

Veronika Grimm, Axel Ockenfels, Gregor Zöttl

# Ein Vergleich ausgewählter europäischer Strombörsen\*

## Abstract

In diesem Beitrag stellen wir die Regelwerke ausgewählter europäischer Stromauktionen vor und vergleichen ihre institutionelle Ausgestaltung. In den meisten Ländern (bis auf Großbritannien) kommt ein Einheitspreismechanismus zur Anwendung, die Auktionen unterscheiden sich jedoch in ihren Möglichkeiten, komplementäre Kostenbestandteile abzubilden. Große Unterschiede gibt es auch bei dem Grad der internationalen Koordination und grenzüberschreitenden Kopplung der betrachteten Strommärkte. Ein Vergleich der Ausgestaltung und der Ergebnisse der verschiedenen Märkte erlaubt es, attraktive Regelbestandteile zu identifizieren und Schlussfolgerungen für ein effektives Strommarktdesign zu ziehen.

We study the rules of selected european energy exchanges and compare their institutional design. In most countries (except for the UK) a uniform price mechanism is used. The rules differ, however, in the possibilities to express complementary cost components in the bids. Also the degree of international coupling of markets is very different across countries. Our comparison of the markets allows to identify attractive trading rules and yields insights on an effective electricity market design.

## 1. Einführung

In den vergangenen 20 Jahren wurden weltweit Strommärkte liberalisiert. Dabei haben sich zwei Modelle der Marktorganisation herauskristallisiert: das Börsenmodell und das Poolmodell. Poolmodelle erlauben durch ihre zentrale Organisation des Stromhandels eine sehr gute Koordination von Erzeugung, Übertragung und Regenergie. Börsenmodelle hingegen sind durch dezentrale Marktorganisation und Entscheidungen charakterisiert; der Stromhandel findet in der Regel in einer Sequenz von eng verknüpften aber separaten Teilmärkten statt.

Die europäischen Strommärkte sind heute weitgehend nach dem Börsenmodell organisiert. In fast allen Ländern wird einen

Tag vor der physischen Erfüllung eine zentrale Auktion durchgeführt, in der die Marktteilnehmer größtenteils Stromstundenkontrakte für den folgenden Tag handeln können.<sup>1</sup> Der Preis, der sich in der täglichen Stromauktion an der Strombörse ergibt, ist aufgrund von Arbitragemöglichkeiten von zentraler Bedeutung für die Preise in allen anderen Strommärkten, etwa auf Terminmärkten, im OTC-Handel sowie in Absatzverträgen mit Endverbrauchern.

Aufgrund zahlreicher technischer Nebenbedingungen bei der Stromerzeugung und -übertragung erfordern Strombörsen und -auktionen außerordentlich komplexe Regelwerke. Sie sind zudem in eine hochdynamische Marktarchitektur eingebettet, die im Rahmen europäischer Harmonisierungs- und Koordinationsanstrengungen steter Veränderung unterworfen ist. Während lange Zeit die meisten europäischen Strombörsen als nationale Märkte organisiert waren, werden in

jüngster Zeit die Märkte zunehmend gekoppelt.<sup>2</sup> In einigen Regionen Europas, zum Beispiel Benelux und Frankreich, ist dies bereits geschehen, in anderen Ländern für die nahe Zukunft geplant.

In diesem Beitrag geben wir zunächst einen Überblick über die Preisentwicklung sowie institutionelle Charakteristika in den betrachteten Ländern und stellen dann im Detail die Regelwerke der Stromauktionen in Deutschland (EEX), Skandinavien (NordPool), Niederlande/Belgien (APX Power NL), Frankreich (Powernext), Großbritannien (APX Power UK) und Spanien (OMEL) vor.

## 2. Design europäischer Strombörsen

Abbildung 1 zeigt die Entwicklung der Großhandelspreise an Strombörsen in ausgesuchten europäischen Ländern, die wir im Folgenden näher analysieren wollen. Dazu gehören Nordpool (Skandinavien-

<sup>2</sup> Sind zwei Märkte gekoppelt, so bieten die Anbieter und die Nachfrager nur an jeweils einer Börse, ihre Gebote werden jedoch in allen gekoppelten Märkten berücksichtigt (vergleiche die detaillierten Ausführungen in Grimm, Ockenfels und Zöttl 2008). Erst kürzlich, am 30.08.2008, haben sich die deutsche Strombörse EEX und die französische Strombörse Powernext zu einer gemeinsamen Marktplattform zusammengeschlossen.

## Kontakt

### Veronika Grimm

Friedrich-Alexander-Universität  
Erlangen-Nürnberg  
Lehrstuhl für Volkswirtschaftslehre,  
insbesondere Wirtschaftstheorie  
Lange Gasse 20  
90403 Nürnberg

Veronika.Grimm@wiso.uni-erlangen.de

\* Der Beitrag basiert auf einem Gutachten, das die Autoren im Auftrag der European Energy Exchange AG (EEX) angefertigt haben (siehe <http://www.eex.com/de/document/31454>). Wir danken Michael Bartels, Andreas Ehrenmann und Oliver Maibaum für anregende Diskussionen und Julian Conrads und Marcel Östreich für die die Unterstützung bei Rechercharbeiten..

<sup>1</sup> Für Großbritannien unterscheiden sich die Marktregeln von den Regeln in anderen europäischen Ländern, wie später im Einzelnen deutlich werden wird.

en), APX Power NL (Niederlande), Powernext (Frankreich), APX Power UK (Großbritannien) und Omel/OMIE (Spanien). Preisunterschiede können von unterschiedlichen Wettbewerbsstrukturen, unterschiedlichen Kostenstrukturen oder unterschiedlichen Marktdesigns in den einzelnen Ländern herrühren. So sind zum Beispiel in Großbritannien meist Gaskraftwerke Preis setzend, während die Preise in Skandinavien aufgrund eines hohen Wasserkraftanteils und geringen Auswirkungen des Emissionshandels nicht so stark von den Preisschwankungen am Gasmarkt und ab 2005 von den Zertifikatspreisentwicklungen abhängen. Auf die Unterschiede in den Marktdesigns werden wir später im Detail eingehen.

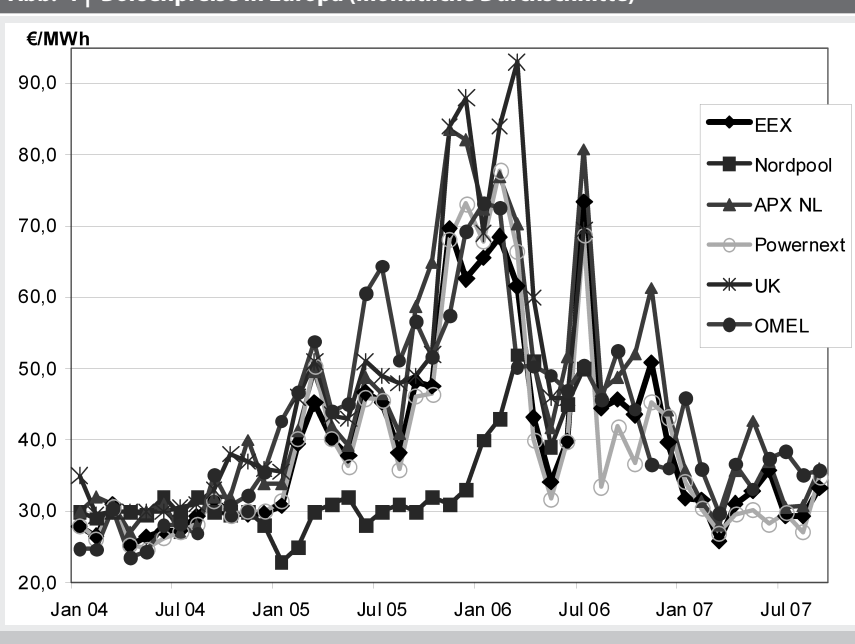
**Tabelle 1** gibt einem Überblick über zentrale Wettbewerbskennzahlen und institutionelle Charakteristika der in diesem Kapitel beschriebenen europäischen Strombörsen. Die letzten beiden Zeilen geben einen Eindruck von der Größe der einzelnen Börsen in ihren jeweiligen Marktgebieten gemäß DG Competition (2007b):<sup>3</sup> „Volumen DA“ gibt die im Day Ahead-Markt an der Börse gehandelten Mengen bezogen auf den Gesamtverbrauch im Marktgebiet an. In Klammern dahinter sind die insgesamt im Marktgebiet gehandelten Day Ahead-Mengen angegeben, also einschließlich aller bilateral getätigten Geschäfte. Die relativ hohe Liquidität der Day Ahead-Märkte in Skandinavien und Spanien und die vergleichsweise geringe Liquidität in Großbritannien wird (auch) durch das jeweilige Marktdesign erklärt, wie die folgenden Unterkapitel zeigen werden. „Volumen Termin“ gibt analog alle börslich und bilateral gehandelten Forward und Future Geschäfte an. Es ist mit der Theorie konsistent und für die Effizienz der Strommärkte zumindest nicht abträglich, dass Stromauktionen eine im Vergleich zum Gesamtumsatz geringe Liquidität haben, und dass die Börsen beim Day Ahead-Handel eine vergleichsweise wichtige Rolle spielen, während ein beachtlicher Teil der Termingeschäfte bilateral gehandelt wird.<sup>4</sup>

