

ZUKUNFTSPERSPEKTIVEN FÜR WETTBEWERB IM LIBERALISIERTEN ÖSTERREICHISCHEN STROMMARKT

1. Motivation und zentrale Fragestellung	132
2. Preisbildung in Strommärkten	133
3. Entwicklung der Unternehmensstrukturen und Auswirkungen auf die Strompreise	138
4. Sind die großen Stromerzeuger die Gewinner der Liberalisierung?	142
5. Trends der Kapazitätsentwicklung	144
6. Zukunftsperspektiven der Preisentwicklung	147
7. Trägt Privatisierung zu Wettbewerb bei?	148
8. Schlussfolgerungen	150

Auszug aus WISO 4/2007

isw

Institut für Sozial- und Wirtschaftswissenschaften

Gruberstraße 40–42
A-4020 Linz, Austria

Tel.: +43(0)732 66 92 73, Fax: +43 (0)732 66 92 73 - 2889

E-Mail: wiso@akooe.at

Internet: www.isw-linz.at

Reinhard Haas

Professor am Institut
für Elektrische
Anlagen und
Energiewirtschaft der
TU Wien

**Hans Auer
Christian Redl**

Wissenschaftliche
Mitarbeiter
am Institut für
Elektrische Anlagen
und Energiewirtschaft
der TU Wien

1. Motivation und zentrale Fragestellung

*Liberalisierung
sollte zu
Wettbewerbs-
preisen führen*

Die Realisierung von Wettbewerbspreisen in einem möglichst einheitlichen europäischen Strommarkt war eines der wichtigsten Motive der Europäischen Kommission für die Liberalisierung der Strommärkte, vgl. EU-Binnenmarktdirektive (European Commission 1997). Wettbewerb sollte dazu führen, dass – im Vergleich zum früheren regulierten Zustand – die eingesessenen Stromerzeuger unter Druck kommen und – so damals die Verheißung (vgl. z. B. Birnbaum et al. 2000) – die Preise sinken würden. Dieser Wettbewerb sollte durch drei Maßnahmen realisiert werden: Öffnung der Märkte, Unbundling und vorgegebene Netzzugangsmodelle. Diese Vorstellung ging aber von äußerst simplifizierten Annahmen in Bezug auf die Funktionsweise von Märkten aus. Zumindest die folgenden zwei Aspekte wurden in diesen Überlegungen weitgehend vernachlässigt:

- das potenzielle strategische Verhalten von Stromerzeugern und Netzbetreibern und
- das Prinzip steigender Grenzkosten.

*Liberalisierung
befindet sich in
Sackgasse*

Derzeit befindet sich die Liberalisierung der Strommärkte in einer Sackgasse. Zumindest auf dem europäischen Festland kennzeichnet derzeit ein akuter Mangel an Wettbewerb sowohl im Großhandel als auch im Vertrieb den „freien“ Strommarkt. Begleitet wird dies durch eine nach wie vor rasant zunehmende Konzentration der Marktmacht in der Hand von wenigen großen Unternehmen. Parallel dazu steigt der Verbrauch kontinuierlich, während die verfügbaren Erzeugungskapazitäten tendenziell abnehmen.

Fragestellungen

In diesem Beitrag werden die folgenden Fragen analysiert:

- War die Liberalisierung des Strommarkts in Mitteleuropa und speziell in Österreich bisher ein Erfolg und welche Perspektiven gibt es für zukünftigen Wettbewerb?
- Wer waren bisher die Gewinner der Liberalisierung und was wird sich in den nächsten Jahren ändern?

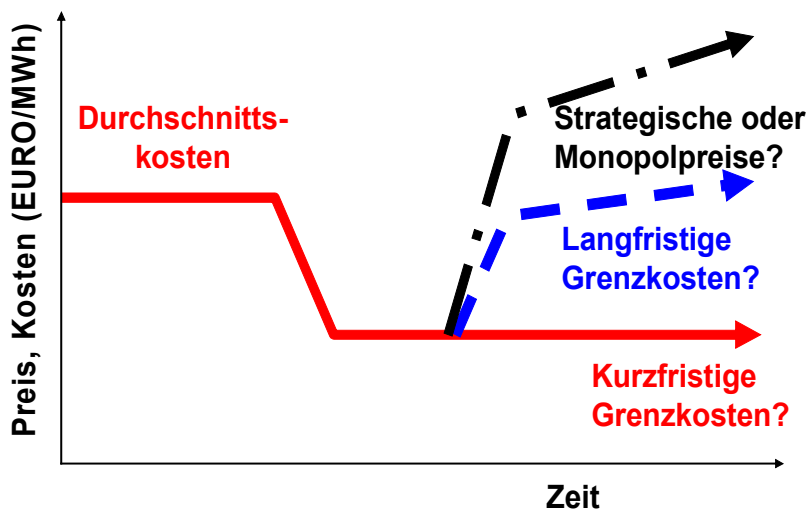
- Was sind die Zukunftsperspektiven? Wird es zu merklichen Engpässen bei den Kraftwerkskapazitäten kommen? Welche Perspektiven ergeben sich daraus für die Preisentwicklung?
- Was sind die minimalen Randbedingungen, um ein Mindestmaß an Wettbewerb zu gewährleisten?

2. Preisbildung in Strommärkten

Das zentrale Motiv für die Einführung von Wettbewerb war und ist die Realisierung von Wettbewerbspreisen. Das bedeutet, dass sich die Preise in einem bestimmten Markt aus den kurz- oder langfristigen Grenzkosten der Erzeugung ergeben, vgl. Abb. 2a und Abb. 2b. Das Grundprinzip der Einführung von Wettbewerb im Bereich der Stromwirtschaft basiert somit auf dem Übergang von historischen Durchschnittskosten zu Grenzkosten in den Wettbewerbssegmenten Erzeugung und Vertrieb, vgl. Abb. 1.

Übergang von Durchschnitts- zu Grenzkosten

Abbildung 1: Grundprinzip der Liberalisierung: Übergang von Durchschnittskosten zu Grenzkosten



*entscheidende
Rolle spielen
Überkapazitäten
und Wett-
bewerbsintensität*

Im Idealfall ergibt sich dabei der Preis jeweils aus den kurz- oder langfristigen Grenzkosten (plus einer akzeptablen Rendite für den Erzeuger). Eine entscheidende Rolle spielen dabei die entsprechenden Randbedingungen in Bezug auf Überkapazitäten und Wettbewerbsintensität. Die folgenden Abbildungen 2a und 2b zeigen, welche Preise unter welchen Bedingungen zustande kommen. Abb. 2a zeigt das Prinzip der Preisbildung, wenn Überkapazitäten vorhanden sind und wenn perfekter Wettbewerb existiert. Nur dann ergeben sich die Preise aus den kurzfristigen Grenzkosten. Abb. 2b zeigt das Prinzip der Preisbildung, wenn keine Überkapazitäten vorhanden sind und auch kein intensiver Wettbewerb existiert. Dies führt zu Preisen, die zumindest temporär über den langfristigen Grenzkosten liegen.

