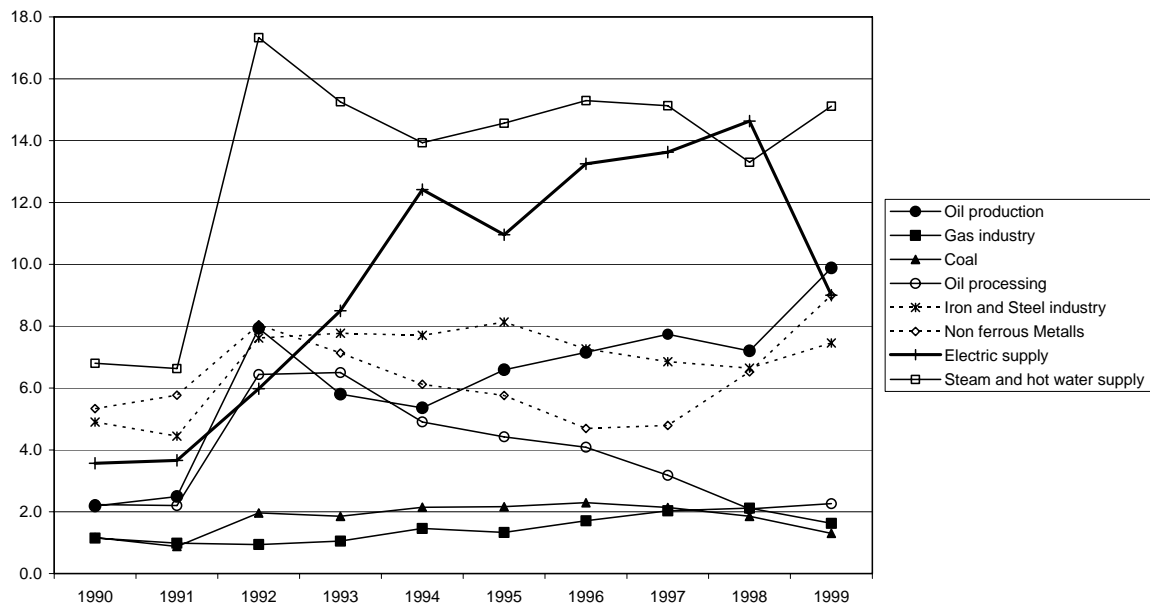
Abbildung 17: Russian Federation: Shares of Mining, Quarrying and Energy Industrial Employment as Percent of Industrial Employment



*Industrial producing personnel

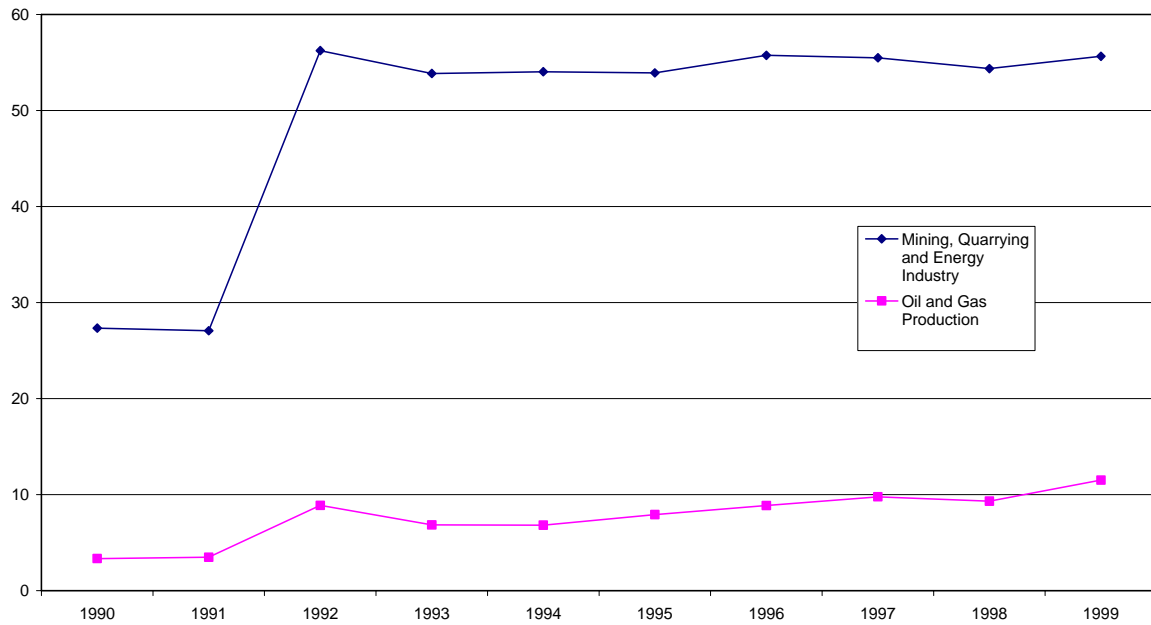
Source: Rossiskij Statisticheskij Ezhegodnik 2000, own computations

Abbildung 18: Russian Federation Shares of Mining, Quarrying and Energy Industrial Output (current RuR) as Percent of Industrial Output



