

DIPLOMARBEIT

Grenzkostenanalyse und grenzüberschreitender Stromhandel in West- u. Zentraleuropa

ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades eines
Diplom-Ingenieurs unter der Leitung von

Ao. Univ.-Prof. Dr. Reinhard Haas

und

Dipl.-Ing. Christian Redl

am

E373

Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft

eingereicht an der Technischen Universität Wien
Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik

von

Ing. Thomas Kuntschik

Wien, am 07.09.2008

Danksagung

Zuerst möchte ich mich bei Ao. Univ.-Prof. Dr. Reinhard Haas dafür bedanken, dass er mir die Durchführung dieser Diplomarbeit ermöglicht hat.

Meinem Betreuer Dipl.-Ing. Christian Redl danke ich für seine großartige Unterstützung und seine kritischen Anregungen.

Besonders herzlich bedanke ich mich bei meiner Freundin **Claudia** für ihren Beistand, ihre Rücksicht und ihre unendlich große Geduld.

Kurzfassung

Durch die Liberalisierung des europäischen Energiemarktes sollte ein durch Wettbewerb geprägter gemeinsamer Elektrizitätsmarkt entstehen. Derzeit ist Europa noch durch Teilmärkte mit unterschiedlichen Strompreisniveaus gekennzeichnet. Im Teilmarktgebiet Österreich, Deutschland, Frankreich und der Schweiz liegen die Großhandelsstrompreise teilweise deutlich über den Grenzkosten der Erzeugung. Durch die Einführung von expliziten und impliziten Auktionen von grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten kam es zu Strompreisangleichungen zwischen verschiedenen Märkten.

Um zukünftig mehr Wettbewerb zu erreichen, bedarf es unter anderem verbraucherseitiger Maßnahmen und eines verbesserten grenzüberschreitenden Stromhandels.

Abstract

The liberalisation of the European energy market should create a common competitive electricity market. Currently, Europe is characterized by sub-markets with different price levels. In the sub-market Austrian, Germany, France and Switzerland the wholesale electricity prices are at certain periods significantly higher than the marginal cost of production. The introduction of explicit and implicit auctions of cross-border transmission capacities led to electricity price adjustments between different markets.

In order to reach more competition in the future, besides other measures Demand-Side-Measures and an improved cross-border trade in electricity are needed.

Inhaltsverzeichnis

<i>Abbildungsverzeichnis</i>	7
<i>Tabellenverzeichnis</i>	11
<i>Abkürzungsverzeichnis</i>	12
1 Einleitung	14
1.1 Motivation für diese Arbeit	14
1.2 Ziel dieser Arbeit	15
1.3 Aufbau dieser Arbeit	16
2 Grundsätzliches zur Liberalisierung der Strommärkte	17
2.1 Motivation zur Restrukturierung	17
2.2 Begriffe	17
2.3 Die Liberalisierung in Europa	20
3 Methodik und Theorie	22
3.1 Theorie zur Grenzkostenanalyse	22
3.2 Theorie zum grenzüberschreitenden Stromhandel	26
3.2.1 Definitionen von Übertragungsleitungskapazitäten	27
3.2.2 Explizite Auktionen.....	29
3.2.2.1 Einführung	29
3.2.2.2 Jährliches Auktionsbeispiel	31
3.2.2.3 Nachteile der Expliziten Auktion.....	32
3.2.3 Implizite Auktionen.....	32
3.2.3.1 Einführung	32
3.2.3.2 Market Coupling Konzept (2 Länderbeispiel)	34
3.2.3.3 „Market Coupling“ Prozessübersicht.....	41
3.2.3.4 Vorteile der Impliziten Auktion.....	42
3.2.4 Open Market Coupling (OMC)	43
3.2.5 Lastflussbasierendes Konzept mit PTDF-Ansatz	43
4 Datenerhebung	45
4.1 Elektrische Stromerzeugungsstrukturen	45