Abbildung 2a: Preisbildung, wenn Überkapazitäten vorhanden sind und perfekter Wettbewerb existiert: Preis = kurzfristige Grenzkosten

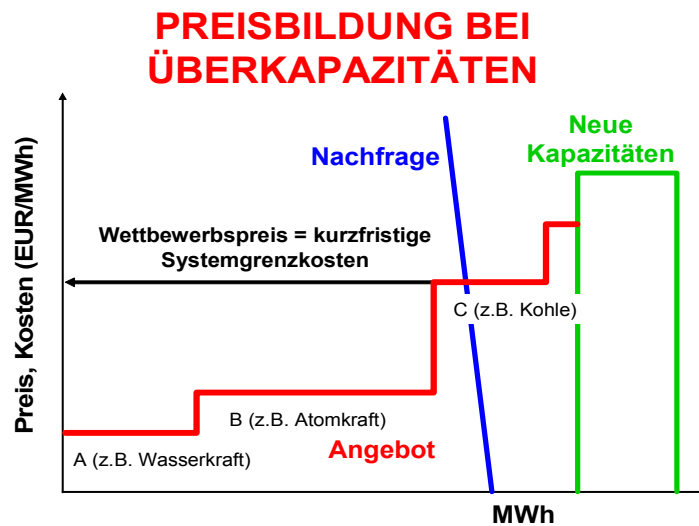
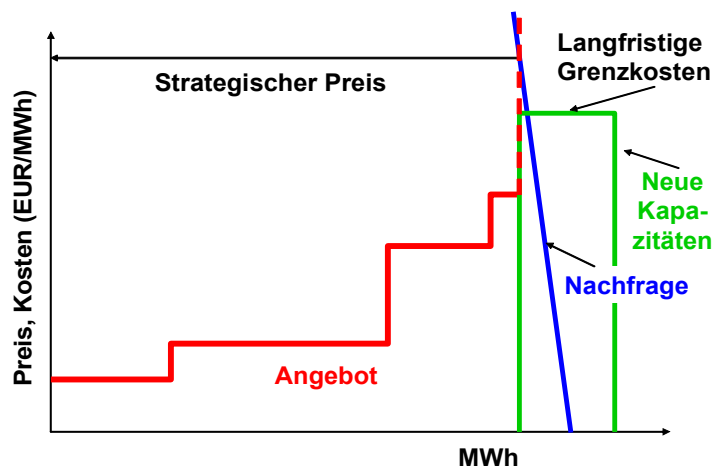


Abbildung 2b: Preisbildung, wenn keine Überkapazitäten vorhanden sind und kein perfekter Wettbewerb existiert: Preis = strategischer Knappheitspreis

PREISBILDUNG: KEINE ÜBERKAPAZITÄTEN, KEIN PERFEKTER WETTBEWERB



Unter intensivem Wettbewerb würden in Abb. 2 neue Kapazitäten errichtet und der Preis würde nicht, wie hier dargestellt, strategisch durch Verknappung bestimmt, sondern durch die langfristigen Grenzkosten neuer Kapazitäten begrenzt.

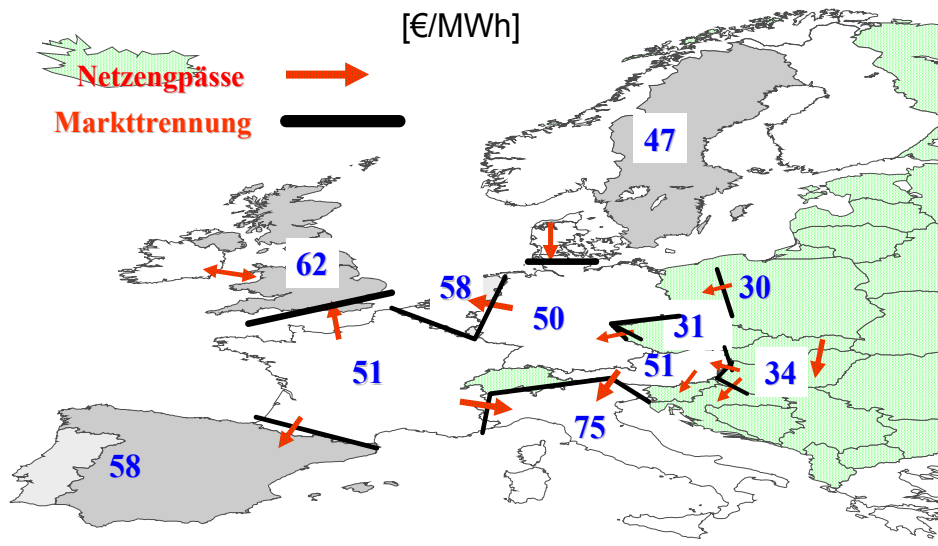
Als Nächstes gilt es, den geografischen Rahmen des für Österreich relevanten Strommarkts zu identifizieren. Dieser sollte durch einheitliche Preise, die aus einheitlichen Grenzkosten resultieren, definiert sein. Die folgende Abb. 3 zeigt insgesamt die Unterschiede der durchschnittlichen Strompreise in verschiedenen europäischen Ländern bzw. Regionen im Jahr 2006. Signifikante Unterschiede sind im Wesentlichen durch Engpässe bei den grenzüberschreitenden Übertragungsnetzkapazitäten bedingt. In Österreich, Deutschland und Frankreich lagen die Großhandelspreise zwischen 50

und 51 EUR/MWh. Abb. 4 zeigt, dass es auch dynamisch über die Zeit praktisch keine Unterschiede gibt. Damit stellen diese Länder – und zusätzlich die Schweiz, in der es keine Strombörse gibt, zu der aber auch keine signifikanten Übertragungsnetzengpässe aus den drei vorher genannten Ländern existieren – den für Österreich relevanten Strommarkt dar.

An dieser Situation wird sich auch in den nächsten Jahren nichts ändern, da in diesem geografischen Raum außer einer bescheidenen Leitung nach Italien auch keine Übertragungsnutzerweiterungen geplant sind.

Abbildung 3: Unterschiede der durchschnittlichen Strompreise in verschiedenen europäischen Ländern bzw. Regionen 2006 und entsprechende Engpässe bei den grenzüberschreitenden Übertragungsnetzkapazitäten

Durchschnittliche Großhandelsstrompreise in Europa 2006



Quelle: verschiedene Strombörsen

Die tatsächlichen Anteile der in Abb. 2a stilisiert dargestellten Kraftwerkstechnologien an der Gesamterzeugung in diesem Markt zeigt Abb. 5. Der größte Anteil des Stroms wird in Wasser- und Atomkraftwerken erzeugt. Das führt für die Betreiber dieser Anlagen zu entsprechenden Gewinnen, da sie – obwohl die kurzfristigen Grenzkosten sehr niedrig sind – den deutlich höheren Marktpreis lukrieren können.