Die Zeilen 5–7 zeigen die Anzahl der offiziell an den Börsen gemeldeten und aktiven Marktteilnehmer, die sich zum

<sup>3</sup> Hierbei handelt es sich um Durchschnittswerte für den Zeitraum Juni 2004 bis Mai 2005. Die an den wichtigsten OTC Plattformen gehandelten Mengen messen den Umfang außerbörslichen Handels.

<sup>4</sup> Vgl. zum Beispiel Allaz und Vila (1993) oder Cramton und Stoft (2007).

Abb. 1 | Börsenpreise in Europa (monatliche Durchschnitte)



Quelle: EEX, APX, Powernext, Omel, DG Energy and Transport)

Teil ganz erheblich unterscheiden.<sup>5</sup> Die anderen Zeilen in Tabelle 1 fassen die jeweiligen institutionellen Rahmenbedingungen bei der Börsenpreisfindung in den verschiedenen Ländern zusammen. Die Tabelle demonstriert, dass es neben vielen Gemeinsamkeiten auch signifikante Unterschiede bei der Marktorganisation gibt.

Mit Ausnahme von Großbritannien kommen überall Einheitspreisauktionen zum Einsatz. Auch beim vor- und nachlaufenden Börsenhandel gibt es Unterschiede. Blockgebote werden zwar in allen Märkten berücksichtigt, doch in teils unterschiedlichen Gebotsformaten. Auch die Synchronisation von Erzeugungs- und Übertragungsmärkten wird analog zu der jeweiligen Relevanz in den verschiedenen Marktgebieten durch unterschiedliche Institutionen gesteuert. Diese werden im Folgenden näher beschrieben.

<sup>5</sup> Siehe DG Competition (2007b). In der Definition gelten all diejenigen Marktteilnehmer als aktiv, die im Zeitraum Januar 2005 bis Mai 2005 mindestens 0.5 Prozent des Gesamtvolumens der Börse gehandelt haben. Hierbei bezieht sich die erste Zahl auf Gebote für Stunde 3, die zweite Zahl auf Gebote für Stunde 12. Wenn nur eine Zahl angegeben wird, konnte eine Unterscheidung nach Stunden aufgrund von mangelnden Daten nicht vorgenommen werden. Für das Marktgebiet Nordpool konnte keine Unterscheidung nach Stunden vorgenommen werden – die angegebenen Werte beziehen sich aber auf die verschiedenen Gebiete in folgender Reihenfolge: Schweden, West-Dänemark, Finnland, Ost-Dänemark.

## 2.1 EEX

Der Liberalisierungsprozess im deutschen Strommarkt begann mit dem Erlass des Energiewirtschaftsgesetzes in der Fassung vom 24. April 1998, das die EU Energie Richtlinie 96/92/EG in nationales Recht umgesetzt hat. Darin wurde die leitungsgebundene Versorgung mit Strom prinzipiell für den Wettbewerb geöffnet. Zentrale Bestandteile des Gesetzes sind die freie Wahl des Stromzulieferers durch den Endverbraucher und die Regelung des Netzzuganges.<sup>6</sup>

In der Anfangsphase der Liberalisierung fand sowohl der langfristige als auch der kurzfristige Stromhandel ausschließlich bilateral statt (so genannte „Over-The-Counter“ oder „OTC“-Geschäfte). Schon sehr bald entwickelten sich jedoch auch Börsen als zentrale Stromhandelsplätze. Im Jahre 2001 fusionierten die deutschen Strombörsen LPX (Leipzig) und EEX (Frankfurt) zur neuen in Leipzig ansässigen EEX AG.

Das Handelsgebiet der EEX wurde im Laufe der vergangenen Jahre stetig erweitert. Konnte man anfangs nur Strom innerhalb Deutschlands handeln, so wurde später auch die Regelzone der APG (Austrian Power Grid) in Österreich in das Marktgebiet mit einbezogen. Seit Dezem-

<sup>6</sup> Bezüglich Netzzugang kam es zu einer Neufassung des Gesetzes im Jahre 2005, die am 1. Juni 2007 in Kraft getreten ist.

Tab. 1 | Übersicht über die Strombörsen

|                                      |                | EEX                           | Nord-pool                         | APX NL                       | Power-next                  | APX UK                       | Omel                                       |
|--------------------------------------|----------------|-------------------------------|-----------------------------------|------------------------------|-----------------------------|------------------------------|--|
| <b>Allgemein:</b>                    |                |                               |                                   |                              |                             |                              |  |
| Marktgebiet                          |                | DE, A, CH                     | NOR, SE, FIN, DK                  | NL                           | F                           | UK                           | E  |
| Gebotsuntergrenze                    |                | 0                             | 0 €/MWh                           | 0,01 €/MWh                   | 0,01 €/MWh                  | -                            | n.a.                                       |
| Gebotsobergrenze                     |                | 3000€/MWh                     | 2000 €/MWh                        | 3000€/MWh                    | 3000€/MWh                   | -                            | n.a.                                       |
| Handelstage/Woche                    |                | 5                             | 7                                 | 7                            | 7                           | 7                            | n.a.                                       |
| Teilnehmer (Spot)                    | Gemeldet       | 153                           | 124                               | 50                           | 66                          | 57                           | 670  |
|                                      | akt. Verkäufer | 35-26                         | 24,19,14,7                        | 23-24                        | 27-28                       | 18-19                        | 15-13                                      |
|                                      | akt. Käufer    | 31-36                         | 7,16,9,7                          | 24-22                        | 29-32                       | 15-19                        | 6-7  |
| <b>Day Ahead Handel:</b>             |                |                               |                                   |                              |                             |                              |  |
| Fortl. Handel                        | Stunden        | -                             | -                                 | -                            | -                           | Ja (1/2 h)                   | -  |
|                                      | Blöcke         | Ja                            | -                                 | -                            | Ja                          | Ja                           | -  |
|                                      | von-bis        | 8 - 12                        | -                                 | -                            | 7:30-11:30                  | rolling 2 Days               | -  |
| Auktion                              | Stunden        | Ja                            | Ja                                | Ja                           | Ja                          | -                            | Ja   |
|                                      | Mehrteilig     | Blöcke                        | Blöcke                            | Blöcke                       | Blöcke                      | -                            | Ja   |
|                                      | gate closure   | 12                            | 12                                | 11                           | 11                          | -                            | 10   |
| <b>Intra Day Handel:</b>             |                |                               |                                   |                              |                             |                              |  |
| Stunden                              |                | Ja                            | Ja                                | Ja (1/4 h)                   | Ja                          | Ja (1/2 h)                   | Ja   |
| Mehrteilig                           |                | Blöcke                        | Blöcke                            | Blöcke                       | Blöcke                      | Blöcke                       | Ja   |
| Handelsart                           |                | Fortlaufend                   | Fortlaufend                       | Fortlaufend                  | Fortlaufend                 | Fortlaufend                  | Auktion                                    |
| Handelszeiten                        |                | 24/7, ab 15:00 DA             | 24/7, ab 14:00 DA                 | 7:30-18:00, ab 12:00 DA      | 7:30-23:00, ab 11:30 DA     | 24/7, ab 2 Tage vor Delivery | 6x, Abstand von 105 Minuten                |
| vor phys. Lieferung                  |                | 75 min.                       | 60 min                            | 120 min                      | 60 min                      | 60 min                       | 135 min                                    |
| <b>Engpaßmanagement:</b>             |                |                               |                                   |                              |                             |                              |  |
| im Marktgebiet                       |                | Redispatch                    | Splitting/Redispatch              | Redispatch                   | Redispatch                  | Redispatch                   | Redispatch                                 |
| zw. Marktgebieten                    |                | nur explizit                  | nur explizit                      | coupling: NL/B/F             | coupling: NL/B/F            | nur explizit                 | nur explizit                               |
| zw. Marktgebieten (geplant)          |                | coupling: Nordpool und NL/B/F | coupling: NL/B/F und DE           | coupling: Nordpool und DE    | coupling: Nordpool und DE   | coupling: NL/B/F             | splitting mit P ab ca.2008, coupling mit F |
| <b>Weitere Produkte:</b>             |                | S-Futures, CO2, Gas           | S-Futures, andere S-Derivate, CO2 | CO2, Gas<br>Endex: S-Futures | S-Futures, CO2, Gas, Wetter | S-Forwards, CO2              | -  |
| <b>Mengen (in % des Verbrauchs):</b> |                |                               |                                   |                              |                             |                              |  |
| Vol. DA Börse (Gesamt) %             |                | 13,2 (18,6)                   | 42,8 (n.a.)                       | 11,9 (17,8)                  | 3,4 (4,9)                   | 2,2 (n.a.)                   | 84,0 (84,0)                                |
| Vol. Termin Börse (Ges.) %           |                | 74 (639)                      | 196 (523)                         | 39 (548)                     | 6 (85)                      | n.a. (146)                   | 0 (n.a.)                                   |