4.1.1	Österreichische Erzeugungsstruktur	45
4.1.2	Schweizer Erzeugungsstruktur	47
4.1.3	Deutschlands Erzeugungsstruktur	48
4.1.4	Frankreichs Erzeugungsstruktur	49
4.2	Elektrischer Stromverbrauch versus Erzeugung	50
4.3	Erzeugungskoeffizienten der Laufkraftwerke	52
4.4	Gas und Kohlepreise	53
4.5	CO₂ – Zertifikatspreise	55
4.6	Emissionsfaktoren	56
4.6.1	Berechnung des Emissionsfaktors für Erdgas	56
4.6.2	Weitere Emissionsfaktoren.....	58
4.7	Großhandelsstrompreise.....	59
4.7.1	Spotmarktpreise im Teilmarktgebiet A, CH, DE und FR.....	59
4.7.2	Spotmarktpreise der Länder DE, A, CZ und PL.....	61
4.7.3	Spotmarktpreise der Länder FR, NL und BE	63
4.7.4	Spotmarktpreisübersicht der untersuchten europäischen Länder	64
4.8	Auktionsdaten.....	65
5	<i>Grenzkostenmodell.....</i>	66
5.1	Rahmenbedingungen.....	66
5.2	Aufgabenstellung	66
5.3	Vorgehensweise.....	66
5.4	Das Prinzip der Grenzkostenanalyse.....	66
5.5	Modellannahmen	67
5.6	Grenzkostenberechnung	68
5.6.1	Erzeugungs- und Verbrauchssummierung.....	68
5.6.2	Grundlastermittlung.....	69
5.6.3	Grenzkosten der Fossilen-Kraftwerke	70
5.6.4	Grenzkosten und Grenzkostenkraftwerk	71
5.7	Statische Grenzkostenkurve	72
5.8	Preis versus Grenzkostenmodell	74
5.8.1	Grundlast	74

5.8.2	Spitzenlast	78
6	<i>Auktionsergebnisse</i>	80
6.1	Explizite Auktionsergebnisse	80
6.1.1	Bilaterale Kapazitätsauktionen von Tschechien nach Österreich.....	80
6.1.2	Koordinierte Kapazitätsauktionen zwischen DE, CZ und PL	86
6.1.2.1	Koordinierte Kapazitätsauktionen von CZ nach DE.....	88
6.1.2.2	Koordinierte Kapazitätsauktionen von PL nach DE	91
6.1.2.3	Koordinierte Kapazitätsauktionen von PL nach CZ	93
6.2	Implizite Auktionsergebnisse zwischen FR, NL und BE	95
7	<i>Schlussfolgerungen</i>	101
8	<i>Zusammenfassung</i>	106
9	<i>Literaturverzeichnis</i>	112
Anhang	118

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Liberalisierung der Strommärkte (die „Freie Wahl“). Quelle: Haas, 2003.....	18
Abbildung 2: Tarifbestimmung versus Preisbildung. Quelle: Haas, 2003.....	18
Abbildung 3: Monopolpreisbildung als privates Unternehmensziel. Quelle: Haas, 2003.....	19
Abbildung 4: Unbundling. Quelle: Haas, 2003.....	20
Abbildung 5: Preisbildung auf Strommärkten (Systemgrenzkosten). Quelle: Haas, 2003.....	23
Abbildung 6: Einflussparameter auf die Angebots- und Nachfragekurve. Quelle: Haas, 2004.....	24
Abbildung 7: Erhöhter Marktpreis durch Gaming oder durch strategischen Kraftwerkseinsatz. Quelle: Haas, 2003.....	25
Abbildung 8: Definitionen von Übertragungsleitungskapazitäten. Quelle: ETSO, 2001.....	28
Abbildung 9: Preisbildung im isoliertem Markt A.	34
Abbildung 10: Preisbildung im isoliertem Markt B.....	35
Abbildung 11: Preisbildung im vollständig gekoppeltem Markt A+B	35
Abbildung 12: Market Coupling mit ausreichenden ATC's. Quelle: Belpex et al., 2006.....	36
Abbildung 13: Market Coupling mit beschränkten ATC's. Quelle: Belpex et al., 2006.....	37
Abbildung 14: NEC als Differenzbildung von Angebot und Nachfrage. Quelle: Belpex et al., 2006 und Frontier Economics et al., 2006	38
Abbildung 15: Gespiegelte NEC vom Importmarkt B. Quelle: Belpex et al., 2006 und Frontier Economics et al., 2006	39
Abbildung 16: NEC's mit ausreichenden ATC's. Quelle: Belpex et al., 2006 und Frontier Economics et al., 2006	39
Abbildung 17: NEC's mit beschränkten ATC's. Quelle: Belpex et al., 2006 und Frontier Economics et al., 2006	40
Abbildung 18: Market Coupling Prozessübersicht. Quelle: Belpex (2008a).....	41