*Strom aus
Wasser- und
Atomkraftwerken
überwiegt*

Abbildung 4: Österreich, Deutschland, Frankreich: praktisch ein einheitlicher Strommarkt (Quelle: EEX, EXAA, Powernext)

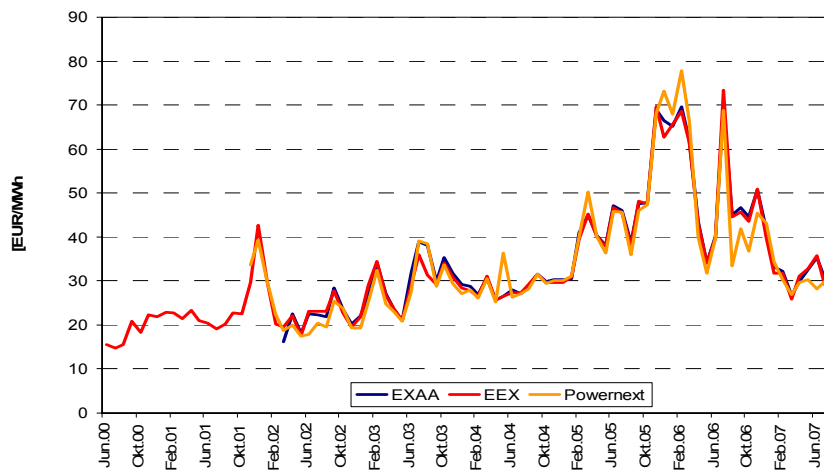
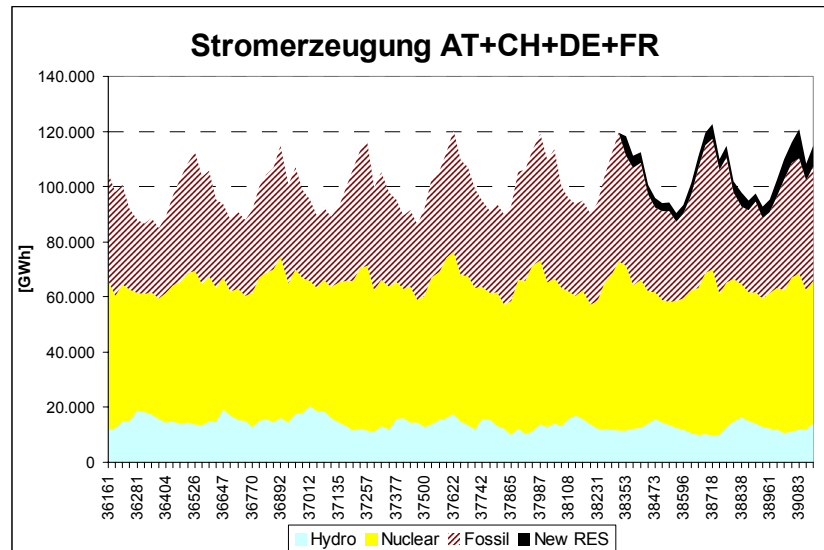


Abbildung 5: Stromerzeugung im mitteleuropäischen Markt (AT + CH + DE + FR) 1999–2007 (Quelle: UCTE)



3. Entwicklung der Unternehmensstrukturen und Auswirkungen auf die Strompreise

Effektiver Wettbewerb über den Preis im Strommarkt würde bedeuten, dass in diesem Markt viele Erzeuger auf Basis von Überkapazitäten konkurrieren. Vor allem impliziert die Theorie auch, dass neue Spieler – „Entrepreneurs“ – die Möglichkeit haben, in den Markt einzutreten.

*Ziel etablierter
privater
Stromerzeuger
sind möglichst
hohe
„strategische“
Preise*

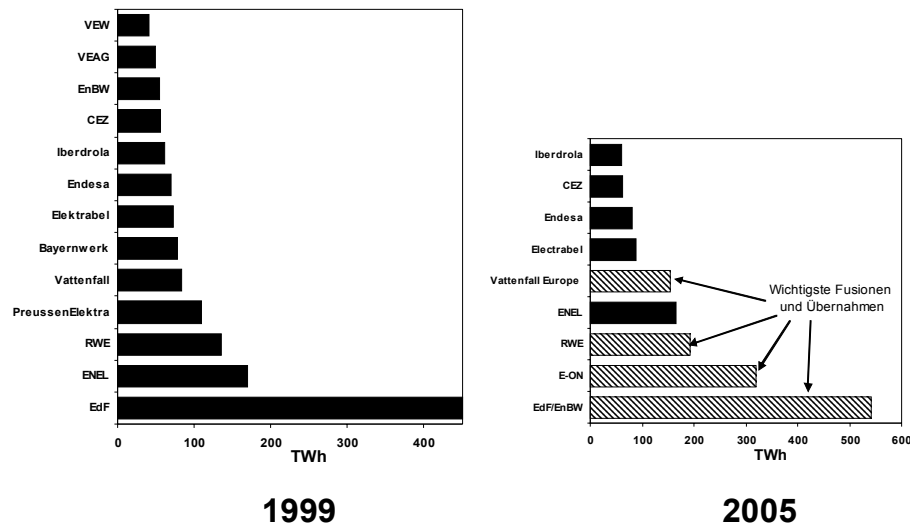
Aus der Sicht etablierter privater Stromerzeuger ist allerdings das Gegenteil anzustreben. Ihr zentrales Ziel in einem freien Markt ist – so wie in jeder anderen Branche – die Maximierung der Gewinne durch möglichst hohe „strategische“ Preise. Diese können am besten durch Marktmacht realisiert werden, und dazu ist die Entwicklung hin zu Oligopolen bzw. in letzter Konsequenz Monopolen – sprich: zu Monopolpreisen – anzustreben.

Tatsächlich zeigt die Praxis der letzten Jahre, dass die großen etablierten Unternehmen – vor allem in Deutschland und Frankreich – kein Interesse haben, sich intensivem Wettbewerb auszusetzen. In allen Ländern, in denen der Staat nicht eingegriffen hat, waren Fusionen und Übernahmen die Antwort auf den Wunsch der EU nach mehr Wettbewerb, vgl. Abb. 6. Darüber hinaus machten es Hindernisse in Bezug auf den Netzzugang in den zentralen Ländern des mitteleuropäischen Marktes – Deutschland und Frankreich – für potenzielle neue Erzeuger unattraktiv, in diese Märkte einzutreten. Diese Aspekte haben in den letzten Jahren in Mitteleuropa zu abnehmender Wettbewerbsintensität geführt. Gleichzeitig sind die Großhandelspreise stark gestiegen. Derzeit beherrschen praktisch vier große Blöcke von Erzeugern den mitteleuropäischen Markt. Dies untermauert die Behauptung, private Unternehmen streben grundsätzlich in Richtung Monopol.

durch Fusionen und Übernahmen wurde mehr Wettbewerb verhindert

vier große Blöcke beherrschen mitteleuropäischen Markt

Abbildung 6: Konzentrationsprozess unter den größten europäischen Stromversorgern (EU-15): Vergleich 1999 und 2005