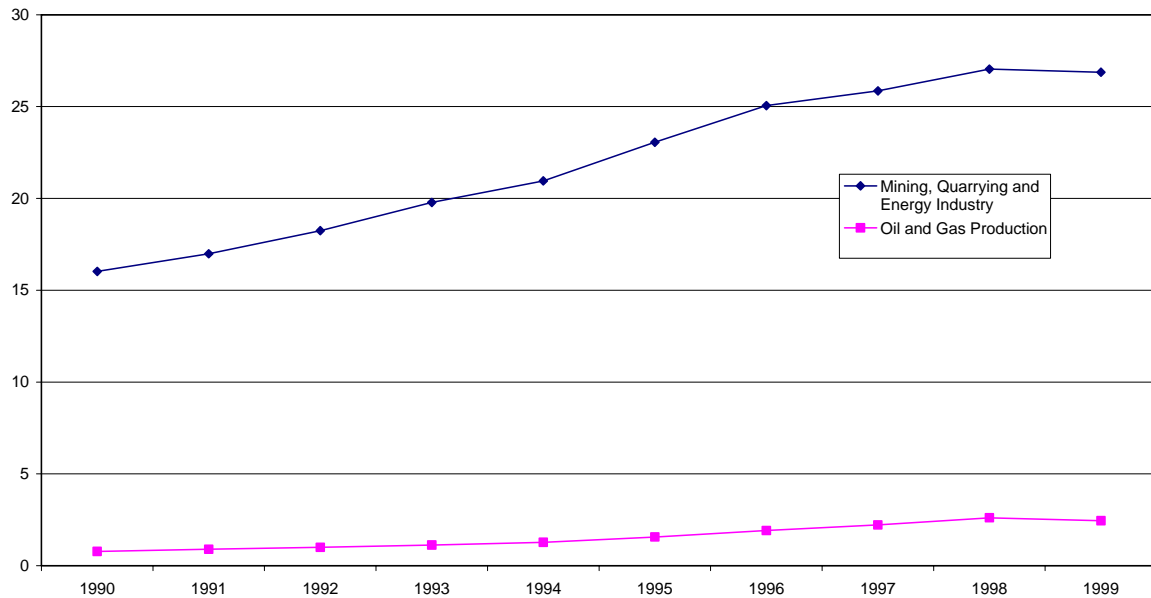
Source: Rossiskij Statisticheskij Ezhegodnik 2000, own computations

Abbildung 19: Russian Federation: Mining, Quarrying and Energy Industry Output as Percent of total Industry Output



Source: Rossiskij Statisticheskij Ezhegodnik 2000, own computations

Abbildung 20: Russian Federation: Employment in Mining, Quarrying and Energy Industry as Percent of total Industrial Employment



*Industrial producing personnel

Source: Rossiskij Statisticheskij Ezhegodnik 2000, own computations

Literaturverzeichnis

- AVERCH, H., JOHNSON, L. L. (1962), Behavior of the firm under regulatory constraint. – The American Economic Review 52, S. 1052–1069.
- BARSKY, R.B.; KILIAN L. (2004), Oil and the Macroeconomy since the 1970s, Journal of Economic Perspectives 18, S. 115-134.
- BP (2006), BP Statistical Review of World Energy, London.
- BRUNO, M.; SACHS, J.D. (1985), Economics of world wide stagflation, Cambridge, MA: Harvard University Press.
- DICKENS, D. (2006), Working Paper on British Electricity Markets, University of Birmingham, mimeo.
- EBRD (2001), Transition Report 2001, Energy in Transition, London.
- EBRD (2004), Transition Report 2004, Energy in Transition, London.
- EIA: <http://eia.doe.gov>
- EUA (2005), Die Umwelt in Europa. Zustand und Ausblick, Kopenhagen.
- EUROPEAN COMMISSION (2001), Electricity Liberalisation Indicators in Europe, Report by OXERA et al., Brussels.
- EUROPEAN COMMISSION (2004a), How Vulnerable is the Euro Area Economy to Higher Oil Prices? Quarterly Report on the Euro Area, Vol. 3, S. 15-20.
- EUROPEAN COMMISSION (2004b), Third benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market, DG Tren Draft Working Paper, Brussels.
- EUROPEAN COMMISSION (2005), Green Paper on Energy Efficiency or Doing More with Less, COM (2005) 265.
- EUROSTAT, <http://europa.eu.int/comm/eurostat/>
- EWI/PROGNOS (2005), EWI/ Prognos-Studie. Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030, Studie für das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, Dokumentation Nr. 545, Berlin.
- HENNICKE, P.; MÜLLER, M. (2005), Weltmacht Energie, Stuttgart: Hirzel.
- HENSE, A.; SCHÄFFNER, D. (2004), Regulatorische Aufgaben im Energiebereich – ein europäischer Vergleich, WIK Diskussionsbeiträge 254, Bad Honnef: WIK.
- KREIKENBAUM, D. (1999), Kommunalisierung und Dezentralisierung der leitungsgebundenen Energieversorgung.
- KSOLL, M. (2003), Alternative Preistechniken und vertikale Strukturen in der Stromwirtschaft – Eine räumliche Partialmarktanalyse der Liberalisierung, Aachen: Shaker.
- NCA (2003), A Powerful Competition Policy, Towards a more coherent competition policy in the Nordic market for electric power; Report from the Nordic competition authorities, No. 1/2003, Copenhagen, Oslo, Stockholm.

- OECD (2004), World Energy Report, Paris.
- ROEGER, W. (2005), International Oil Price Changes: Impact of Oil Prices on Growth and Inflation in the EU/OECD, International Economics and Economic Policy, Vol. 2, S. 15-32.
- WELFENS, P.J.J. (2005), Liberalisierung der Strom- und Gaswirtschaft in der EU, in: HARTWIG, K.H.; KNORR, A., Hrsg., Neuere Entwicklungen in der Infrastrukturpolitik, Göttingen: Vandenhoeck&Ruprecht. S. 125-154
- WELFENS, P.J.J.; GRAACK, C. (1996), Telekommunikationswirtschaft, Heidelberg: Springer
- WELFENS, P.J.J.; KEIM, M.; KAUFFMANN, A (2004), Liberalization of Electricity Markets in Selected European Countries, EIIW Diskussionspapier Nr. 124, Wuppertal und in: DOOLEY, B., Hrsg. (2006), Energy and Culture – Perspectives on the Power to Work, Ashgate.
- WELFENS, P.J.J.; MEYER, B.; PFAFFENBERGER, W.; JASINSKI, P.; JUNGMITTAG, A. (2001), Energy Policies in the European Union – Germany’s Ecological Tax Reform, Heidelberg: Springer.
- WELFENS, P.J.J.; YARROW, G., Hrsg. (1996), Telecommunications and Energy in Systemic Transformation, International Dynamics, Deregulation and Adjustment in Network Industries, Heidelberg: Springer.