Abbildung 19: Die elektrische Erzeugungsstruktur von Österreich (2006). Quellen: UCTE, E-CONTROL; eigene Darstellung.....	46
Abbildung 20: Die elektrische Erzeugungsstruktur der Schweiz (2006). Quellen: UCTE, BFE; eigene Darstellung.....	47
Abbildung 21: Die elektrische Erzeugungsstruktur von Deutschland (2006). Quellen: UCTE, BDEW, Heimerl; eigene Darstellung	49
Abbildung 22: Die elektrische Erzeugungsstruktur von Frankreich (2006). Quellen: UCTE; eigene Darstellung	50
Abbildung 23: Elektrische Erzeugung und Verbrauch (A, CH, DE, FR). Quelle: UCTE	51
Abbildung 24: Summen- Erzeugung und Verbrauch (A+CH+DE+FR). Quelle: UCTE	52
Abbildung 25: LW-Erzeugungskoeffizienten (1999-2007). Quelle: E-CONTROL	53
Abbildung 26: Primärenergiepreise. Quellen: BAFA, BMWI	54
Abbildung 27: CO ₂ – Zertifikatspreise. Quellen: EEX, EXAA.....	56
Abbildung 28: Spotmarktpreise Base-load (A, CH, DE und FR). Quellen: EEX, EXAA, Powernext.....	59
Abbildung 29: Spotmarktpreise Base – u. Peak-load. Quelle: EEX	61
Abbildung 30: Spotmarktpreise Base-load (DE, A, CZ und PL). Quellen: EEX, EXAA, OTE, POLPX, OENB	62
Abbildung 31: Spotmarktpreise Base-load (FR, NL und BE). Quellen: Powernext, APX, Belpex	63
Abbildung 32: Spotmarktpreisübersicht Base-load (DE, A, CH, FR, NL, BE, CZ und PL). Quellen: EEX, EXAA, Powernext, APX, Belpex, OTE, POLPX	64
Abbildung 33: Grenzkosten Sommermonat. Quellen: UCTE, E-Control, BFE, BDEW, BAFA, BMWI, EEX, EZV; eigene Berechnung	72
Abbildung 34: Grenzkosten Wintermonat. Quellen: UCTE, E-Control, BFE, BDEW, BAFA, BMWI, EEX, EZV; eigene Berechnung	73
Abbildung 35: EEX-Preis und Grenzkosten Base. Quellen: UCTE, E-Control, BFE, BDEW, BAFA, BMWI, EEX, EZV, Müsgens; eigene Berechnung.....	74

Abbildung 36: Preiseinfluss durch Laufwasserverfügbarkeit. Quellen: UCTE, E-Control, BFE, BDEW, BAFA, BMWI, EEX, EZV; eigene Berechnung	75
Abbildung 37: EEX-Preis und Grenzkosten Base mit Grundlastfaktor. Quellen: UCTE, E-Control, BFE, BDEW, BAFA, BMWI, EEX, EZV, Müsgens; eigene Berechnung	77
Abbildung 38: Preis und Grenzkosten Peak. Quellen: UCTE, E-Control, BFE, BDEW, BAFA, BMWI, EEX, EZV, Müsgens; eigene Berechnung	78
Abbildung 39: Jahreskapazitätsauktion von CZ nach A vs. Preisdifferenz. Quellen: Auction Office, EXAA, OTE.....	81
Abbildung 40: Monatskapazitätsauktion von CZ nach A vs. Preisdifferenz. Quellen: Auction Office, EXAA, OTE.....	82
Abbildung 41: Stündliche Kapazitätsauktion von CZ nach A vs. Preisdifferenz. Quellen: Damas, EXAA, OTE.....	83
Abbildung 42: Monatsmittelwerte der stündlichen Kapazitätsauktionen von CZ nach A vs. Preisdifferenzen. Quellen: Damas, EXAA, OTE.....	85
Abbildung 43: Auktionskapazitäten von CZ nach A. Quelle: Auction Office, Damas.....	85
Abbildung 44: Summe der Jahres- Monats und Tagesauktionskapazitäten. Quelle: Auction Office, Damas.....	86
Abbildung 45: Prinzip der Kapazitätszuteilung der koordinierten Auktion zwischen DE, PL, CZ und der Slowakei. Quelle: E-trace, 2008b	87
Abbildung 46: Kapazitätsauktion von CZ nach DE(E.ON) vs. Preisdifferenz. Quellen: E-trace, EEX, OTE.....	88
Abbildung 47: Kapazitätsauktion von CZ nach DE(VE-T) vs. Preisdifferenz. Quellen: E-trace, EEX, OTE.....	89
Abbildung 48: Auktionskapazitäten von CZ nach DE(E.ON). Quelle: E-trace ...	90
Abbildung 49: Auktionskapazitäten von CZ nach DE(VE-T). Quelle: E-trace....	91
Abbildung 50: Kapazitätsauktion von PL nach DE(VE-T) vs. Preisdifferenz. Quellen: E-trace, EEX, POLPX.....	92
Abbildung 51: Auktionskapazitäten von PL nach DE(VE-T). Quelle: E-trace....	93
Abbildung 52: Kapazitätsauktion von PL nach CZ vs. Preisdifferenz. Quellen: E-trace, OTE, POLPX.....	94