Quelle: eigene Recherchen z. B. Platts „Power in Europe“

*staatliche
Unternehmen
spielen führende
Rolle bei
Übernahmen*

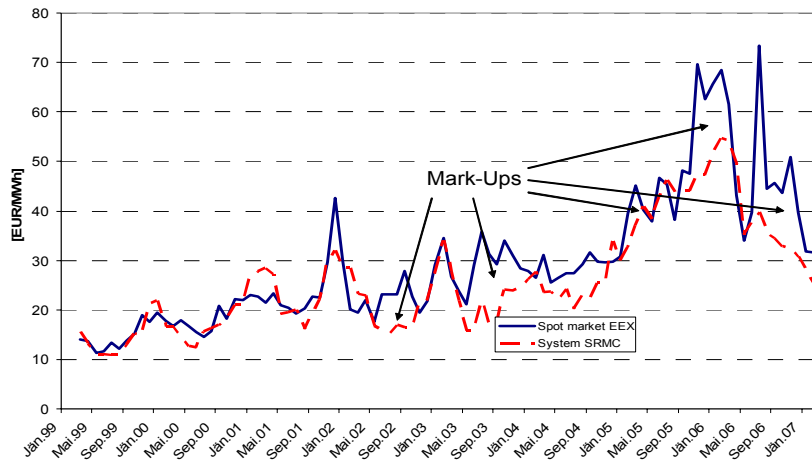
In Abb. 6 sind die wichtigsten Fusionen und Beteiligungen unter besonderer Berücksichtigung der großen Spieler EdF, E-ON und Vattenfall dargestellt. Ein interessanter Aspekt ist, dass bisher mit Ausnahme von Deutschland nicht private, sondern staatliche Unternehmen die führende Rolle bei den Übernahmen geführt haben, wie z. B. Vattenfall und die EdF.

Das zentrale Motiv für die Einführung von Wettbewerb ist die Realisierung von Wettbewerbspreisen. Das bedeutet, dass sich die Preise aus den kurz- oder langfristigen Grenzkosten der Erzeugung ergeben. Abb. 7 vergleicht Theorie und Praxis: die Spotmarktpreise Base an der EEX und die Grenzkosten der Stromerzeugung in AT-DE-FR-CH. Es zeigt sich einerseits, dass es im betrachteten Zeitraum 1999–2007 beträchtliche Preisschwankungen gab, die zumindest zu einem bestimmten Anteil auch auf die geänderten Rohstoffpreise für Kohle, Gas und Öl zurückzuführen waren. Abbildung 8 zeigt die Entwicklung der Primärenergiepreise für Deutschland. Deutlich zu erkennen sind die hohe Volatilität sowie der steigende Trend der Preise. Erdgas folgt den Ölpreisen mit einer halbjährlichen Verzögerung und geringeren Schwankungen, hervorgerufen durch die Indizierung der Erdgaslieferverträge auf gleitende Erdöl-Durchschnittspreise. Steinkohlepreise können im Vergleich dazu als relativ stabil angesehen werden, obwohl sie ebenfalls schrittweise gestiegen sind. So haben sich im Zeitraum 1999 bis 2006 die jährlichen Durchschnittspreise für Steinkohle um 80 %, die Preise für Erdgas um 250 % verteuert.

*Ausübung von
Marktmacht*

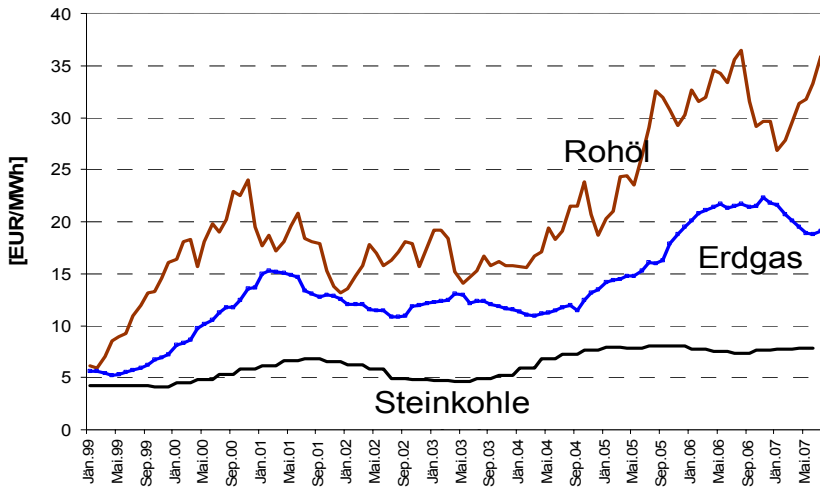
Im Prinzip ist in Abb. 7 festzustellen, dass die Preise zwar den Schwingungen der Grenzkosten folgen, es allerdings mit Ausnahme weniger Zeitperioden immer wieder zur Ausübung von Marktmacht und entsprechenden Aufschlägen („Mark-ups“) kam (vgl. Frisch et al. 2005).

Abbildung 7: Spotmarktpreise Base an der EEX und Grenzkosten der Stromerzeugung in AT-DE-FR-CH



Quelle: EEX, eigene Modellrechnungen für die Grenzkosten

Abbildung 8: Entwicklung der Gas-, Öl- und Kohlepreise 1999–2007

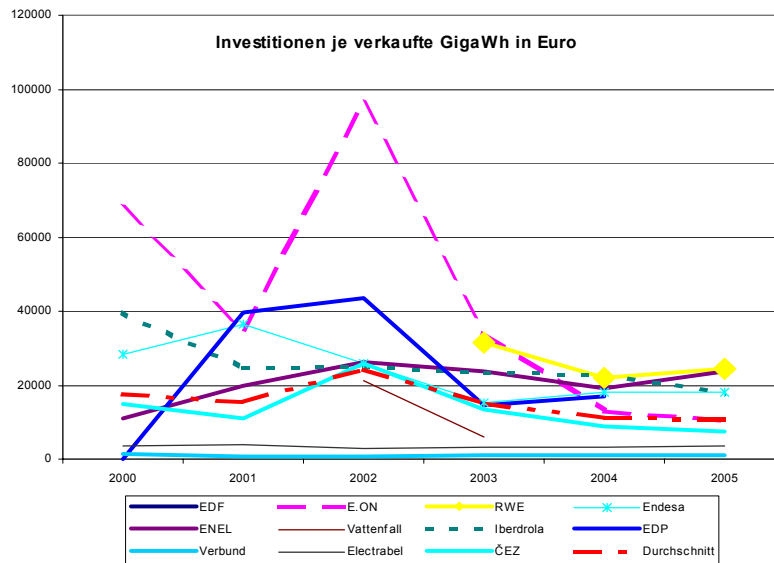


Quelle: BAFA

4. Sind die großen Stromerzeuger die Gewinner der Liberalisierung?

In Abb. 9 ist die Entwicklung der Investitionen je verkaufte GWh der größten europäischen Stromerzeuger von 2000 bis 2005 dargestellt (Kupusovic 2006). Relative Investitionskennzahlen sind ein Maß der Zukunftsvorsorge und der zukünftigen Ertragskraft eines Unternehmens.