EIIW Discussion Papers

ISSN 1430-5445:

Standing orders (usually 13 issues or more p.a.): academic rate 95 Euro p.a.; normal rate 250 Euro p.a.
Single orders: academic rate 10 Euro per copy; normal rate 20 Euro per copy.

Die Zusammenfassungen der Beiträge finden Sie im Internet unter:

The abstracts of the publications can be found in the internet under:

<http://www.euroeiiw.de>

- No. 1 **Welfens, P.J.J.:** Telecommunications in Systemic Transformation, January 1995.
- No. 2 **Welfens, P.J.J.; Graack, C.:** Telecommunications in Western Europe: Liberalization, Technological Dynamics and Regulatory Developments, January 1995.
- No. 3 **Welfens, P.J.J.:** Achieving Competition in Europe's Telecommunications Sector, February 1995.
- No. 4 **Addison, J.T.:** The Dunlop Report: European Links and Other Odd Connections, May 1995.
- No. 5 **Addison, J.T.; Blackburn, McKinley L.:** A Puzzling Aspect of the Effect of Advance Notice on Unemployment, May 1995.
- No. 6 **Welfens, P.J.J.; Graack, C.:** Deregulierungspolitik und Wettbewerb in Netzindustrien: Bedeutung und Optionen für osteuropäische Transformationsländer, May 1995.
- No. 7 **Addison, J.T. Chilton, J.B.:** Models of Union Behavior, June 1995.
- No. 8 **Graack, C.:** EU-Telecom Markets and International Network Alliances: Developments, Strategies and Policy Implications, August 1995.
- No. 9 **Welfens, P.J.J.:** Koordinationserfordernisse der EU-Infrastrukturpolitik, November 1995.
- No. 10 **Hillebrand, R.:** Umweltpolitik in föderalen Systemen - eine kritische Analyse der EU-Umweltpolitik, December 1995.
- No. 11 **Addison, J.T.; Schnabel, C.; Wagner J.:** On the Determinants of "Mandatory" Works Councils in Germany, December 1995.
- No. 12 **Welfens, P.J.J.:** Towards Full Employment and Growth in the European Union, December 1995.
- No. 13 **Welfens, P.J.J.:** Wirtschaftspolitische Kompetenzverteilung in der Europäischen Union, December 1995.
- No. 14 **Welfens, P.J.J.:** Privatization, Efficiency and Equity, January 1996.
- No. 15 **Hartwig, K.-H.; Welfens P.J.J.:** EU and Eastern Europe: Western European Integration and Eastern European Transformation, May 1996.
- No. 16 **Welfens, P.J.J.:** Konsequenzen einer Osterweiterung für die EU und deren Reformbedarf,

May 1996.

- No. 17 **Graack, C.:** Structure of the Telecoms Sector and Degree of Internationalization in Europe and Russia, July 1996.
- No. 18 **Bogai, D.:** Werkstatt der Deutschen Einheit? Wirtschaft und Arbeitsmarkt in der Region Berlin-Brandenburg, October 1996.
- No. 19 **Graack, C.:** Internationale Aspekte der Telekommunikationswirtschaft: Liberalisierung, internationale Tarifmechanismen und Wohlfahrtseffekte, October 1996.
- No. 20 **Jungmittag, A.; Welfens P.J.J.:** Telekommunikation, Innovation und die langfristige Produktionsfunktion: Theoretische Aspekte und eine Kointegrationsanalyse für die Bundesrepublik Deutschland, October 1996.
- No. 21 **Welfens, P.J.J.; Guth M.:** EU-Strukturpolitik in Deutschland: Entwicklung, Effizienzüberlegungen und Reformoptionen, October 1996.
- No. 22 **Welfens, P.J.J.; Graack C.:** Telekommunikationsmärkte in Europa: Marktzutrittschennisse und Privatisierungsprobleme aus Sicht der Neuen Politischen Ökonomie, October 1996.
- No. 23 **Welfens, P.J.J.:** Die Position Deutschlands im veränderten Europa: Wirtschaftliche und reformpolitische Perspektiven, November 1996.
- No. 24 **Hartmann, P.:** Foreign Exchange Vehicles Before and After EMU: From Dollar/Mark to Dollar/Euro?, November 1996.
- No. 25 **Jungmittag, A.; Welfens P.J.J.:** The Political Economy of EMU and Stabilization Policy, May 1997.
- No. 26 **Hölzler, H.:** Privatisierung und Einführung von Wettbewerb in Russland, Januar 1996.
- No. 27 **Welfens, P.J.J.:** Small and Medium-sized Companies in Economic Growth: Theory and Policy Implications in Germany, May 1997.
- No. 28 **Bogai, D.:** Europäische Arbeitsmarktpolitik und nationale beschäftigungspolitische Initiativen, May 1997.
- No. 29 **Welfens, P.J.J.:** Research & Development Policy and Employment, June 1997.
- No. 30 **Sinclair, A.:** Liberalising the Electricity Supply Industry in Western and Eastern Europe: Lessons for Russia, July 1997.
- No. 31 **Graack, C.:** Infrastructure Investments and Regulation in Telecommunications, July 1997.
- No. 32 **Welfens, P.J.J.; Schwarz A.:** Die Rolle des Staates in der Sozialen Marktwirtschaft bei Globalisierung der Wirtschaftsbeziehungen, August 1997.
- No. 33 **Welfens, P.J.J.; Wiegert R.:** Transformation Policies, Regulation of Telecommunications and Foreign Direct Investment in Transforming Economies, July 1997.
- No. 34 **Welfens, P.J.J.:** Internationalization of Telecoms, Deregulation, Foreign Investment and Pricing: Analysis and Conclusions for Transforming Economies, July 1997.
- No. 35 **Schwarz, A.:** Subventionspolitik in den mittel- und osteuropäischen Transformationsländern: Gegenwärtige Strukturen, Probleme und Transparenzdefizite, September 1997.