Abbildung 53: Auktionskapazitäten von PL nach CZ. Quelle: E-trace	95
Abbildung 54: Verfügbare und zugeteilte Leitungskapazitäten zwischen FR und BE. Quelle: Etsovista	96
Abbildung 55: Strompreisdifferenzen und Anzahl der stündlichen Engpässe zwischen FR und BE. Quelle: Powernext, Belpex, Etsovista	97
Abbildung 56: Verfügbare und zugeteilte Leitungskapazitäten zwischen NL und BE. Quelle: Etsovista	98
Abbildung 57: Strompreisdifferenzen und Anzahl der stündlichen Engpässe zwischen NL und BE. Quelle: APX, Belpex, Etsovista.....	99
Abbildung 58: Preis und Grenzkosten. Quellen: UCTE, E-Control, BFE, BDEW, BAFA, BMWI, EEX, EZV; eigene Berechnung	107
Abbildung 59: Explizite Kapazitätsauktionen von CZ nach DE(E.ON). vs. Preisdifferenz. Quellen: E-trace, EEX, OTE	108
Abbildung 60: Stündliche Kapazitätsauktion von CZ nach DE(E.ON) vs. Preisdifferenz. Quellen: E-trace, EEX, OTE	109
Abbildung 61: Strompreisdifferenzen und Anzahl der stündlichen Engpässe zwischen FR und BE. Quelle: Powernext, Belpex, Etsovista	110
Abbildung 62: Stündliche Kapazitätsauktion von CZ nach DE(E.ON) vs. Preisdifferenz. Quellen: E-trace, EEX, OTE	118
Abbildung 63: Stündliche Kapazitätsauktion von CZ nach DE(VE-T) vs. Preisdifferenz. Quellen: E-trace, EEX, OTE	119
Abbildung 64: Stündliche Kapazitätsauktion von PL nach DE(VE-T) vs. Preisdifferenz. Quellen: E-trace, EEX, POLPX.....	120
Abbildung 65: Stündliche Kapazitätsauktion von PL nach CZ vs. Preisdifferenz. Quellen: E-trace, OTE, POLPX.....	121

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Explizite Tagesauktionen in Europa. Quelle: Etsovista, 2008a	30
Tabelle 2: Jährliches Auktionsbeispiel. Quelle: Auction-Office, 2007	31
Tabelle 3: Implizite Auktionen in Europa. Quelle: Etsovista, 2008b	33
Tabelle 4: Molekulargewichte verschiedener Stoffe . Quelle: (Fasching, 1987)..	57
Tabelle 5: CO ₂ – Emissionsfaktoren. Quelle: (EZV, 17.9.2007).....	58
Tabelle 6: Struktogramm zur Grenzkostenberechnung. Quelle: eigene Berechnung	71

Abkürzungsverzeichnis

A	Österreich
APG	Austrian Power Grid
ATC	Available Transfer Capacity
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BE	Belgien
BFE	Bundesamt für Energie
BMWI	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
bzw.	beziehungsweise
CH	Schweiz
CZ	Tschechien
DE	Deutschland
d.h.	das heißt
EE	Erneuerbare Energie
EEX	European Energy Exchange
ELWOG	Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz
etc.	et cetera
ETSO	European Transmission System Operators
€/tSKE	Euro je Tonne Steinkohleäquivalent
EU	Europäische Union
EXAA	Energy Exchange Austria
EZV	Eidgenössische Zollverwaltung
FR	Frankreich
GWh	Gigawattstunde
LW	Laufwasser
MCP	Market Clearing Price
MWh	Megawattstunde
NEC	Net Export Curve
NL	Niederlande
OTE	Tschechischer Energiemarkt Operator

Abkürzungen

PL	Polen
POLPX	Polish Power Exchange
PTDF	Power Transfer Distribution Factor
SP	Speicherwasser
SWEP	Schweizer Energiepreisindex
TJ	Terajoule
TSO	Transmission System Operator
TWh	Terawattstunde
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
usw.	und so weiter
z.B.	zum Beispiel

1 Einleitung

Ende der 90er Jahre begann in den meisten europäischen Ländern die Restrukturierung der elektrischen Energiemärkte, welche bis heute andauert.