ber 2006 kann für das separate Marktgebiet Schweiz ebenfalls Strom an der EEX gehandelt werden. Für die Marktgebiete Deutschland/Österreich und Schweiz müssen bisher separate Gebote abgegeben werden, die unabhängig voneinander, jedoch nach den gleichen Auktionsregeln

berücksichtigt werden. Am 30. Mai 2008 wurde eine Kooperation mit der französischen Strombörse Powernext initiiert, die den Handel in Deutschland, Österreich, Frankreich und der Schweiz harmonisieren und so zu intensiverem Wettbewerb führen soll. Ab September 2008 ist eine

Zusammenführung der Spot- und Stromhandelsgeschäfte von Powernext und EEX unter dem Dach der neu zu gründenden Spot Trading SE mit Sitz in Paris geplant. Zunächst werden am gemeinsamen Spotmarkt von EEX und Powernext mit Sitz in Paris beide Märkte mit den bisher etab-

lierten Handelsregeln weiterbetrieben. Ziel der Kooperation ist es jedoch mittelfristig, ein einheitliches Spotmarktsystem für beide Märkte zu entwickeln und zu etablieren. Termingeschäfte des gesamten Einzugsgebietes sollen rückwirkend zum 1. Januar 2008 in Leipzig getätigt werden.

Da die Ausgestaltung der Kooperation und ihre Auswirkungen auf den Deutschen Stromhandel noch nicht absehbar sind, konzentrieren wir und im Folgenden auf die Darstellung des aktuellen Stromhandels innerhalb Deutschlands. Zurzeit werden mehr als 100 TWh und etwa 15 Prozent des im Marktgebiet der EEX verbrauchten Stroms in der täglichen stattfindenden Day Ahead Auktion für Stromstundenkontrakte der EEX gehandelt, mit – auch im Vergleich zu anderen Börsen – stark wachsender Tendenz (vgl. **Abbildungen 2 und 3**). Der übrige Handel findet weiterhin hauptsächlich in bilateralen, meist langfristigeren OTC Geschäften statt.

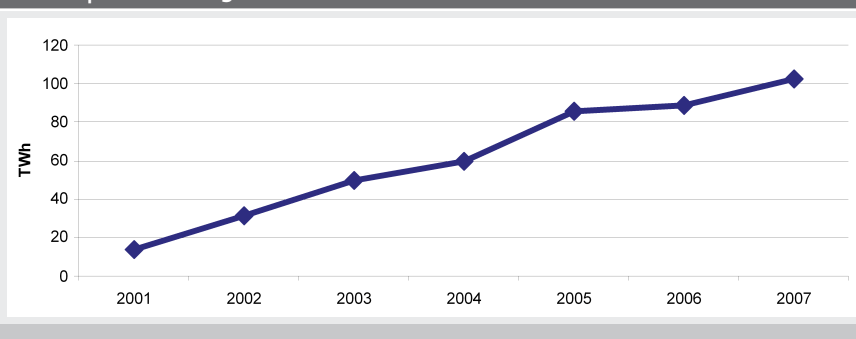
Die EEX bietet ein System von ineinander greifenden, interdependenten Märkten an, auf denen Strom für unterschiedliche Fristigkeiten gehandelt werden kann. Im Mittelpunkt steht die tägliche Day Ahead Auktion, in der um 12 Uhr jedes Wochentages Stromstundenkontrakte und Blockkontrakte für den nächsten Tag gehandelt werden. Kontrakte für Sonntag und Montag werden in der Auktion am Freitag vergeben.<sup>8</sup> In der Auktion können sowohl Gebotsfunktionen für jede einzelne Stunde abgegeben werden, als auch Blockgebote, die mehrere zusammenhängende Stunden umfassen. Für Blockgebote gibt es eine Reihe an standardisierten Blöcken (Base (0–24 Uhr), Peak (8–20 Uhr), Off-Peak 1 (0–8 Uhr), Off-Peak 2 (20–24 Uhr), EEXNight (0–6 Uhr), EEXMorning (6–10 Uhr), EEXHighNoon (10–14 Uhr), EEXAfternoon (14–18 Uhr), und EEXEvening (18–24 Uhr)). Es besteht für die Marktteilnehmer aber auch die Möglichkeit, Blöcke für beliebig zusammenhängende Stunden zu definieren.<sup>9</sup> Der maximal zulässig gebotene Preis ist für alle Kontrakte 3.000 €/MWh. Seit An-

7 Die Werte für 2007 sind auf ein Jahr hochgerechnet.

8 Zukünftig sollen auch an den Wochenendtagen zentrale Auktionen durchgeführt werden.

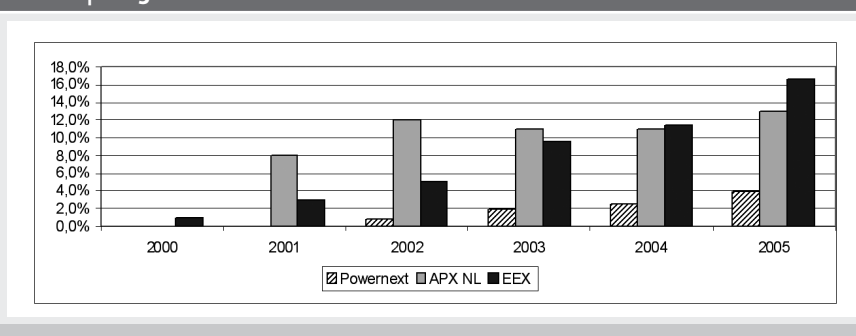
9 Vergleiche §21 der Bedingungen für den Handel an der EEX, die unter <http://www.eex.com/de/document/13393> erhältlich sind.

Abb. 2 | Entwicklung der DA-Handelsvolumina an der EEX<sup>7</sup>



Quelle: EEX

Abb. 3 | Vergleich von DA-Handelsvolumina



Quelle: DG Competition 2007

fang 2008 können auch negative Preisgebote abgegeben werden.