Abbildung 9: Entwicklung der Investitionen je verkaufte GWh der größten europäischen Stromerzeuger von 2000 bis 2005



Quelle: Kupusovic 2006

*nur zögerliches
Investieren*

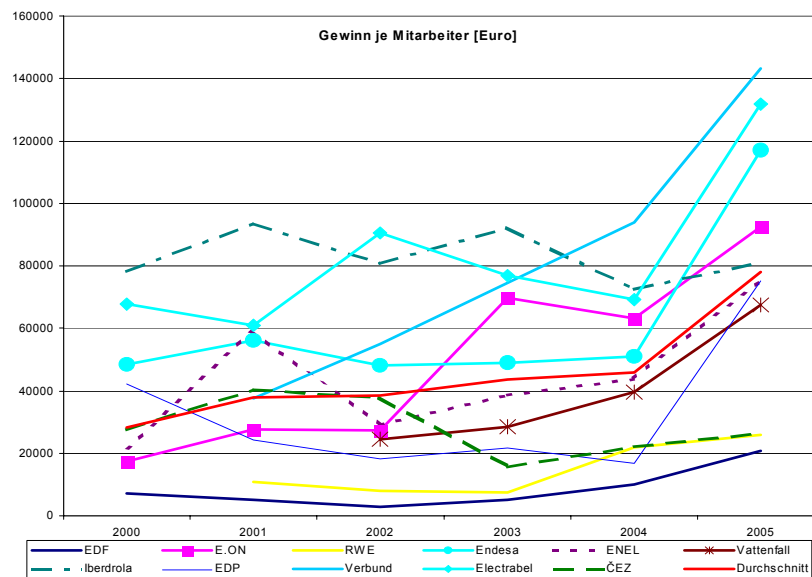
Es zeigt sich, dass die Unternehmen äußerst zögerlich investieren, wenn man die Relation der Umsätze zur verkauften Leistung betrachtet. Eindeutig führend bei den Investitionen – sowohl absolut als auch relativ – ist das deutsche Unternehmen E.ON. Auch RWE, Endesa und ENEL investieren im Vergleich relativ viel und kontinuierlich in die Zukunft. Dagegen fallen der Verbund, Electrabel und CEZ recht deutlich zurück.

Die durchschnittlichen Investitionen sind nach einem wesentlichen temporären Anstieg im Jahr 2002 – der jedoch vor allem auf die außerordentlich hohen Investitionen des Unternehmens E.ON in diesem Jahr zurückzuführen ist – seit 2000 deutlich zurückgegangen. Es ist allerdings zu beachten, dass diese Zahlen ohne eine genaue Kenntnis der Situation der jeweiligen Unternehmen nur bedingt aussagekräftig sind.

Eine mitarbeiterbezogene Kennzahl ist der im Folgenden dargestellte Gewinn je Mitarbeiter. Abb. 10 zeigt deutlich, dass dieser bei allen Unternehmen in den letzten Jahren kontinuierlich gestiegen ist.

*Gewinnsteuerung
bei allen
Unternehmen*

Abbildung 10: Entwicklung des Gewinns je Mitarbeiter der größten europäischen Stromerzeuger von 2000 bis 2005



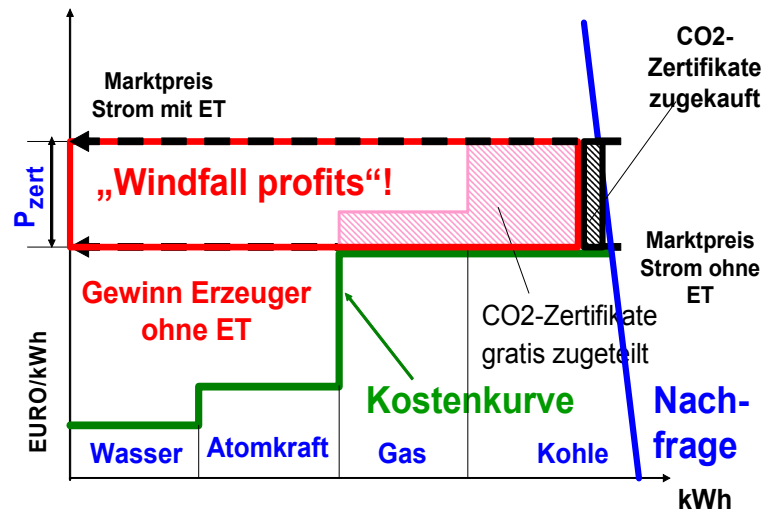
Quelle: Kupusovic 2006

CO₂-Zertifikatspreise stellen seit der Einführung des EU-Emission Trading Systems einen wichtigen Einflussparameter auf die Strompreise und auch auf die Gewinne der Unternehm-

„Windfall profits“

men dar. Das Grundprinzip zeigt Abb. 11. Für eine geringe Menge der Stromerzeugung im Bereich des Grenzkraftwerks müssen Zertifikate zugekauft werden. Die Zertifikatspreise stellen allerdings Opportunitätskosten dar, und werden in jede kWh die gehandelt wird, eingepreist. Dies führt zu den in Abb 10 dargestellten „Windfall profits“ der Stromerzeuger. Laut VIK (Deutschland) haben 2005 die großen deutschen Stromerzeuger „Windfall profits“ im Ausmaß von ca. 4 Mrd. Euro lukriert.

Abbildung 11: Emissionshandel: Windfall profits der Stromerzeuger durch Einpreisung der Zertifikatspreise in die Grenzkosten und Gratiszuteilung der Zertifikate



5. Trends der Kapazitätsentwicklung

Überkapazitäten
nehmen
kontinuierlich
ab

Im Bereich der Stromerzeugung nehmen in dem für Österreich relevanten Markt die relativ vorhandenen Überkapazitäten durch Verbrauchssteigerungen und Kraftwerksschließungen kontinuierlich ab und es stellt sich natürlich die Frage, ab wann wieder investiert wird. Prinzipiell sind für die zukünftige Verbrauchs- und Kapazitätsentwicklung in diesem Markt zwei Extremfälle möglich:

- Das Modell Engpass: Mit dem Bau von Kapazitäten wird erst begonnen, nachdem die Nachfrage die Kapazitäten eingeholt hat und es auf dem Strommarkt zu extremen Preisspitzen gekommen ist (vgl. Abb. 14). *Modell Engpass*
- Das Modell Kontinuität: Hier wird rechtzeitig in neue Kapazitäten (oder verbraucherseitige Sparmaßnahmen) investiert. Ein Beispiel dafür ist England, wo es zu Beginn der 1990er-Jahre zunächst aus rein marktwirtschaftlichen Gründen zu Investitionen in neue Kraftwerke kam. Als sich einige Jahre nach der Liberalisierung trotzdem eine Verknappung der Kapazitäten abzeichnete, wurden durch einen Ausbauplan, der von der Netzgesellschaft erstellt wurde, und ein entsprechendes Anreizsystem (capacity payments) kontinuierlich Investitionen in neue Kraftwerkskapazitäten motiviert. *Modell Kontinuität*