Eingeleitet wurde dieser Prozess durch die Direktive 96/92/EC des Europäischen Parlaments und des Rats, bezüglich gemeinsamer Regeln im elektrischen Binnenmarkt (EC, 1997).

Ziel dieser Restrukturierung ist die Schaffung eines gemeinsamen europäischen Elektrizitätsmarktes, welcher durch starken Wettbewerb zu einheitlich niedrigen Strompreisen in Europa führen soll.

1.1 Motivation für diese Arbeit

In liberalisierten Strommärkten bilden sich die Großhandelsstrompreise am freien Markt.

Dieser von der EU gewünschte gemeinsame Elektrizitätsmarkt ist jedoch wegen nicht ausreichender Übertragungsleitungskapazitäten und wegen unterschiedlichen Netzzugangsbestimmungen in einzelne Teilmärkte gegliedert (Haas et al., 2006).

Ein derartiger Teilmarkt, wie in die Länder Österreich, Schweiz, Deutschland und Frankreich bilden, ist durch ausreichende Übertragungsleitungskapazitäten zwischen den Ländergrenzen gekennzeichnet.

Will man nun die Höhe des Strompreises in diesem Teilmarkt bewerten, so sind die gemeinsamen kurzfristigen Grenzkosten- und Nachfragekurven dieser Länder zu modellieren, was einen Teil dieser Arbeit darstellt. Die zentrale Frage ist hierbei, ob der Großhandelsstrompreis an der deutschen Energiebörse EEX¹ einem Wettbewerbspreis nahe kommt.

¹ EEX...European Energy Exchange: Dabei handelt es sich um die führende Energiebörse in diesem Teilmarkt (mit Sitz in Leipzig).

Für den Fall knapper Übertragungsleitungskapazitäten stellen diese Leitungen ein begrenztes Gut dar, wobei die Vergabe und Nutzung derartiger Kapazitäten die Elektrizitätswirtschaft beschäftigt.

Mit der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 über den grenzüberschreitenden Stromhandel wurden marktbasierende Verfahren zur Vergabe der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten eingeführt.

Hierbei stellt sich die Frage, wie sich diese Verfahren auf den Stromhandel zwischen den Ländern auswirken?

1.2 Ziel dieser Arbeit

Die Erstellung eines Grenzkostenmodells für die Länder Österreich, Schweiz, Deutschland und Frankreich soll Aufschluss darüber geben, ob in den vergangenen Jahren die Großhandelsstrompreise in diesem Marktgebiet Wettbewerbspreisen entsprochen haben.

Dafür galt es die kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugung für den Beobachtungszeitraum von 1999-2007 sowohl für Grundlast als auch für Spitzenlast auf Monatsbasis darzustellen und mit dem EEX-Spotmarktpreis zu vergleichen.

Mit den Modellergebnissen sollen vor allem folgende Fragen beantwortet werden können:

- Lässt sich der Day-ahead-Spotmarktpreis an der deutschen EEX durch die Grenzkosten der Erzeugung darstellen?
- Wie wirken sich die Erzeugungsstruktur und der Verbrauch auf die Kosten aus?
- Welchen Einfluss haben die Laufwasserverfügbarkeit, der Kohle- und Gaspreis und die CO₂-Zertifikatspreise auf den Strompreis?

Weiters sollen bezüglich marktbasierter Verfahren zur Vergabe grenzüberschreitender Stromleitungen folgende Fragen beantwortet werden:

- Was sind die Auswirkungen von Engpässen im Übertragungsnetz auf die Marktsituation?

- Welche Engpassmanagementverfahren werden in der EU an den Grenzen zwischen den Mitgliedsstaaten eingesetzt und wie funktionieren diese?
- Wie ist einerseits die Marktintegration von Tschechien und Polen nach Westeuropa durch explizite Kapazitätsauktionen und andererseits das „Market Coupling“ zwischen den Ländern Frankreich, Belgien und den Niederlanden zu bewerten?
 - Welche Auktionspreise wurden für Übertragungsleitungskapazitäten erzielt, und wie viele Kapazitäten wurden zugeteilt?
 - Wie hängen die Auktionsergebnisse mit den Spotmarktpreisdifferenzen zusammen?
- Kommt es durch die eingesetzten Verfahren zu einer Annäherung der Stromgroßhandelspreise in benachbarten Mitgliedsstaaten bzw. benachbarten Regionen?
- Welche Entwicklung gibt es im Engpassmanagement innerhalb Europas?

1.3 Aufbau dieser Arbeit

Im zweiten Kapitel werden grundsätzliche Fragen bzw. Begriffe im Zusammenhang mit der Strommarktliberalisierung in Europa geklärt.