Die Aggregation aller Gebote zu Angebots- und Nachfragefunktionen wird nach §24 der Handelsbedingungen wie folgt durchgeführt. In einem ersten Schritt werden alle Gebote für alle Einzelstunden und für alle Blöcke zu linear interpolierten Verkaufs- beziehungsweise Kaufkurven umgewandelt. Dabei wird für die Einzelstunden der gebotene Preis berücksichtigt, während die Blockgebote zunächst als unlimitiert angenommen werden. Der Marktpreis des ersten Schrittes ergibt sich aus dem Schnittpunkt der resultierenden Angebots- und Nachfragefunktionen.

In einem zweiten Schritt wird nun dasjenige Blockgebot (irreversibel) ausgeschlossen, das bei den Stundenpreisen des ersten Schrittes den höchsten Verlust machen würde, das also den größten Abstand zu den im ersten Schritt ermittelten Marktpreisen hat. Haben zwei Gebote genau den gleichen Abstand, so wird das Gebot mit dem geringeren Volumen ausgeschlossen. Nach diesem Prinzip werden so lange in weiteren Iterationen je einzelne Blöcke ausgeschlossen, bis alle noch nicht ausgeschlossenen Blöcke mindestens ihre Gesamtforderung realisieren können.

Der beschriebene Algorithmus erzeugt im Ergebnis in der Regel für jede Stunde des Folgetages einen Markträumungspreis. Jeder Anbieter, der in einer bestimmten Stunde Strom liefert, erhält den jeweiligen Stundenpreis und jeder Nachfrager, der in einer bestimmten Stunde Strom abnimmt, zahlt ihn. Da alle Marktteilnehmer zu demselben Preis handeln, wird dieser Mechanismus auch „Einheitspreisauktion“ genannt. Es werden keine Seitenzahlungen vorgenommen: Blockgebote werden gemäß des Algorithmus nur dann ausgeführt, wenn die Preisforderung geringer ist als die Summe der Stundenpreise (auf der Angebotsseite), beziehungsweise wenn die Zahlungsbereitschaft höher ist als die Summe der Angebotspreise (auf der Nachfrageseite). Dabei können Blockgebote unter Umständen abgewiesen werden, die bei den ausgewiesenen Stundenpreisen eigentlich bedient werden könnten.

Es kann auch passieren, dass kein Markträumungspreis ermittelt werden kann. Mögliche Gründe dafür sind, dass beim maximal zulässigen Preis die Nachfrage das Angebot übersteigt, dass beim geringstmöglichen Preis das Angebot die Nachfrage übersteigt, oder dass Blockge-



bote Markträumung verhindern. Wenn Angebot und Nachfrage nicht in Übereinstimmung gebracht werden können, erlauben die Handelsbedingungen der EEX-Geschäftsführung, eine zweite Gebotsabgabe der Börsenteilnehmer zu veranlassen. Sollte bei dieser zweiten Auktion auch kein Markträumungspreis ermittelt werden können, so kann die Geschäftsführung alle Blockgebote streichen, die eine Markträumung verhindern. Letztes Mittel zur Erzwingung der Markträumung kann eine pro rata-Zuteilung sein, bei der das unzureichende Angebot anteilig auf die Nachfrage verteilt wird, oder die unzureichende Nachfrage anteilig auf das Angebot verteilt wird (siehe §24 (5) und (6) der Handelsbedingungen für weitere Details).

Sollte bekannt werden, dass die Übertragungskapazität zur Ausführung der in der Stromauktion ermittelten Fahrpläne nicht ausreicht, so kann eine Aufteilung der Märkte in unterschiedliche Preiszonen vorgenommen werden (§24 (4)). Dieser Fall ist bis heute nicht eingetreten, da die Netzkapazitäten innerhalb des Handelsgebietes der EEX ausreichend groß sind, und zudem die an der EEX gehandelten Mengen nur einen kleinen Teil der täglichen Gesamtlast darstellen. Bereits vor dem Börsenhandel geschlossene Verträge sind der EEX in der Regel nicht bekannt und können somit auch nicht berücksichtigt werden. Übertragungsnetzengpässe, die sich aus allen Fahrplananmeldungen der Marktteilnehmer ergeben (also aus der Summe aller an der Börse und vorher beziehungsweise parallel OTC gehandelten Mengen) werden durch Redispatch von Seiten der Übertragungsnetzbetreiber gelöst.

Vor der zentralen Auktion besteht für die Stromanbieter die Möglichkeit, Blöcke im kontinuierlichen Handel zwischen 8 und 12 Uhr zu handeln. Dabei können drei Arten von Blöcken gehandelt werden, Peak (08–20 Uhr), Off Peak (20–08 Uhr) und Base (00–24 Uhr). Seit dem 25. September 2006 besteht darüber hinaus die Möglichkeit, auch nach der zentralen Auktion bilateral über die Plattform der EEX Strom für den folgenden Tag zu handeln, und zwar ab 15 Uhr (das heißt nach Erstellung des ersten, vorläufigen Fahrplans) bis 75 Minuten vor der physischen Lieferzeit des Stroms. Diese Handelphase wird als ‚Intraday Handel‘ bezeichnet und erlaubt den Stromhandel ‚rund um die Uhr‘ bis kurz vor der physischen Erfül-

lung. Außerdem werden an der EEX Futures auf den Day Ahead-Preis der täglichen Auktion, Gas (Day Ahead und Futures), CO<sub>2</sub> Emissionszertifikate und weitere Produkte gehandelt.

## 2.2 Nordpool

Die nordeuropäische Strombörse NordPool umfasst die Marktregionen Norwegen, Schweden, Finnland und Dänemark. Am NordPool wird an sieben Tagen die Woche je 24 Stunden Stromhandel betrieben, also rund um die Uhr. Dabei greifen verschiedene Märkte ineinander, die wir im Folgenden beschreiben werden.

An dem Day Ahead-Markt „Elspot“ können die Marktteilnehmer für jede Stunde des folgenden Tages eine Gebotsfunktion abgeben, die bis zu 62 Preisstufen zusätzlich zu den von NordPool festgesetzten Gebotsunter- und -obergrenzen (0 bzw. 2.000 €/MWh) enthalten kann. Nach der zentralen Auktion, die um 12 Uhr stattfindet, gibt es am NordPool einen Intraday Markt (genannt „Elbas“). Das Marktgebiet umfasst neben Schweden, Finnland und Ost-Dänemark seit dem 10. Januar 2007 auch Deutschland. Der Intraday-Handel beginnt um 14:00 Uhr des Vortages und endet eine Stunde vor physischer Lieferung. Vor der zentralen Stromauktion können im kontinuierlichen Handel Einzelstunden über die Plattform der Börse gehandelt werden. Parallel können über eine Telefonplattform zusätzlich sowohl Stunden als auch Blöcke gehandelt werden.

In der Day Ahead-Auktion sind Blockgebote möglich. Blöcke können aus beliebigen zusammenhängenden Stunden bestehen, mindestens jedoch aus einer Stunde. Während die Stundengebote unabhängig voneinander und auch jeweils teilweise angenommen werden können, kann ein Blockgebot nur in seiner Gesamtheit ausgeführt werden.<sup>10</sup> Darüber hinaus bietet NordPool zwei vergleichsweise innovative Gebotsformate an. Die Bieter haben zunächst die Möglichkeit, jedes ihrer Blockgebote in einer Hierarchie von Mutter-, Tochter- und Enkelgeboten zu platzieren. Nur bei Annahme des in der Hierarchie ranghöheren Blocks kann auch ein Tochter- oder Enkelblock angenommen werden. Diese Konditionierungsoption ermöglicht eine präzisere Berücksichtigung von Kom-

plementaritäten in den Kosten als dies durch Standardblockgebote möglich ist. So kann etwa das Muttergebot die Anfahrkosten auf die erste Einsatzstunde umlegen, so dass die Tochter- und Enkelgebote diese nicht mehr einzupreisen brauchen. Die Gebote können dadurch die Dynamik der tatsächlich auftretenden Kosten besser nachahmen, was tendenziell Bieten erleichtert und Kosteneffizienz fördert.