- No. 36 **Welfens, P.J.J.; Hillebrand R.:** Globalisierung der Wirtschaft: Wirtschaftspolitische Konsequenzen des internationalen Standortwettbewerbs, September 1997.
- No. 37 **Stiller, H.:** Material Intensity of Transportation and Implications for Sustainable Mobility in Europe, September 1997.
- No. 38 **Gerstberger, T.; Graack C.:** Competition and Deregulation in the Japanese Telecommunications Network Industry, September 1997.
- No. 39 **Welfens, P.J.J.:** Wirtschaftspolitische Flankierungserfordernisse des Euro-Starts, November 1997.
- No. 40 **Aslund, A.:** The Political Economy of Systemic Transformation and Institution-Building, November 1997.
- No. 41 **Guth, M.:** Regionale Beschäftigungspakte im Rahmen der EU-Strukturpolitik: Hintergrund und Einordnung, November 1997.
- No. 42 **Jungmittag, A.; Welfens P.J.J.:** Politische Ökonomie der Europäischen Währungsunion und Stabilitätspolitik, Januar 1998.
- No. 43 **Welfens, P.J.J.:** Labor Costs, Unemployment and Innovation, February 1998.
- No. 44 **Addison, J.T.; Audretsch, D.B.; Gries, T.; Grupp H.; Welfens, P.J.J.:** Economic Globalization, Innovation and Growth, April 1998.
- No. 45 **Welfens, P.J.J.:** Euro, Währungsunion und EU-Binnenmarkt, April 1998.
- No. 46 **Addison, J.T., Schnabel, C.; Wagner J.:** Works Councils in Germany: Their Effects on Firm Performance, March 1998.
- No. 47 **Addison, J.T.; Portugal, P.:** Short- and Long-Term Unemployment, March 1998.
- No. 48 **Welfens, P.J.J.:** Trade and Optimum Import Tariffs: A Note in the Context of Foreign Direct Investment, June 1998.
- No. 49 **Bohn, F.:** Monetary Union and the Interest-Exchange Trade-off, July 1998.
- No. 50 **Welfens, P.J.J.:** Exchange Rate Policy for the Euro: Theory, Strategic Issues and Policy Options, July 1998.
- No. 51 **Addison, J.T.; Portugal P.:** Job Search Methods and Outcomes, July 1998.
- No. 52 **Jungmittag, A.; Welfens P.J.J.:** Telecommunication, Innovation and the Long-Term Production Function: Theoretical Analysis and a Cointegration Analysis for West Germany 1960-1990, August 1998.
- No. 53 **Welfens, P.J.J.:** Eastern EU Enlargement: Problems, Conflicts and Policy Options, September 1998.
- No. 54 **Welfens, P.J.J.:** Die russische Transformationskrise: Monetäre und reale Aspekte sowie Politikoptionen, November 1998.
- No. 55 **Graack, C.; Welfens, P.J.J.:** Internationaler Technologiewettlauf, Arbeitsmarktdynamik und Unternehmensgründungsdynamik bei Standortkonkurrenz, September 1998.
- No. 56 **Welfens, P.J.J.:** Liberalisierung der Energiewirtschaft in Deutschland und EU-Partnerländern, Januar 1999

- No. 57 **Welfens, P.J.J.:** The Russian Transformation Crisis: Origins, Analysis and New Policy Requirements, January 1999
- No. 58 **Komulainen, Tuomas:** Currency Crisis Theories – Some Explanations for the Russian Case, May 1999
- No. 59 **Welfens, P.J.J.:** Internet Market Dynamics in Germany: From a small Market towards a Strategic Sector of the Economy, May 1999
- No. 60 **Wiegert, R.:** Der russische Bankensektor im Prozess der Systemtransformation, Juni 1999
- No. 61 **Vogelsang, M.:** How to rescue Japan: Proposal of a staggered VAT reform. Draft, May 1999
- No. 62 **Welfens, P.J.J.:** The Start of the Euro, International Relations and Inflation, April 1999
- No. 63 **Sutela, P.:** Overcoming the Russian Transformation Crisis: Selected Issues and Policy Options, June 1999
- No. 64 **Bohn, F.:** The Italian Case: A Parable for the Eastern Enlargement of the EMU, July 1999
- No. 65 **Meyer, B.; Welfens, P.J.J.:** Innovation – Augmented Ecological Tax Reform: Theory, Model Simulation and New Policy Implications, September 1999
- No. 66 **Gavrilencov, E.:** Crisis in Russia: Selected Problems of the Macroeconomic Performance, September 1999
- No. 67 **Steinsdorff, S. v.:** Wie demokratisch ist Russland? Dezember 1999
- No. 68 **Pelzel, R.:** Internationalisierung der Telekommunikation, eine Vergleichsanalyse für USA, Großbritannien und Deutschland, Dezember 1999
- No. 69 **Serebryakov, G.:** Structural Change and Econometric Prospective, January 2000
- No. 70 **Bohn, F.:** Political Instability, Inflation, and International Loans, February 2000
- No. 71 **Welfens, P.J.J.:** The EU and Russia: Strategic Aspects of Transformation and Integration, April 2000
- No. 72 **Jungmittag, A.:** Techno-Globalismus: Mythos oder Realität?, Juli 2000
- No. 73 **von Westernhagen, N.:** The Role of FDI in the Transition Process of Selected CIS and Eastern European Countries, September 2000
- No. 74 **Welfens, P.J.J.; Hollants, J.; Kauffmann, A.:** Mittelständische Unternehmen und das Internet: Perspektiven in Deutschland, Oktober 2000
- No. 75 **Jungmittag, A.; Welfens, P.J.J.:** Auswirkungen einer Internet Flatrate auf Wachstum und Beschäftigung in Deutschland, März 2000
- No. 76 **Addison, J.T.:** Is Community Social Policy Beneficial, Irrelevant, or Harmful to the Labor Market Performance of the European Union?, September 2000
- No. 77 **Welfens, P.J.J.:** Modern Exchange Rate Theory and Schumpetrian Economic Analysis: New Approach and Application to the Euro, June 2000
- No. 78 **Guth, M.:** From technology policy for regions to regional technology policy towards a new policy strategy in the EU, December 2000
- No. 79 **Welfens, P.J.J.; Kauffmann, A.; Vogelsang, M.:** Evaluationsbericht: Das Internet strategisch richtig nutzen, Februar 2001