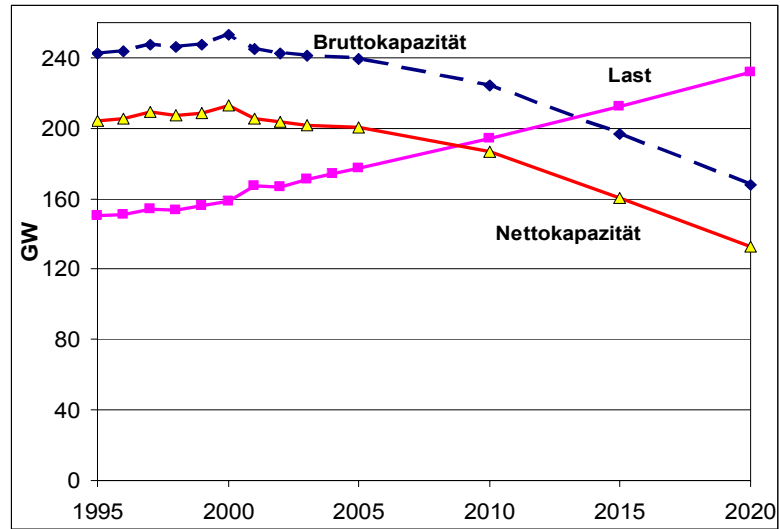
Abb. 12 zeigt die Situation Mitteleuropas: Derzeit existieren noch deutliche Überkapazitäten, allerdings wird die Schere kontinuierlich enger. Es zeichnet sich jedoch ab, dass ab ca. 2009 unter Beibehalt der derzeitigen Entwicklung deutliche Engpässe auftreten werden. Auch wenn die Strommarktöffnung nach Osten voranschreitet, kommt es nur zu einer geringfügigen Verschiebung des zu erwartenden Engpasszeitpunkts, vgl. Abb. 13.

*ab ca. 2009
deutliche
Engpässe zu
erwarten*

Die Frage, wann und mit welchen Strategien wieder investiert wird, ist noch völlig offen. Am gefährlichsten scheint es jedoch, auf die unkoordinierte „Boom & bust cycle“-Variante zu vertrauen: Dieser Strategie zufolge wird mit Investitionen so lange gewartet, bis die Preise ein entsprechend hohes Niveau erreicht haben. Dann wollen alle Stromerzeuger von diesen hohen Preisen profitieren und bauen ungehemmt neue Kraftwerke. Dieses neue Überangebot führt dazu, dass die Preise wieder fallen, alte Kraftwerke geschlossen werden und wieder so lange mit neuen Investitionen gewartet wird, bis die Preise deutlich ansteigen.

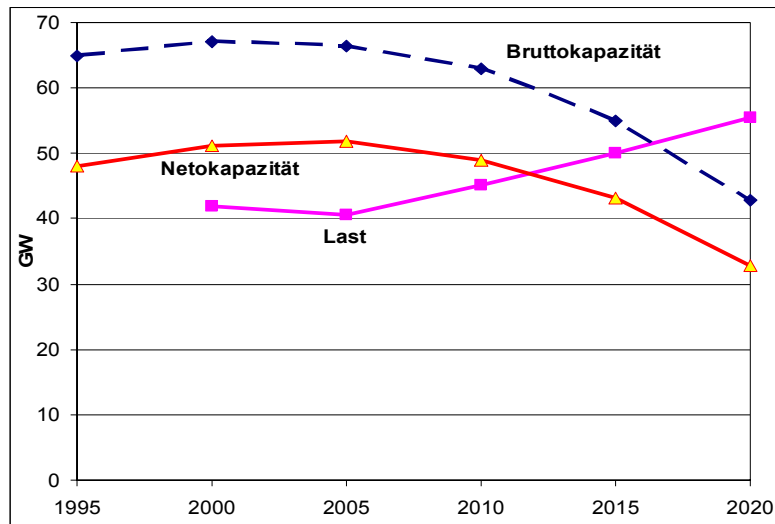
*Investitionen:
gefährliche
„Boom & bust
cycle“-Variante*

Abbildung 12: Historische Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten und der Last in Mittel-europa (AT + DE + FR + CH) und Zukunftstrends



Quelle: UCTE und eigene Analysen

Abbildung 13: Historische Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten und der Last in Osteuropa (CZ + SK + HU + PL + SL) und Zukunftstrends



Quelle: UCTE und eigene Analysen

6. Zukunftsperspektiven der Preisentwicklung

Was kann nun insgesamt aus diesen Überlegungen für die zukünftige Preisentwicklung abgeleitet werden? Die folgende Argumentation folgt den Analysen in Haas et al. (1997) und Haas et al. (2004).

In den ersten Jahren nach der Marktliberalisierung sind die Preise der Aufbringung zunächst gesunken. Um kurzfristig Kunden zu gewinnen, haben Unternehmen sogar Dumpingpreise angeboten, die unter den Grenzkosten der Aufbringung lagen. Dann kam es durch Unternehmenszusammenschlüsse, Stilllegung von Kraftwerkskapazitäten und steigende Primärenergiepreise, vgl. Abb. 8, zu einer Annäherung der Preise an die langfristigen Grenzkosten. Gleichzeitig steigt typischer-

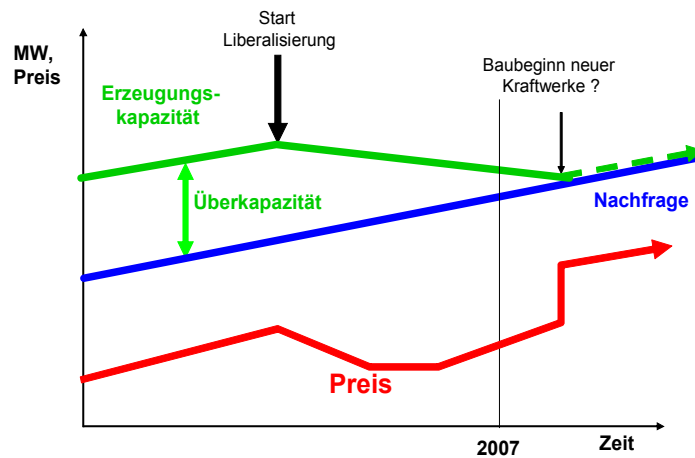
nach Marktliberalisierung auch Dumpingpreise ...

... aber knappe
Kapazitäten
führen zu
strategischen
Preisen

weise – vor allem auch bedingt durch die Versprechungen, Strom im liberalisierten Markt sei langfristig billig – der Verbrauch an. Sobald letztendlich die (Kraftwerks- und/oder Netz-)Kapazitäten knapp werden, dominieren schließlich – zumindest in den Zeiten mit geringer natürlicher Aufbringung – strategische Preise mit deutlichem Marktmarktcharakter bzw. langfristig Monopolpreise. In Abb. 14 ist dargestellt, wie der Strompreis bei steigendem Verbrauch und gleichzeitig reduzierten verfügbaren Kapazitäten in die Höhe schnell.