Hilfreich ist zweitens das so genannte ‚flexible Stundengebot‘. Dabei handelt es sich um ein Verkaufsgebot mit Reservationspreis und fester Menge, das der Stunde mit dem höchsten Markträumungspreis zugerechnet wird, falls der Markträumungspreis über dem Reservationspreis liegt. Dieses Gebotsformat ist sowohl für Bieter als auch für die Börse vorteilhaft. Den Bietern erleichtert es das Lösen intertemporaler Optimierungsprobleme, da Preisprognosen für bestimmte Anwendungen überflüssig werden. Dies gilt einerseits für große industrielle Stromverbraucher auf der Nachfrageseite, die bereit sind, im Fall sehr hoher Marktpreise ihre Produktion für einen begrenzten Zeitraum auszusetzen, um den Strom aus ihren bestehenden Verträgen am Markt verkaufen zu können. Auf der Angebotsseite profitieren Kraftwerke, die in einer gewissen Zeitperiode nur eine begrenzte Strommenge produzieren können, wie Pumpspeicherwerke. Für die Börse ist dieses Gebotsformat interessant, da dadurch Peakstunden zuverlässig entlastet werden.

NordPool ist die einzige europäische Strombörse, an der Market Splitting durchgeführt wird.<sup>11</sup> Der Markt wird dabei in einzelne Teilregionen aufgeteilt, deren Grenzen innerhalb von Norwegen und an den Grenzübergängen zwischen den einzelnen Ländern verlaufen. Falls es für die gleichgewichtige Allokation bei der Stromauktion keine Übertragungsengpässe zwischen zwei Regionen gibt, so ist der Marktpreis für beide Regionen identisch. Kommt es dagegen zwischen zwei Regionen zu Übertragungsengpässen, so können sich die Preise der jeweiligen Regionen nicht vollständig angleichen. Beim Market Splitting werden alle bisher geschlossenen (oft bilateralen) Verträge berücksichtigt, die daher im Vorfeld angemeldet werden müssen. Auch kann Übertragungskapazität innerhalb des Gel-

<sup>10</sup> Möchte man verhindern, dass nur ein Teil eines Gebotes für eine bestimmte Stunde berücksichtigt wird, so kann man es als Blockgebot abgeben.

<sup>11</sup> Wir beschreiben das Market Splitting im Detail in Grimm, Ockenfels und Zöttl (2008).

tungsgebietes des Market Splitting nur dann „blockiert“ werden, wenn auch ein Stromhandelsvertrag existiert, der diese Kapazität zur Durchleitung benötigt. Steht nach der zentralen Day Ahead-Auktion noch Übertragungskapazität an den Grenzen der Staaten zur Verfügung, so kann diese für im Intraday Handel gehandelte Mengen verwendet werden. Insgesamt wird durch diese Regelungen sichergestellt, dass nur dann Kapazitäten ungenutzt bleiben, wenn tatsächlich niemand diese Kapazität nutzen möchte. Innerhalb der übrigen Regionen (Schweden, Finnland und Dänemark) werden Übertragungsnetzengpässe durch Redispatch gelöst.

Externe Netzkapazitäten (zwischen der NordPool-Region und angrenzenden Staaten) werden in expliziten Auktionen vergeben. Solche Auktionen zur Allokation internationaler Übertragungskapazitäten sind seit einigen Jahren an zahlreichen europäischen Grenzen üblich, obwohl sie die Koordination im Vergleich zu impliziten Mechanismen erschweren. Die Erlöse teilen sich in der Regel die Übertragungsnetzbetreiber der angrenzenden Länder. In der Auktion erwirbt man die Übertragungsrechte für einen gewissen Zeitraum und muss dann entsprechend seine Stromhandelsverträge synchronisieren. In naher Zukunft ist jedoch die Kopplung des NordPool mit den Märkten in Deutschland (EEX) und Holland (APX) geplant.<sup>12</sup> Im Rahmen des Market Coupling wird die Vergabe der internationalen Übertragungskapazitäten zwischen den betroffenen Ländern voraussichtlich in den Day Ahead-Börsenhandel integriert.

### 2.3 APX Power NL

An der niederländischen APX (Amsterdam Power Exchange) findet die Auktion seit kurzem um 11:00 Uhr (anstatt wie bisher um 10:30) statt. Dies ermöglicht Market Coupling mit Belgien (BeLPeX) und Frankreich (Powernext). In der zentralen Auktion können sowohl Stunden- als auch Blockgebote zwischen 0,01 und 3.000 €/MWh platziert werden (auch das Intervall der möglichen Gebote wurde aufgrund

<sup>12</sup> Vergleiche hierzu das Memorandum of Understanding vom 2. November 2006 (für Market Coupling zwischen Dänemark und Deutschland) und die Absichtserklärungen zum Market-Coupling im Rahmen der NorNed Verbindung zwischen den Niederlanden und Norwegen. Siehe zum Beispiel [www.nordpoolspot.com](http://www.nordpoolspot.com).

des Market Coupling umgestellt). Blöcke können aus beliebigen zusammenhängenden Stunden bestehen, mindestens jedoch aus einer Stunde. Blöcke können nur in Ihrer Gesamtheit angenommen werden, sowohl bezüglich des angegebenen Volumens als auch bezüglich der angegebenen Zeitspanne. Vor der zentralen Auktion (11:00 Uhr) kann an der APX in Holland kein Strom für den folgenden Tag (DA-Handel) gehandelt werden.

Am 14. September 2006 wurde an der APX ein ‚Intraday- und Strips‘ Markt eingeführt. Hier ist fortlaufender Handel in Anschluss an die Auktion von 12:00 bis 18:00 Uhr des Vortages und von 07:30 bis 18:00 Uhr des Liefertages möglich. Am Strips Markt der APX kann neben beliebigen Einzelgeboten von 15 min Länge eine Reihe von standardisierten Blockkontrakten fortlaufend gehandelt werden (2h Blöcke, Base: 00–24 Uhr, Peak: 07–23 Uhr, Super Peak: 08–20 Uhr, Offpeak: 23–07 Uhr). Es kann nur bis zu 2 Stunden vor physischer Lieferung gehandelt werden.

An der APX spielen Übertragungsengpässe keine explizite Rolle. Sie werden erst nach Fahrplananmeldung durch Redispatch beim holländischen Netzbetreiber berücksichtigt.

Externe Engpässe (außer an den Grenzen zur Übertragung nach Belgien und Frankreich) werden in expliziten Auktionen vergeben. Die Engpässe nach Belgien und Frankreich werden im Rahmen des Market Coupling mit BeLPeX und Powernext vergeben.

Insgesamt ähneln die Regelwerke der APX denen des deutschen Marktes. Anders als in Deutschland gibt es jedoch keinen kontinuierlichen Handel vor der Auktion; dafür gibt es jedoch die Möglichkeit, Blöcke auch nach der Auktion im Intraday-Handel zu handeln. Der Intraday-Handel endet etwas früher (2 Stunden vor der physischen Lieferung, in Deutschland 75 Minuten), und wird zudem nachts ausgesetzt.

### 2.4 Powernext

An der französischen Börse Powernext gibt es Day Ahead fortlaufenden Handel mit 11 standardisierten Blöcken zwischen 07:30 und 11:00 Uhr, sowie eine zentrale Auktion um 11:00 Uhr. Handelbare Produkte sind einzelne Stunden, 11 standardisierte Blöcke oder selbst definierte Blöcke die mindestens zwei Stunden umfassen. Die standardisierten Blöcke umfassen folgende Zeitintervalle: 00–04 Uhr,

04–08 Uhr, 08–12 Uhr, 12–16 Uhr, 16–20 Uhr, 20–24 Uhr, 00–24 Uhr, 08–20 Uhr, 00–06 Uhr, 00–08 Uhr, 08–16 Uhr.

Seit dem 11. Juli 2007 gibt es zudem einen Intraday Markt, auf dem in Anschluss an die Auktion von 11:30 Uhr bis 23:00 Uhr des Vortages und zwischen 07:30 und 23:00 Uhr des Liefertages gehandelt werden kann, und zwar bis zu 60 Minuten vor physischer Lieferung. Auch hier sind die Produkte einzelne Stunden, 11 standardisierte Blöcke oder selbst definierte Blöcke die mindestens zwei Stunden umfassen.