- No. 80 **Welfens, P.J.J.:** Transatlantische Wachstumsunterschiede, Euro-Schwäche und Finanzpolitik, Mai 2001
- No. 81 **Jungmittag, A.; Welfens, P.J.J.:** Effects of an Internet Flat Rate on Growth and Employment in Germany, February 2001
- No. 82 **Welfens, P.J.J.:** Transatlantic Growth Differentials, ICT Dynamics, Fiscal Policy and the Fall of the Euro, July 2001
- No. 83 **Wiegert, R.:** Financial Sector and Human Capital in a Long-Term Growth Perspective: The Case of Russia, July 2001
- No. 84 **Addison J.T.:** Principles of Market-Oriented Labor Market Policies; July 2001
- No. 85 **Jungmittag, A.; Welfens, P.J.J.:** Europäische Telekomliberalisierung und Außenhandel: Theorie, Gravitationsansatz und Implikationen, Juni 2001
- No. 86 **Ponder, J.K.:** Telekommunikationssektor in Polen: Entwicklungen, Investitionsperspektiven und Regulierung, Oktober 2001
- No. 87 **Jungmittag, A.; Welfens P.J.J.:** Liberalization of EU Telecommunications and Trade: Theory, Gravity Equation Analysis and Policy Implications, October 2001
- No. 88 **Bohn, F.:** Powerful Groups and Corruption, December 2000
- No. 89 **Welfens, P.J.J.:** Aggregation in a Two-Sector Growth Model: A Modified Solow Approach with Cobb-Douglas Production Functions, September 2001
- No. 90 **Welfens, P.J.J.:** Stabilization and Growth: A New Model, October 2001
- No. 91 **Addison, J.T.:** Principles of Market-Oriented Labor Market Policies, March 2002
- No. 92 **Jungmittag, A.:** Innovationsdynamik in der EU: Konvergenz oder Divergenz?, Eine Zeitreihen-Querschnittsanalyse, Februar 2002
- No. 93 **Welfens, P.J.J.; Wiegert, R.:** Reform des Bankensektors und Stabilität in Russland, November 2001
- No. 94 **Welfens, P.J.J.:** Mittelfristige Herausforderungen für Euroland: Stabilität, EU-Osterweiterung, Wachstum; November 2001
- No. 95 **Welfens, P.J.J.:** Constitutional Issues and the Quality of Political Competition: Analysis and Implications for a Future EU Constitution, April 2002
- No. 96 **Jungmittag, A.:** Innovation Dynamics in the EU: Convergence or Divergence?, A Cross-Country Panel Data Analysis, June 2002
- No. 97 **Welfens, P.J.J.:** I&K-Technologie, Produktivität und Wachstum: Transatlantische Analyseperspektiven und wirtschaftspolitische Optionen, Juli 2002
- No. 98 **Jungmittag, A.; Welfens, P.J.J.:** Telecommunication, Internet, Innovation and Growth in Europe and the US, August 2002
- No. 99 **Welfens, P.J.J.:** Finanzpolitik zwischen Wachstumsschwäche und Maastrichter Vertrag / Stabilitätspakt: Ausgabenschwerpunkte neu setzen und kluge Steuerreform, September 2002
- No. 100 **Gavrilencov, E.:** Macroeconomic Situation in Russia - Growth, Investment and Capital Flows, October 2002
- No. 101 **Agata, K.:** Internet, Economic Growth and Globalization, November 2002