Abbildung 14: Kapazitätsentwicklung Mitteleuropa: Modell Engpass

KAPAZITÄTSENTWICKLUNG MITTELEUROPA: MODELL ENGPASS



Quelle: Frisch et al. 2005

7. Trägt Privatisierung zu Wettbewerb bei?

Abgesehen davon, dass die Privatisierung von Elektrizitätsversorgungsunternehmen zur Sanierung der Staatskassen beiträgt, stellt sich die entscheidende Frage:

„Trägt Privatisierung zur Intensivierung des Wettbewerbs bei?“

Neben den bereits angestellten Überlegungen sind dazu vor allem die Erfahrungen aus den sehr unterschiedlichen Liberalisierungsmodellen Englands und Norwegens von Interesse.

Die Umstrukturierung in England war im Wesentlichen von drei Maßnahmen geprägt:

- Zerschlagung des früheren staatlichen Monopolerzeugers und -netzbetreibers CEBG in (anfangs) vier Gesellschaften (National Power, PowerGen, Nuclear Electric und National Grid Company);
- Privatisierung derselben und
- Gründung eines Pools.

Darüber hinaus hat es in England & Wales traditionell eine Vielzahl von Verteilunternehmen gegeben (geringe vertikale Integration) die von der Liberalisierung lange Zeit nur peripher tangiert wurden.

England

Im Gegensatz dazu war die Situation in Norwegen von einer Vielzahl vertikal völlig integrierter lokaler Elektrizitätsversorgungsunternehmen geprägt, die großteils in öffentlicher Hand waren. Die Liberalisierung in Norwegen bestand im Wesentlichen darin, daß ein Pool gegründet wurde, vgl. Banks (1996). In Norwegen wurde nicht privatisiert.

Norwegen

Was waren die Unterschiede in der weiteren Entwicklung?

Die Situation in Norwegen blieb in Bezug auf die Anzahl der Unternehmen und die Marktstruktur seit 1970 praktisch unverändert. Die öffentlichen Anteile an den EVU sind nie unter 50 % gefallen, keine Anteile von EVU dürfen ins Ausland verkauft werden.

*Norwegen:
öffentliche
Anteile nie
unter 50 % und
kein Verkauf
von Anteilen ins
Ausland*

Vollkommen konträr dazu hat sich die Situation in England entwickelt. Der erste Kritikpunkt bezieht sich auf das Monopol der „Marginal price-setting plant“ (Green/Newbery 1992). Es wurde herausgefunden, dass, obwohl es praktisch mehrere

Anbieter auf dem Markt gibt, im Wesentlichen nur die zwei großen Erzeuger den Marktpreis bestimmen konnten, da nur diese über die entscheidenden kritischen Kraftwerkskapazitäten verfügten und durch strategische Preisangebote („Gaming“) erreichten, dass der Gleichgewichtspreis beträchtlich über den „korrekten“ Grenzkosten lag (vgl. Green/Newbery 1992). Aus diesem Grund wurden 1995 „Price caps“ auf die Poolpreise eingeführt und darüber hinaus mussten die großen Erzeuger einige Kraftwerke verkaufen.

*Privatisierung
keine
Notwendigkeit
für Wett-
bewerbsmarkt*

Die zentrale Erkenntnis aus dieser Analyse ist, dass Privatisierung grundsätzlich keine notwendige Rahmenbedingung für einen Wettbewerbsmarkt ist. Dies wird durch das Beispiel Norwegen eindrucksvoll belegt. Wichtig ist jedoch, dass politische Einflussnahme ausgeschlossen wird.

Als sich ab Mitte der 1990er-Jahre in England durch eine Steigerung der Anzahl der Marktteilnehmer doch Vorteile der Liberalisierung zeigten, stellte der liberale Wirtschaftsprofessor David Newbery in Bezug auf die Erfolge der Restrukturierung der englischen Elektrizitätswirtschaft fest (Newbery 1998, S. 745):

„Competitive market forces are the prime mover driving efficiency gains. ... (There) is evidence that competition rather than privatisation is the source of the benefits.“

8. Schlussfolgerungen

Die wichtigsten Schlussfolgerungen aus diesen Analysen lauten:

*große Strom-
erzeuger sind
Gewinner der
Liberalisierung*

Die Stromerzeuger, die durch die Liberalisierung eigentlich unter Wettbewerbsdruck gesetzt werden sollten, sind derzeit zweifellos die großen Gewinner dieser Entwicklung. Sie haben in den letzten Jahren beträchtliche Gewinne eingefahren, und ihre Situation wird in den nächsten Jahren vorteilhaft bleiben: Neben den zu erwartenden weiteren „Windfall profits“ aus dem CO₂-Emissionshandel zeichnen sich aufgrund der zunehmend

enger werdenden Schere zwischen Erzeugungskapazitäten und Nachfrage- vgl. Abb. 12 und 13 – auch steigende Gewinne aus dem konventionellen Stromverkauf ab.

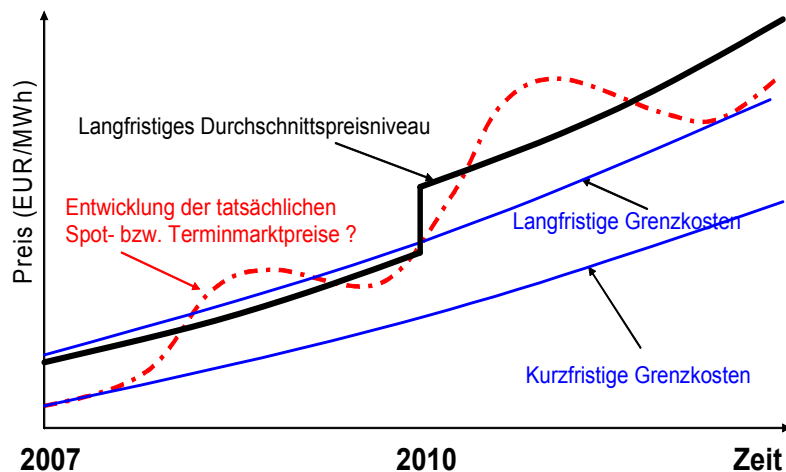
In Bezug auf die Preisentwicklung sind mittelfristig zwei Effekte zu erwarten:

1. Es ist zu erwarten, dass die Preise – weiter – stark oszillieren werden. Dies ist im Wesentlichen auf Angebotsschwankungen – bei Wasser- und bei Atomkraftwerken – sowie volatile Primärenergiepreise zurückzuführen.
2. Das generelle Preisniveau wird ab ca. 2010 – bei Engpässen bei der Wasserkraft oder der Verfügbarkeit der Atomkraftwerke möglicherweise auch schon früher –, wenn die noch existierenden Überkapazitäten vom Verbrauchsanstieg kompensiert worden sind, entsprechend der Argumentation in Kap. 6, vgl. auch Abb. 14, sprunghaft ansteigen, vgl. Abb. 15.