An der französischen Powernext werden außerdem Futures, Gas und CO<sub>2</sub> Emissionsberechtigungen gehandelt. Auch die Organisation des französischen Marktes ähnelt dem deutschen Markt. Der zentrale Unterschied zwischen beiden Ländern ist, dass Frankreich bereits Market Coupling mit angrenzenden Ländern realisiert hat, während sich dies in Deutschland noch in der Planungsphase befindet.

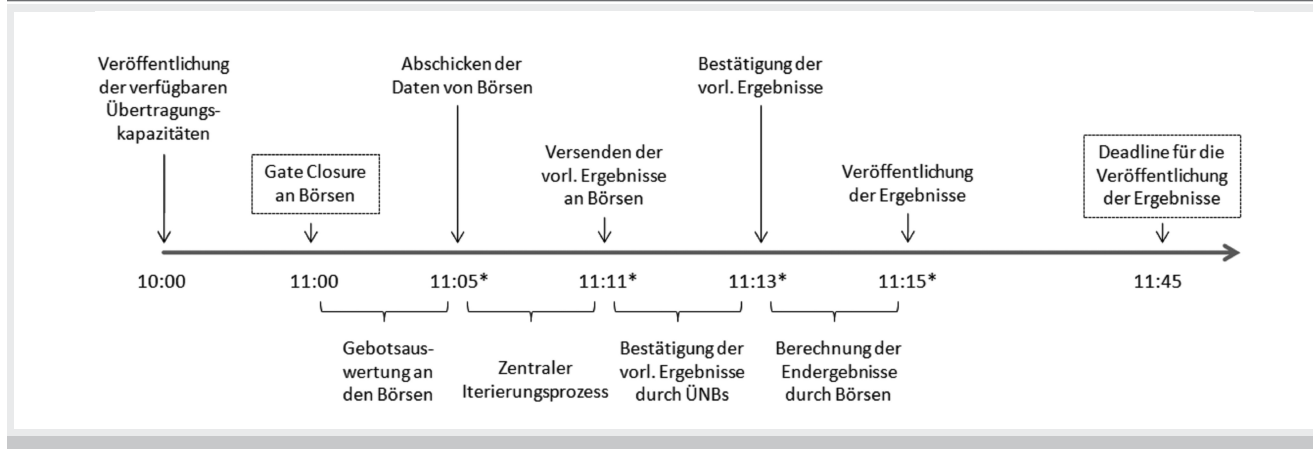
Das Market Coupling zwischen APX, BeLPeX und Powernext im Day Ahead Markt besteht seit dem 22. November 2006. Zu diesem Zweck haben die betroffenen Börsen die relevanten Regeln harmonisiert. Das betrifft vor allem den Zeitpunkt der nunmehr gleichzeitig stattfindenden Day Ahead-Auktionen, der auf 11:00 Uhr gelegt wurde. Es betrifft aber auch technische Details wie Gebotsober- und -untergrenzen (0,01–3.000 €/MWh). Der zeitliche Ablauf des Market Couplings ist in **Abbildung 4** illustriert.

Das Market Coupling der drei Regionen ist nach herrschender Meinung ein Erfolg.<sup>13</sup> Die Auslastung der internationalen Übertragungskapazitäten ist deutlich gestiegen. **Tabelle 2** zeigt, dass in 58 Prozent der Fälle keine Knappheit vorliegt. Zu diesen Zeiten existiert ein gemeinsamer Markt, auf dem alle Marktteilnehmer der drei Staaten vollumfänglich konkurrieren.

Die Erfahrung des Market Coupling zwischen Frankreich, Belgien und den Niederlanden demonstriert vor allen Din-

<sup>13</sup> Im Mai 2008 wurde durch die Fusion von EEX und Powernext der Grundstein gelegt, das Market Coupling auf Deutschland auszuweiten. Auch Luxemburg soll mittelfristig einbezogen werden. Vergleiche hierzu auch das Memorandum of Understanding vom 6. Juni 2007 zwischen den Regulierungsbehörden, den Übertragungsnetzbetreibern, den Strombörsen und den Betroffenen Marktteilnehmern aus den 5 Ländern Belgien, Frankreich, Deutschland, Luxemburg und den Niederlanden.

Abb. 4 | Typischer Zeitablauf des Market Coupling<sup>14</sup>



Quelle: APX

Tab. 2 | Ergebnisse des Market-Couplings, Durchschnittswerte für November 2006 bis August 2007

|            | ein Preis<br>(NL & B & F) | zwei Preise<br>(NL & B/F) |      | drei Preise<br>(NL/B/F) |
|------------|---------------------------|---------------------------|------|-------------------------|
| Häufigkeit | 58 %                      | 28 %                      | 12 % | 2 %                     |

Quelle: APX

gen, dass bei weitem nicht alle Marktregeln harmonisiert werden müssen, um eine Kopplung der zentralen Handelsplätze für Stromstundenkontrakte und eine damit einhergehende effizientere Nutzung der Übertragungskapazität zu erreichen. Wann immer bei gekoppelten Märkten die Anbieter damit rechnen müssen, dass keine Übertragungsknappheiten festgestellt werden (es also nur ein Marktgebiet gibt), stehen sie an der Börse nicht nur inländischer Konkurrenz sondern auch ausländischer Konkurrenz gegenüber. Da der Preis der Day Ahead-Auktion der Referenzpreis ist, auf den sich auch die Termingeschäfte der Börsen beziehen, strahlt die internationale Kopplung der Day Ahead-Auktionen auf das Preisniveau auch der übrigen Stromhandelsmärkte einschließlich aller Termingeschäfte aus. Market Coupling besitzt daher das Potenzial, Preise signifikant dämpfen zu können.

Seit dem 30. Mai 2008 besteht außerdem eine Kooperation zwischen der deutschen Strombörse EEX und der Powernext. Ziel der Kooperation ist ein gemeinsamer Spotmarkt mit Sitz in Paris und eine Terminbörse mit Sitz in Leipzig. Genaue In-

formationen zur geplanten Harmonisierung der Regeln gibt es bisher jedoch nicht.

### 2.5 APX Power UK

Großbritannien war eines der ersten Länder mit liberalisiertem Energiemarkt. Bereits 1992 wurde der so genannte UK-Pool eingeführt. Das zentralisierte Poolmodell wurde jedoch 2001 durch NETA (New Electricity Trading Arrangements) abgelöst. 2005 trat schließlich BETTA (British Electricity Trading and Transmission Arrangements) in Kraft.

Im Ergebnis gibt es in Großbritannien heute einen stark dezentral organisierten Markt, wobei die Marktteilnehmer in einer Sequenz von sich überlappenden Märkten Strom handeln können. Für den Kraftwerkseinsatz und die Koordination mit dem Netzbetreiber sind die Anbieter selbst verantwortlich.

An der einzigen Strombörse, APX Power UK,<sup>15</sup> wird parallel in zwei verschiedenen Märkten Strom gehandelt. Halbe Stunden und kleinere Blockgebote werden an der APX UK am so genannten „Spot

Market“ gehandelt, „größere“ Blöcke im „Prompt Market“.

Am Spot Market wird rund um die Uhr ausschließlich im fortlaufenden Handel gehandelt. Ab sieben Tagen vor der physischen Stromlieferung können die 6 verschiedenen 4-Stunden-Blöcke 23–03 Uhr, 03–07 Uhr, 07–11 Uhr, 11–15 Uhr, 15–19 Uhr, und 19–23 Uhr gehandelt werden. Ab zwei Tagen vor der physischen Lieferung können 2-Stunden-Blöcke (23–01 Uhr, etc.) und einzelne halbe Stunden gehandelt werden. Der kontinuierliche Handel aller Produkte am Spot-Market findet bis zu 60 Minuten vor der physischen Lieferung statt.

Am Prompt Market werden ab sieben Tagen vor der physischen Stromlieferung folgende Blöcke gehandelt: Overnight (23–07 Uhr), Block 3 + 4 (07–15 Uhr), Peak (07–19 Uhr), Off Peak (19–07 Uhr), Extended Peak (07–23 Uhr), und Base (00–24 Uhr). Außerdem werden auch Blöcke explizit für die Wochenenden, sowie Base und Peak Kontrakte für eine gesamte Woche gehandelt. Das Price Fixing findet auf dem Prompt Market zwei Mal täglich statt, um 12:00 und um 18:00 Uhr.