Im dritten Kapitel wird der theoretische Hintergrund zu dieser Arbeit ausführlich besprochen, wobei detailliert auf das Market Coupling Konzept eingegangen wird.

Im Kapitel 4 werden die benötigten Daten besprochen und deren Quellen genau angegeben. Diese Daten bilden das Fundament dieser Arbeit.

Kapitel 5 beschreibt den Aufbau und die Ergebnisse des Grenzkostenmodells für das Marktgebiet A, DE, FR und CH.

Im Kapitel 6 werden sowohl die expliziten als auch die impliziten Auktionsergebnisse mit den zugehörigen Strompreisdifferenzen dargestellt.

Im Kapitel 7 werden sämtliche Schlussfolgerungen besprochen.

Kapitel 8 fasst die wichtigsten Ergebnisse dieser Arbeit zusammen.

Im Anhang befinden sich weitere stündliche Kapazitätsauktionsergebnisse.

2 Grundsätzliches zur Liberalisierung der Strommärkte

2.1 Motivation zur Restrukturierung

Geschichtlich betrachtet waren in Europa die Unternehmen der elektrischen Energieversorgung bis zu 100% in öffentlichem Besitz. Ziel dieser staatlichen Unternehmen war einerseits die wirtschaftliche Erzeugung (zu gesellschaftlich gerechtfertigten und sozialen Strompreisen) und andererseits die Versorgung aller (Versorgungspflicht) mit elektrischer Energie.

In den 1990er Jahren wurde jedoch die Kritik der wirtschaftlichen Ineffizienz der staatlichen Monopolbetriebe immer lauter, wobei besonders zwei Aspekte kritisiert wurden (Haas, 2003):

- zu hohe Preise wegen
 - zu vielen Mitarbeitern
 - zu hohen Gehältern
 - politischen Interventionen
- und schlechte Qualität

Im Bereich der Energiewirtschaft sollten vor allem folgende Restrukturierungsmaßnahmen Abhilfe schaffen:

- Liberalisierung
- Deregulierung
- Privatisierung
- Einführung von Wettbewerb
- Unbundling

Die Bedeutung diese 5 Begriffe wird nun kurz erklärt.

2.2 Begriffe

Liberalisierung:

Der Kunde kann den Stromhändler und (oder) direkt den Stromerzeuger frei auswählen, und der Stromhändler kann den Erzeuger wählen.

Liberalisierung (also die „Freie Wahl“) macht natürlich nur dann einen Sinn, wenn es mehrere Händler und Erzeuger am Markt gibt (siehe Abbildung 1).

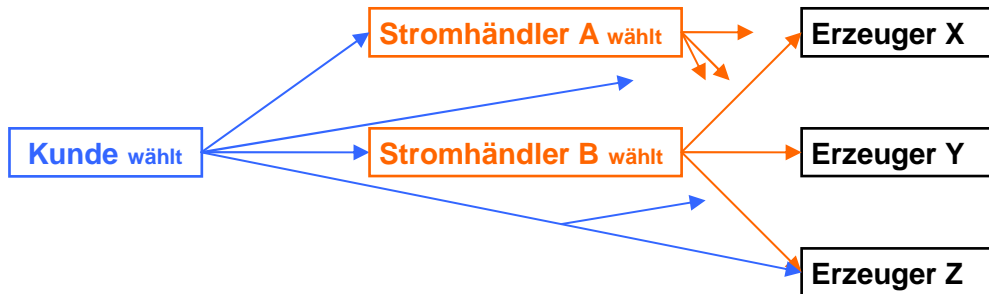


Abbildung 1: Liberalisierung der Strommärkte (die „Freie Wahl“). Quelle: Haas, 2003

Deregulierung:

Der Staat greift nicht mehr ein; d.h. der Strompreis bildet sich am freien Markt durch Angebot und Nachfrage. In Abbildung 2 ist der Unterschied zwischen regulierten und liberalisierten Markt mit Tarifbestimmung bzw. Preisbildung dargestellt.