- No. 102 **Blind, K.; Jungmittag, A.:** Ausländische Direktinvestitionen, Importe und Innovationen im Dienstleistungsgewerbe, February 2003
- No. 103 **Welfens, P.J.J.; Kirn, T.:** Mittelstandsentwicklung, BASEL-II-Kreditmarktprobleme und Kapitalmarktperspektiven, Juli 2003
- No. 104 **Standke, K.-H.:** The Impact of International Organisations on National Science and Technology Policy and on Good Governance, March 2003
- No. 105 **Welfens, P.J.J.:** Exchange Rate Dynamics and Structural Adjustment in Europe, May 2003
- No. 106 **Welfens, P.J.J.; Jungmittag, A.; Kauffmann, A.; Schumann, Ch.:** EU Eastern Enlargement and Structural Change: Specialization Patterns in Accession Countries and Economic Dynamics in the Single Market, May 2003
- No. 107 **Welfens, P.J.J.:** Überwindung der Wirtschaftskrise in der Eurozone: Stabilitäts-, Wachstums- und Strukturpolitik, September 2003
- No. 108 **Welfens, P.J.J.:** Risk Pricing, Investment and Prudential Supervision: A Critical Evaluation of Basel II Rules, September 2003
- No. 109 **Welfens, P.J.J.; Ponder, J.K.:** Digital EU Eastern Enlargement, October 2003
- No. 110 **Addison, J.T.; Teixeira, P.:** What Have We Learned About The Employment Effects of Severance Pay? Further Iterations of Lazear et al., October 2003
- No. 111 **Gavrilencov, E.:** Diversification of the Russian Economy and Growth, October 2003
- No. 112 **Wiegert, R.:** Russia's Banking System, the Central Bank and the Exchange Rate Regime, November 2003
- No. 113 **Shi, S.:** China's Accession to WTO and its Impacts on Foreign Direct Investment, November 2003
- No. 114 **Welfens, P.J.J.:** The End of the Stability Pact: Arguments for a New Treaty, December 2003
- No. 115 **Addison, J.T.; Teixeira, P.:** The effect of worker representation on employment behaviour in Germany: another case of -2.5%, January 2004
- No. 116 **Borbély, D.:** EU Export Specialization Patterns in Selected Accession Countries, March 2004
- No. 117 **Welfens, P.J.J.:** Auf dem Weg in eine europäische Informations- und Wissens-gesellschaft: Probleme, Weichenstellungen, Politikoptionen, Januar 2004
- No. 118 **Markova, E.:** Liberalisation of Telecommunications in Russia, December 2003
- No. 119 **Welfens, P.J.J.; Markova, E.:** Private and Public Financing of Infrastructure: Theory, International Experience and Policy Implications for Russia, February 2004
- No. 120 **Welfens, P.J.J.:** EU Innovation Policy: Analysis and Critique, March 2004
- No. 121 **Jungmittag, A.; Welfens, P.J.J.:** Politikberatung und empirische Wirtschaftsforschung: Entwicklungen, Probleme, Optionen für mehr Rationalität in der Wirtschaftspolitik, März 2004

- No. 122 **Borbély, D.:** Competition among Cohesion and Accession Countries: Comparative Analysis of Specialization within the EU Market, June 2004
- No. 123 **Welfens, P.J.J.:** Digitale Soziale Marktwirtschaft: Probleme und Reformoptionen im Kontext der Expansion der Informations- und Kommunikationstechnologie, Mai 2004
- No. 124 **Welfens, P.J.J.; Kauffmann, A.; Keim, M.:** Liberalization of Electricity Markets in Selected European Countries, July 2004
- No. 125 **Bartelmus, P.:** SEEA Revision: Accounting for Sustainability?, August 2004
- No. 126 **Welfens, P.J.J.; Borbély, D.:** Exchange Rate Developments and Stock Market Dynamics in Transition Countries: Theory and Empirical Analysis, November 2004
- No. 127 **Welfens, P.J.J.:** Innovations in the Digital Economy: Promotion of R&D and Growth in Open Economies, January 2005
- No. 128 **Welfens, P.J.J.:** Savings, Investment and Growth: New Approaches for Macroeconomic Modelling, February 2005
- No. 129 **Pospieczna, P.:** The application of EU Common Trade Policy in new Memberstates after Enlargement – Consequences on Russia’s Trade with Poland, March 2005
- No. 130 **Pospieczna, P.; Welfens, P.J.J.:** Economic Opening up of Russia: Establishment of new EU-RF Trade Relations in View of EU Eastern Enlargement, April 2005
- No. 131 **Welfens, P.J.J.:** Significant Market Power in Telecommunications: Theoretical and Practical Aspects, May 2005
- No. 132 **Welfens, P.J.J.:** A Quasi-Cobb Douglas Production Function with Sectoral Progress: Theory and Application to the New Economy, May 2005
- No. 133 **Jungmittag, A.; Welfens, P.J.J.:** Institutions, Telecommunications Dynamics and Policy Challenges: Theory and Empirical Analysis for Germany, May 2005
- No. 134 **Libman, A.:** Russia's Integration into the World Economy: An Interjurisdictional Competition View, June 2005
- No. 135 **Feiguine, G.:** Beitritt Russlands zur WTO – Probleme und Perspektiven, September 2005
- No. 136 **Welfens, P.J.J.:** Rational Regulatory Policy for the Digital Economy: Theory and EU Policy Options, October 2005
- No. 137 **Welfens, P.J.J.:** Schattenregulierung in der Telekommunikationswirtschaft, November 2005
- No. 138 **Borbély, D.:** Determinants of Trade Specialization in the New EU Member States, November 2005
- No. 139 **Welfens, P.J.J.:** Interdependency of Real Exchange Rate, Trade, Innovation, Structural Change and Growth, December 2005
- No. 140 **Borbély D., Welfens, P.J.J.:** Structural Change, Innovation and Growth in the Context of EU Eastern Enlargement, January 2006
- No. 141 **Schumann, Ch.:** Financing Studies: Financial Support schemes for students in selected countries, January 2006
- No. 142 **Welfens, P.J.J.:** Digitale Innovationen, Neue Märkte und Telekomregulierung, März 2006

- No. 143 **Welfens, P.J.J.:** Information and Communication Technology: Dynamics, Integration and Economic Stability, July 2006
- No. 144 **Welfens, P.J.J.:** Grundlagen rationaler Transportpolitik bei Integration, August 2006
- No. 145 **Jungmittag, A.:** Technological Specialization as a driving Force of Production Specialization, October 2006
- No. 146 **Welfens, P.J.J.:** Rational Regulatory Policy for the Digital Economy: Theory and EU-Policy Options, October 2006
- No. 147 **Welfens, P.J.J.:** Internationalization of EU ICT Industries: The Case of SAP, December 2006