Weder werden Übertragungskapazitäten ins Ausland noch potenzielle Engpässe innerhalb des Marktgebietes beim Verkauf an der Börse berücksichtigt.

Außerdem werden an der APX UK Forward-Kontrakte gehandelt (also langfristige Verträge mit physischer Erfüllung), sowie CO<sub>2</sub> Emissionszertifikate.

Während die Makrostruktur auch in Großbritannien der deutschen Struktur recht ähnlich ist, unterscheidet sich das Markt- und Mikrodesign in einigen zentralen Aspekten. Der wichtigste ist das Fehlen ei-

14 Mit (\*) gekennzeichnete Uhrzeiten bezeichnen nur einen typischen Verlauf.

15 Sie ist im Besitz der APX-Group, ebenso wie die Holländische Strombörse APX Power NL. In der Übergangsphase gab es mehrere parallel operierende Handelsplätze.

ner zentralen Stromauktion für den Day Ahead-Handel, wie er in allen anderen diskutierten Börsenplätzen präsent ist. Als Folge existiert in Großbritannien auch kein eindeutiger Stromreferenzpreis für die Markträumung. Dies reduziert die Transparenz des Stromhandels und erhöht die Wahrscheinlichkeit für Ineffizienzen, da Arbitragegeschäfte erschwert werden.

Das britische Design illustriert zugleich die zentrale Rolle eines täglichen Referenzpreises, der sich typischerweise im Day-Ahead-Handel ergeben sollte. Im Börsenhandel in Großbritannien findet die Pay-as-bid Regel Anwendung. Pay-as-bid Mechanismen erschweren gewissermaßen per Definition die Findung eines eindeutigen Referenzpreises, auf den sich Arbitragegeschäfte und der Stromhandel insgesamt beziehen können, und sie reduzieren dadurch die Transparenz. Dies trägt möglicherweise auch zu einem zentralen Problem an der APX UK bei: die unzureichende Liquidität, die bei nur etwa 3 Prozent der Last liegt. Die geringe Akzeptanz der Börse ist selbstverstärkend und führt dazu, dass die Liquidität in letzter Zeit zunehmend zurückgeht.

## 2.6 OMEL

Auch der spanische Markt ist als eine Sequenz von sich überlappenden Märkten organisiert. Die Firmen können langfristige bilaterale Geschäfte abschließen oder am Day Ahead- und am Intraday-Markt der Strombörse OMEL/OMIE (Operador del Mercado de Electricidad/Operador del Mercado Iberico, Espana) handeln. Ähnlich zu den bisher beschriebenen Strommärkten findet auch hier eine zentrale Stromauktion zur Markträumung (um 10:00 Uhr), sowie Intraday-Handel statt. Die prinzipielle Konzeption dieses Strommarktes ist also den bisher analysierten Märkten ähnlich.

Es gibt jedoch eine ganze Reihe besonderer Regelemente, die den spanischen Markt von anderen Börsenbasierten Marktdesigns unterscheiden. So ist die Teilnahme am Handel an OMEL/OMIE zwar prinzipiell freiwillig; allerdings erhalten die Anbieter für den Spot-Handel an der Börse Sonderzahlungen, so genannte Kapazitätszahlungen, die den Handel auf dieser Plattform attraktiver machen als den reinen bilateralen Handel etwa im Rahmen von OTC-Geschäften. Dies ist der Grund, warum am Spotmarkt der spanischen Börse im Vergleich zu an-

deren Handelsplätzen mit Abstand am meisten gehandelt wird (Tabelle 1).

Eine weitere mit wettbewerblicher Preisfindung unvereinbare Kuriosität im spanischen Markt ist, dass in einer weiter andauernden „Übergangsphase“ nach der Liberalisierung den Anbietern die Differenz zwischen Endverbraucherpreis und Börsenpreis (abzüglich der entstehenden Transaktionskosten) ausgezahlt wird. Diese Zahlungen werden als „Competition Transition Cost“ bezeichnet (siehe Fabra und Crampes 2005 für mehr Details).

Am Day Ahead-Markt können die Marktteilnehmer, wie auch an den anderen Strombörsen, Gebote für Einzelstunden und Blöcke für den folgenden Tag abgeben. Darüber hinaus sind weitere Spezifizierungen der Gebote zulässig. Insbesondere ist es möglich, Unteilbarkeiten, und Mindest-Erträge, Last-Gradienten, und geplante Wartungszeiten zu spezifizieren. Solche mehrteiligen Gebote erlauben es, Komplementaritäten und sonstige Besonderheiten bei der Stromerzeugung präziser auszudrücken als dies mit Blockgeboten möglich ist, wie sie an den übrigen Marktplätzen zur Verfügung stehen. Zugleich gilt jedoch, dass komplexere Gebotsformate aufgrund der hohen Liquidität in Spanien auch besonders notwendig sind, da Komplementaritäten nicht gleichermaßen durch außer-börsliche Geschäfte berücksichtigt werden können, wie dies etwa in Deutschland der Fall ist.<sup>16</sup> Zudem sind die mit mehrteiligen Geboten verbundene Seitenzahlungen leichter durchsetzbar, wenn die Marktteilnehmer durch die Kapazitätszahlungen gewissermaßen an die Börse gefesselt sind. Es ist jedoch unwahrscheinlich, dass die zugrunde liegenden Algorithmen zur Berechnung der Allokation und Seitenzahlungen Effizienz erzeugen können.

Im Anschluss an die zentrale Auktion findet der Intraday Handel statt. Anders als an den übrigen Strommärkten, wo der Intraday Handel stets im fortlaufenden Handel eingebettet ist, ist der Intraday Handel in Spanien in sechs aufeinander folgenden Auktionen organisiert. Die gehandelten Produkte sind dieselben, die auch im Day Ahead-Spotmarkt gehandelt werden. Der Intraday Handel ist bis zu 135 Minuten vor der physischen Lieferung möglich. Eine sequenzielle Abfolge von Stromauktionen kann jedoch auch Raum

für Koordinationsversagen und Prognosefehler erzeugen, die im fortlaufenden Handel nicht zu erwarten sind (Milgrom 2004).

Mögliche Netzengpässe innerhalb Spaniens werden beim Stromhandel an der Börse nicht berücksichtigt, sondern werden im Nachhinein durch Redispatch gelöst. Auch die Übertragungskapazitäten zu den Nachbarländern Portugal und Frankreich finden bisher keine Berücksichtigung beim Handel an den Spotmärkten. Seit einiger Zeit gibt es jedoch detaillierte Planungen, die Elektrizitätsmärkte der Iberischen Halbinsel im Rahmen von Market Splitting vollständig zu integrieren. Dies soll unter dem Dach des Iberischen Market Operators OMI im Rahmen des MIBEL-Projekts stattfinden. Dabei würden die Marktaktivitäten auf beide Länder aufgeteilt werden, der gesamte Spothandel würde dann ausschließlich an der Spanischen Börse OMEL/OMIE getätigt werden, alle langfristigen Handelsgeschäfte ausschließlich an der portugiesischen Börse OMIP. Insbesondere die Marktintegration der Spotmärkte und die damit in Verbindung stehenden verbundenen Fragen bezüglich des Managements der Engpasskapazitäten gestalten sich jedoch als problematisch. Portugal favorisiert Redispatch, Spanien favorisiert jedoch Market Splitting nach dem Vorbild des Nordpools.

Eine weitere Besonderheit des spanischen Marktes ist es, dass die Endverbraucherpreise fixiert sind. In der Praxis wird der regulierte Endverbraucherpreis zuweilen wie ein Price Cap auf den Börsenpreis interpretiert. Es ist jedoch ungeklärt, was passiert, wenn die Beschaffungspreise an der Börse über den regulierten Endverbraucherpreis steigen.