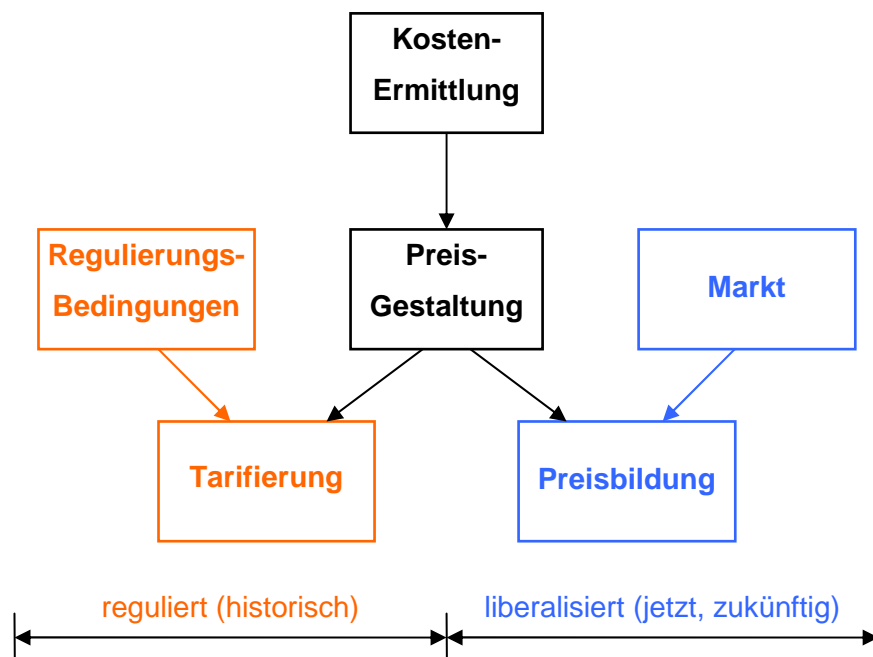


Abbildung 2: Tarifbestimmung versus Preisbildung. Quelle: Haas, 2003

Privatisierung:

Mit der Privatisierung eines Unternehmens ändert sich nur dessen Besitzverhältnis vom Staat hin zum Privaten. Dies bedeutet jedoch nicht, dass durch Privatisierungen automatisch mehr Wettbewerb erfolgt. Meist ist sogar das Gegenteil der Fall, denn private Unternehmen streben durch Fusionierungen und gegenseitige Beteiligungen eine Monopolposition an, um erhöhte Marktpreise setzen zu können (siehe Abbildung 3).

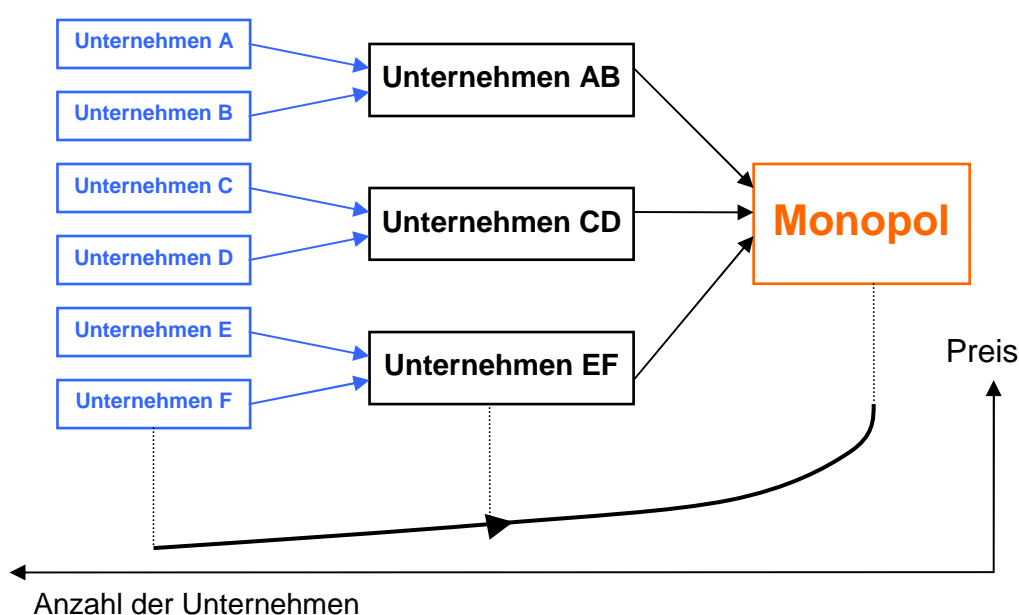


Abbildung 3: Monopolpreisbildung als privates Unternehmensziel. Quelle: Haas, 2003

Wettbewerb:

Nur eine große Anzahl konkurrenzierender Unternehmen, wo kein Unternehmen Marktmacht ausüben kann, garantiert Wettbewerbspreise. Für den Fall der elektrischen Energiebereitstellung bedarf es somit vieler Stromhändler und Stromerzeuger.