EIIW Economic Policy Analysis:

- No. 1 **Welfens, P.J.J.:** Globalisierung der Wirtschaft und Krise des Sozialstaats: Ist die Wirtschaftswissenschaft am Ende?, April 1997
- No. 2 **Welfens, P.J.J.:** Nach der D-Mark kommt die E-Mark: Auf dem Weg zur EU-Währungsunion, Juli 1997
- No. 3 **Welfens, P.J.J.:** Beschäftigungsförderliche Steuerreform in Deutschland zum Euro-Start: Für eine wachstumsorientierte Doppelsteuerreform, Oktober 1998

Fordern Sie den EIIW Newsletter an: www.euroeiiw.de

Please subscribe to EIIW Newsletter: www.euroeiiw.de

Weitere Beiträge von Interesse: Titels of related interest:

Most recent books also see the last page.

WELFENS, P.J.J., WESKE, M. (eds., 2006): Innovations, Digital Economic Dynamics and Regulatory Policy, Heidelberg: Springer

WELFENS, P.J.J., KNIPPING, F., CHIRATHIVAT, S., RYAN, C. (eds., 2006): Integration in Asia and Europe: Historical Dynamics, Political Issues and Economic Perspectives, Heidelberg: Springer

BROADMAN, H.G., PAAS, T., WELFENS, P.J.J. (eds., 2006): Economic Liberalization and Integration Policy Options for Eastern Europe and Russia, Heidelberg: Springer

BORBÉLY, D. (2006): Trade Specialization in the Enlarged European Union, Heidelberg/Berlin: Springer

JUNGMITTAG, A. (2006): Internationale Innovationsdynamik, Spezialisierung und Wirtschaftswachstum in der EU, Heidelberg: Physica

WELFENS, P.J.J., WZiatek-Kubiak, (eds., 2005): Structural Change and Exchange Rate Dynamics – The Economics of EU Eastern Enlargement; Heidelberg: Springer.

WELFENS, P.J.J., ZOCHE, P., JUNGMITTAG, A. (et al. 2005): Internetwirtschaft 2010 (final Report for the German Federal Government; joint study EIIW and Fraunhofer Institute for System Dynamics and Innovation, Karlsruhe), Heidelberg: Physica.

GRAHAM, E., ODING, N., WELFENS, P.J.J., (2005): Internationalization and Economic Policy Reforms in Transition Countries, Heidelberg: Springer.

- GAVRILENKOW, E., WELFENS, P.J.J., (2005): *Инфраструктура, Инвестиции и Экономическая Интеграция: Перспективы Восточной Европы и России (Infrastructure, Investments and Economic Integration: Perspectives for Eastern Europe and Russia)*, Moscow: HSE.
- APOLTE, T.; CASPERS, R.; WELFENS, P.J.J. (2004), *Ordnungsökonomische Grundlagen nationaler und internationaler Wirtschaftspolitik*, Stuttgart: Lucius & Lucius.
- GAVRILENKOV, E.; WELFENS, P.J.J.; WIEGERT, R. (2004), *Economic Opening Up and Growth in Russia*, Heidelberg and New York: Springer.
- MC MORROW, K.; RÖGER, W. (2003), *The Economic and Financial Market Consequences of Global Aging*, Heidelberg and New York: Springer.
- WIEGERT, R. (2003), *Transformation, Wachstum und Wettbewerb in Rußland*, Heidelberg und New York: Springer.
- PETZOLD, L. (2003), *Infrastrukturreform in Transformationsländern*, Lohmar: EUL-Verlag.
- LANE, T., ODING, N., WELFENS, P.J.J. (2003), *Real and Financial Economic Dynamics in Russia and Eastern Europe*, Heidelberg and New York: Springer.
- BARFIELD, C.E., HEIDUK, G., WELFENS, P.J.J. (2003), *Internet, Economic Growth and Globalization, Perspectives on the New Economy in Europe, Japan and the USA*, Heidelberg and New York: Springer.
- GRIES, T., JUNGMITTAG, A., WELFENS, P.J.J. (2003), *Neue Wachstums- und Innovationspolitik in Deutschland und Europa*, Heidelberg und New York: Springer.
- D. CASSEL; P.J.J. WELFENS (Hrsg., 2003), *Regionale Integration und Ostererweiterung der Europäischen Union*, Stuttgart: Lucius & Lucius.
- ADDISON, J.T., WELFENS, P.J.J. (2003), *Labor Markets and Social Security*, Heidelberg and New York: Springer.
- WELFENS, P.J.J., WIEGERT, R. (2002), *Transformationskrise und neue Wirtschaftsreformen in Russland*, Heidelberg und New York: Springer.
- WESTERNHAGEN, N. VON (2002), *Systemic Transformation, Trade and Economic Growth*, Heidelberg and New York: Springer.
- AUDRETSCH, D.B., WELFENS, P.J.J. (2002), *The New Economy and Economic Growth in Europe and the US*, Heidelberg and New York: Springer.
- WELFENS, P.J.J. (2002), *Interneteconomics.net*, Heidelberg and New York: Springer.
- BUNTE, H.-J., WELFENS, P.J.J. (2002), *Wettbewerbsdynamik und Marktabgrenzungen auf Telekommunikationsmärkten*, Heidelberg und New York: Springer.
- JUNGMITTAG, A., WELFENS, P.J.J. (2002) *Internet, Telekomliberalisierung und Wirtschaftswachstum*, Heidelberg und New York: Springer.
- SCHWARZ, A. (2001), *Subventionen in Mittel- und Osteuropa*, Lohmar: EUL-Verlag.
- PELZEL, R.F. (2001), *Deregulierte Telekommunikationsmärkte*, Heidelberg und New York: Springer.
- WELFENS, P.J.J. (2001), *Stabilizing and Integrating the Balkans*, Heidelberg and New York: Springer.