Insgesamt vereint der spanische Markt eine Reihe von Abweichungen von Grenzkostenpreissetzung und nicht-wettbewerblicher Elemente bei der Entlohnung der Erzeuger sowie eine Vielzahl von Sonderregelungen und Seiten- und Zusatzzahlungen. Die Folge ist ein vermutlich vergleichsweise ineffizienter Handel, der letztlich zu relativ hohen Strompreisen führen dürfte.

## 3. Fazit

Die Einheitspreisauktion ist aufgrund ihrer vorteilhaften Eigenschaften die in allen liberalisierten Strommärkten domi-

<sup>16</sup> Vgl hierzu Meeus, Verhaegen und Belmans (2005).



nierende Preisfindungsregel im Day-Ahead Handel. In Europa hat sich lediglich Großbritannien gegen die Einheitspreisauktion entschieden, mit allenfalls gemischtem Erfolg. Das Fehlen eines Referenzpreises und die vermutlich damit einhergehende mangelnde Liquidität an der Strommarktbörse, die Anreize für strategisches Bieten auch in kompetitiven Strommärkten, und die sich selbstverstärkenden Anreize zur Marktmachtausübung wirken sich tendenziell negativ auf die Markteffizienz aus.

Während die meisten europäischen Strombörsen dieselbe Preisregel verwenden, unterscheiden sie sich doch hinsichtlich der zulässigen Gebotsformate. ‚Konditionale‘ und ‚flexible‘ Gebote, wie sie im NordPool zur Anwendung kommen, sowie die Möglichkeit negativer Preisgebote (wie sie seit kurzem an der EEX möglich sind) können die strategische Komplexität der Marktteilnehmer reduzieren, so dass die Auktion den Komplementaritäten in der Stromerzeugung besser gerecht werden kann. Eine Flexibilisierung der Gebotsformate kann sowohl residuale kurzfristige als auch langfristige Effizienzpotenziale der Stromerzeugung ausschöpfen und damit Preise tendenziell dämpfen. Dies gilt umso mehr, als die Liquidität und Bedeutung des börslichen Handels im Zuge der Market Coupling Bemühungen steigen dürfte, und dadurch der Bietflexibilität eine wichtigere Rolle für die Kosteneffizienz zukommt.<sup>17</sup>

Große Unterschiede gibt es bei dem Grad der internationalen Koordination und grenzüberschreitenden Kopplung der hier betrachteten Strommärkte. Koordinationsbemühungen sind in vielerlei Hinsicht besonders geeignet, Strommärkte auf ein robusteres Fundament zu stellen. Das in vielen Staaten vorangetriebene Market Coupling erlaubt die effiziente Koordination von Erzeugung, Übertragung und Regelenergie, die andernfalls (durch ‚explizite‘ Mechanismen) nur ineffizient gelingen kann. Effizientes Engpassmanagement führt gleichermaßen zu größeren relevanten Märkten, da Marktmachtausübung stärker durch grenzüberschreitenden Stromaustausch diszipliniert werden kann. Beide Effekte des Market Coupling haben das Potenzial, Kosten und

Preise signifikant zu reduzieren und den Wettbewerb signifikant zu erhöhen. Zugleich führt Market Coupling gewissermaßen automatisch zu mehr Transparenz und Fairness im Wettbewerb, da die für Wettbewerb relevanten Informationen über Knappheiten und relative Preise in den verschiedenen interdependenten Märkten ebenfalls gekoppelt werden, und synchronisiert mit dem Stromhandel von allen Marktteilnehmern gleichermaßen berücksichtigt werden können.

## Literatur

- Allaz, B. und J.-L. Vila (1993). "Cournot Competition, Forward Markets and Efficiency." *Journal of Economic Theory*, 59, 1–16.
- Bartholomew, M. (2004). "The UK electricity market – from pool to exchange." in: Roggenkamp M. und Boisseleau F. (Hrsg.). "The regulation of power exchanges in Europe." *Energy & Law 2 Series*, 311.
- Borenstein, S. (2002). "The Trouble with Electricity Markets: Understanding California's Restructuring Disaster." *Journal of Economic Perspectives*, 16(1), 191–211.
- Brunekreeft, G., S. Twelemann (2005). "Regulation, Competition and Investment in the German Electricity Market: RegTP or REGTP." *The Energy Journal*, 26 (Sonderausgabe), 99–126.
- Cramton, P., und S. Stoft (2005). "Forward Reliability Markets: Less Risk, Less Market Power, More Efficiency." *Utilities Policy*, forthcoming, 2008.
- Crampes C. und Fabra N. (2005). "The Spanish Electricity Industry: Analysis and Prospects." *The Energy Journal*, Special Issue on European Electricity Liberalisation, 127–154.
- DG Competition (2007a). "Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005." DG Comp 26th February 2007, Prepared by London Economics in association with Global Energy Decisions.
- DG Competition (2007b). "Energy Sector Inquiry der Europäischen Kommission." (2007). Erhältlich unter: [http://ec.europa.eu/comm/competition/antitrust/others/sector\\_inquiries/energy/#final](http://ec.europa.eu/comm/competition/antitrust/others/sector_inquiries/energy/#final)
- DG TREN (2004). "Analysis of cross-border congestion management methods for the EU internal electricity market. Studie von Frontier economics und Consentec." *Schlussbericht*, erhältlich unter: <http://europa.eu.int/comm/energy>.
- DG TREN (2006). "Quarterly Review of European Electricity and Gas Prices", 8, September 2006.
- EEX (2007). "Bedingungen für den Handel an der EEX." Dokumentversion 13A, Leipzig 1. Sept 2007.
- EEX-Pressemitteilung vom 30.05.2008, „Koope-ration EEX-Powernext: Zukunftsweisender Schritt auf dem Weg zum europäischen Strommarkt“.
- Ehlers, N. und Erdmann, G. (2007). "Kraftwerk aus, Gewinne rauf? Wird er Preis in Leipzig manipuliert?" *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 57(5), 42–45.
- Fabra, N. und C. Crampes (2005). "The Spanish Electricity Industry: Plus ça change..." Cambridge Working Papers in Economics, number 0502.
- Gatzen, C., Ockenfels, A., und Peek, M. (2005). "Sind die Gesetze des Wettbewerbs auf dem Strommarkt außer Kraft gesetzt? – Analyse der Strompreisentwicklung auf dem Großhandelsmarkt in Deutschland." *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 50(11), et spezial, 4–11.
- Grimm, V., Ockenfels, A. und G. Zöttl (2008). Strommarktdesign: Zur Ausgestaltung der Auktionsregeln an der EEX. Zeitschrift für Energiewirtschaft, 3, 2008.
- Madlener R. und Kaufmann M. (2002). "Power exchanges spot market trading in Europe: theoretical considerations and empirical evidence." Verfügbar unter: <http://www.oscogen.ethz.ch>.
- Meus, L., K. Verhaegen und R. Belmans (2005). "Pricing in Electricity Energy Auctions with Block Orders." Working paper.
- Milgrom, P. (2004). "Putting Auction Theory to Work." Cambridge University Press.
- Newbery, D. (2003). "The effect of NETA on wholesale electricity prices." Working Paper 59854, Department of Applied Economics, Cambridge, UK.
- Newbery, D. (2004). "Electricity Liberalisation in Britain: the quest for a satisfactory wholesale market design."
- Ockenfels, Axel (2007). "Marktmachtmessung im deutschen Strommarkt in Theorie und Praxis: Kritische Anmerkungen zur London Economics-Studie." Studie im Auftrag der RWE AG. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 57(9), 12–29.
- Schwarz, H.-G. und Lang, C. (2006). "The Rise in German Wholesale Electricity Prices: Fundamental Factors, Exercise of Market Power, or both?" IWE Working Paper Nr. 02 2006.
- van Damme, E. (2005). "Liberalizing the Dutch Electricity Market 1998-2004." *The Energy Journal*, 26, Sonderausgabe.

<sup>17</sup> Vergleiche Grimm, Ockenfels und Zöttl (2008). Dort führen wir aus, dass es umso wichtiger wird, in der Auktion allokativer Effizienz zu erreichen je größer der Anteil des Gesamtverbrauchs ist, der über die Auktion gehandelt wird.