*stark
oszillierend
und ...*

*... sprunghafter
Anstieg nach
Abbau der
Überkapazitäten*

Abbildung 15: Trend der zukünftigen Entwicklung der Spotmarktpreise in Mitteleuropa



*Mindest-
voraussetzungen
für Wettbewerb*

In Bezug auf Wettbewerb ist festzustellen, dass zumindest die folgenden Maßnahmen eine minimale Voraussetzung sind:

- eine radikale Erhöhung der Transparenz der Kraftwerksverfügbarkeit, der geplanten Revisionen usw. z. B. über Internet. Hier sind die Regulierungsbehörden gefordert, europaweit konzertierte Maßnahmen zu setzen.
- Weiters ist durch ein europaweit rigoroses Unbundling die vertikale und horizontale Integration (bezogen auf Erzeugung/Aufbringung und Übertragungsnetz) der Strom- und Gasversorgung zu beenden. Darüber hinaus muss sichergestellt werden, dass der Strommarkt tatsächlich anfechtbar bleibt, d. h., dass neue Spieler zumindest prinzipiell die Möglichkeit haben, in den Markt einzutreten.
- Die Konsolidierung der Strukturen in der Stromerzeugung hat praktisch zu einem gefestigten Oligopol geführt, welches nicht nur Mitteleuropa, sondern auch große Teile Englands, Schwedens und Osteuropas beherrscht. Um diesen Trend zu stoppen, muss die EU den derzeit weiter kontinuierlich fortschreitenden Fusionen, Übernahmen, Verflechtungen ein Ende setzen und Anreize schaffen, die die Zahl der potenziellen – voneinander unabhängigen – Erzeuger erhöhen.
- Im Falle weiterer Privatisierung von Unternehmen stellt sich lediglich die Frage, an welches Unternehmen des derzeit dominierenden Oligopols verkauft wird. Eine Stärkung der Marktkonzentration ist damit eine Konsequenz von Privatisierungen. Derzeit ist noch kein Ende des Konzentrationsprozesses der letzten Jahre abzusehen, wobei dieser zunehmend in Richtung weiterer vertikaler Integration von Erzeugungs- und Vertriebsunternehmen sowie horizontaler Integration speziell von Strom- mit Gasunternehmen geht.

Ohne diese Randbedingungen wird der Strompreis mittelfristig auf ein Niveau ansteigen, das deutlich über den langfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung liegen wird.

Literaturverzeichnis:

- Banks F.: „Economics of Electricity Deregulation and Privatisation. An Introduction Survey“, *Energy - The International Journal*, 21(1), 1996.
- Birnbaum Leonhard et al.: „Die Dynamik des europäischen Strommarktes“, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* (2000, Heft 1/2).
- Bower J., D. W. Bunn: „Modelling and Managing the Evolution of European Cross-border Electricity Markets“, *Proceedings, 19th USAEE/IAEE International Conference, 19–21 October, Albuquerque, USA, 1998*.
- European Commission. Directive 96/92EC of the European Parliament and of the Council Concerning the Common Rules for the Internal Electricity Market. Official Journal L27 of the 1/30/1997, Luxemburg: European Commission, 1997.
- Frisch Helmut, Reinhard Haas, Ingo Schmoranz: Einflussparameter auf den Marktpreis für Strom im liberalisierten mitteleuropäischen Strommarkt, *VEÖ* 2005.
- Green, R. and D. Newbery: „Competition in the British electricity market.“ *Journal of Political Economy*; 100 (5): 1992, 929–953.
- R. Haas, W. Orasch, C. Huber, H. Auer: Competition versus Regulation in European Electricity Markets. Proc. 2nd European IAEE conference, 2–4 July, Vienna, Austria, 1997.
- Haas Reinhard, Hans Auer: „Perspektiven der österreichischen Stromversorgung im liberalisierten Strommarkt“, *VEÖ-Journal*, Oktober 2004, 20–23.
- Haas Reinhard, Hans Auer, Jean-Michel Glachant, Nenad Keseric, Yannick Perez: „The liberalisation of the Continental European electricity market – lessons learned“, *Energy Studies Review*, 2006a.
- Haas Reinhard, Hans Auer, Thomas Faber, Erich Wagner: „The relevance of cross-border transmission capacities for competition in the Continental European Electricity market“, *International Journal of Global Energy Issues*, 2006b.
- Kupusovic S.: Analyse der wirtschaftlichen Effizienzindikatoren der großen Unternehmen in liberalisierten europäischen Strommärkten, Diplomarbeit TU Wien, 2006.
- Newbery David M: „Freer electricity markets in the UK – a progress report“, *Energy Policy*, 26(10), 1998, 743–749.
- Newbery David M.: „Problems of liberalising the electricity industry“, *European Economic Review* 46, 2002, 919–927.
- Wirl Franz: „Die Theorie öffentlicher Unternehmen“, Nomos Verlag, Baden-Baden, 1991.

INSTITUT FÜR SOZIAL- UND WIRTSCHAFTSWISSENSCHAFTEN

WISO

WIRTSCHAFTS-UND SOZIALPOLITISCHE ZEITSCHRIFT

Die Zeitschrift WISO wird vom Institut für Sozial- und Wirtschaftswissenschaften (ISW) herausgegeben. Sie dient der Veröffentlichung neuer sozial- und wirtschaftswissenschaftlicher Erkenntnisse sowie der Behandlung wichtiger gesellschaftspolitischer Fragen aus Arbeitnehmersicht.

Lohnpolitik, soziale Sicherheit, Arbeitsmarkt und Arbeitslosigkeit, Arbeit und Bildung, Frauenpolitik, Mitbestimmung, EU-Integration - das sind einige der Themen, mit denen sich WISO bereits intensiv auseinander gesetzt hat.

WISO richtet sich an BetriebsrätInnen, GewerkschafterInnen, WissenschaftlerInnen, StudentInnen, Aktive in Verbänden, Kammern, Parteien und Institutionen sowie an alle, die Interesse an Arbeitnehmerfragen haben.

Erscheinungsweise: vierteljährlich

Preise:* Jahresabonnement EUR 22,00 (Ausland EUR 28,00)
Studenten mit Inskriptionsnachweis EUR 13,00
Einzelausgabe EUR 7,00 (Ausland EUR 12,00)

(* Stand 2005 - Die aktuellen Preise finden Sie auf unserer Homepage unter www.isw-linz.at)

Wir laden Sie ein, kostenlos und ohne weitere Verpflichtungen ein WISO-Probeexemplar zu bestellen. Natürlich können Sie auch gerne das WISO-Jahresabonnement anfordern.

Informationen zum ISW und zu unseren Publikationen - inklusive Bestellmöglichkeit - finden Sie unter www.isw-linz.at.



BESTELLSCHEIN*

Bitte senden Sie mir kostenlos und ohne weitere Verpflichtungen

- 1 Probeexemplar der Zeitschrift WISO
- 1 ISW Publikationsverzeichnis

Ich bestelle _____ Exemplare des WISO-Jahresabonnements (Normalpreis)

Ich bestelle _____ Exemplare des WISO-Jahresabonnements für StudentInnen mit Inskriptionsnachweis

* Schneller und einfacher bestellen Sie über das Internet: www.isw-linz.at

Name _____

Institution/Firma _____

Straße _____

Plz/Ort _____

E-Mail _____

BESTELLADRESSE:

ISW
Gruberstraße 40-42, A-4020 Linz
Tel. ++43/732/66 92 73
Fax ++43/732/66 92 73-28 89
E-Mail: wiso@akooe.at
Internet: www.isw-linz.at