- WELFENS, P.J.J. (2001), *Internationalization of the Economy and Environmental Policy Options*, Heidelberg and New York: Springer.
- WELFENS, P.J.J. (2001), *European Monetary Union and Exchange Rate Dynamics*, Heidelberg and New York: Springer.
- GAVRILENKOV, E., WELFENS, P.J.J. (2000), *Restructuring , Stabilizing and Modernizing the New Russia*, Heidelberg and New York: Springer.
- TILLY, R., WELFENS, P.J.J. (2000), *Economic Globalization, International Organizations and Crisis Management*, Heidelberg and New York: Springer.
- JUNGMITTAG, A., REGER, G., REISS, T. (Eds., 2000), *Changing Innovation in the Pharmaceutical Industry. Globalization and New Ways of Drug Development*, Heidelberg and New York: Springer.
- GRAACK, C., WELFENS, P.J.J. (1999), *Technologieorientierte Unternehmensgründungen und Mittelstandspolitik in Europa*, Heidelberg und New York: Springer.
- GRAACK, C., GRINBERG, R., WELFENS, P.J.J., YARROW, G. (Eds., 1999), *Towards Competition in Network Industries – Telecommunications, Energy and Transportation in Europe and Russia*, Heidelberg and New York: Springer.
- ADDISON, J.T., AUDRETSCH, D.B., GRIES, T., GRUPP, H., WELFENS, P.J.J. (1999), *Globalization, Economic Growth and Innovation Dynamics*, Heidelberg and New York: Springer.
- WELFENS, P.J.J. (1999), *EU Eastern Enlargement and the Russian Transformation Crisis*, Heidelberg and New York: Springer.
- WELFENS, P.J.J. (1999), *Globalization of the Economy, Unemployment and Innovation*, Heidelberg and New York: Springer.
- TILLY, R., WELFENS, P.J.J. (1999), *Economic Globalization, International Organizations and Crisis Management*, Heidelberg and New York: Springer.
- WELFENS, P.J.J. et al. (eds., 1998), *Competition in Network Industries: Telecommunications, Energy and Transportation in Europe and Russia*, Heidelberg and New York: Springer.
- PALKINAS, P.; EICHHORN, B., WELFENS, P.J.J. (eds., 1998), *Europäische Währungsunion: Argumente und Fakten zur Euro-Debatte*, Frankfurt/Main.
- GLOEDE, K., STROHE, H.B. WAGNER, D., WELFENS, P.J.J. (eds., 1998), *Systemtransformation in Deutschland und Rußland: Erfahrungen, ökonomische Perspektiven und politische Optionen*, Heidelberg und New York: Springer.
- AUDETSCH, D.B., ADDISON, J.T. GRUPP, H., WELFENS, P.J.J. (1998), *Technological Competition, Employment and Innovation Policy in OECD Countries*, Heidelberg and New York: Springer.
- ADDISON, J.T., WELFENS, P.J.J. (eds., 1998), *European Labor Markets and Social Security*, Heidelberg and New York: Springer.
- GRAACK, C. (1997), *Telekommunikationswirtschaft in der Europäischen Union: Innovationsdynamik, Regulierungspolitik und Internationalisierungsprozesse*, Heidelberg: Physica (award-winning book).

WELFENS, P.J.J., WOLF, H. (ed., 1997), Banking, International Capital Flows and Growth in Europe, Heidelberg and New York: Springer.

BÖRSCH-SUPAN, A., VON HAGEN, J., WELFENS, P.J.J. (eds., 1996,1997), Springers Handbuch der Volkswirtschaftslehre, Band 1 und 2, Heidelberg und New York: Springer.

WELFENS, P.J.J., YARROW, G. (eds., 1996), Telecommunications and Energy in Systemic Transformation, Heidelberg and New York: Springer.

GRAACK, C., WELFENS, P.J.J. (1996), Telekommunikationswirtschaft: Deregulierung, Privatisierung und Internationalisierung, Heidelberg und New York: Springer: (award-winning book).

WELFENS, P.J.J. (ed., 1996), European Monetary Integration, 3rd edition, Heidelberg and New York: Springer.

WELFENS, P.J.J. (ed., 1996), Economic Aspects of German Unification, 2. rev. and enlarged edition, Heidelberg and New York: Springer.

TILLY, R., WELFENS, P.J.J. (eds., 1995), European Economic Integration as a Challenge to Industry and Government, Heidelberg and New York: Springer.

WELFENS, P.J.J. (1995), Grundlagen der Wirtschaftspolitik, Heidelberg und New York: Springer.

JASINSKI, P., WELFENS, P.J.J. (1994), Privatization and Foreign Direct Investment in Transforming Economies, Aldershot: Dartmouth/Gower.

WELFENS, P.J.J. (1992), Market-oriented Systemic Transformation in Eastern Europe. Problems, Theoretical Issues and Policy Options, Heidelberg and New York: Springer.

KLEIN, M., WELFENS, P.J.J. (eds., 1992), Multinationals in the New Europe and Global Trade, Heidelberg and New York: Springer.

WELFENS, P.J.J. (1990), Internationalisierung von Wirtschaft und Wirtschaftspolitik, Heidelberg und New York: Springer.

BALCEROWICZ, L., WELFENS, P.J.J. (1988), Innovationsdynamik im Systemvergleich. Theorie und Praxis unternehmerischer, gesamtwirtschaftlicher und politischer Neuerung, Heidelberg: Physica.