Unbundling:

Dies bedeutet eine Trennung eines regulierten natürlichen Monopols von jenen Bereichen in denen Wettbewerb möglich ist. Die früheren

Elektroversorgungsunternehmen vereinigten die Bereiche Stromerzeugung, Energieübertragung sowie Verteilung und Vertrieb zum Endkunden. Diese Kopplung der Teilsegmente wird „vertikale Integration“ genannt. Damit eventuellen neuen Stromerzeugern von den bisherigen Elektroversorgungsunternehmen nicht der Netzzugang verweigert werden kann und auch keine Marktverzerrungen durch Quersubventionen möglich sind, muss das Netz unbedingt von der Erzeugung und vom Vertrieb getrennt werden (siehe Abbildung 4).

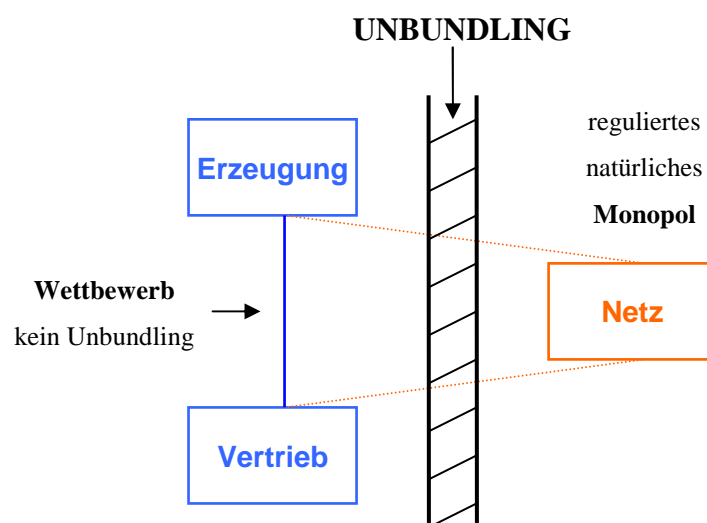


Abbildung 4: Unbundling. Quelle: Haas, 2003

2.3 Die Liberalisierung in Europa

Die Liberalisierungsbestrebungen in der Elektrizitätswirtschaft stützten sich auf folgende Erwartungshaltungen innerhalb der EU:

- Durch niedrige Wettbewerbsstrompreise sollte vor allem die europäische Industrie ihre Wettbewerbsfähigkeit steigern können.
- Durch eine stärkere Kopplung der Märkte sollte die Versorgungssicherheit erhöht werden.
- Eine Ökologisierung der Stromproduktion sollte vorangetrieben werden.

Aus diesem Grund wurde am 19. Dezember 1996 vom europäischen Parlament und dem Rat die Strombinnenmarktrichtlinie 96/92/EC beschlossen, wobei von den EU – Mitgliedsstaaten dieses Recht innerhalb von zwei Jahren im jeweils eigenem Land umgesetzt werden musste. Der Inhalt dieser Richtlinie stützt sich auf drei wesentliche Eckpfeiler:

- Unbundling der vertikal integrierten Elektroversorgungsunternehmen (siehe Punkt „2.2 Begriffe“): dies wird als eine der wichtigsten Voraussetzungen für die Einführung von Wettbewerb angesehen.
- Freie Wahl des Energieversorgers: der Marktöffnungsgrad erfolgt nach einem Stufenplan, beginnend mit Großabnehmern. Jedoch haben viele EU-Staaten (darunter auch Österreich und Deutschland) die völlige Marktöffnung für alle Kunden bereits früher vollzogen als es der Stufenplan vorgesehen hätte.
- Beschreibung erlaubter Netzzugangsmodelle: die Mehrheit der EU-Mitgliedsstaaten hat sich für den regulierten „Third Party Access“ (rTPA) entschieden.

In Österreich begann die Liberalisierung durch das in Kraft treten des ELWOG (Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz) am 19. Februar 1999. Da die Marktöffnung nur die Minimalanforderungen der EU – Direktive erfüllte, wurde das ELWOG nach Kritik von mehreren Seiten im Juli 2000 novelliert. Laut dieser Novelle sind ab 1. Oktober 2001 alle österreichischen Stromverbraucher zugelassene Kunden.

3 Methodik und Theorie

Zuerst wurde durch empirische Erhebungen der theoretische Hintergrund für diese Arbeit erörtert und verständlich gemacht.

Danach galt es durch umfassende Literatur- und Internetrecherche das notwendige Datenmaterial zu erfassen und aufzubereiten.

Durch die Anwendung der vorhandenen Daten auf die Theorie der Strommärkte konnte einerseits ein einfaches Grenzkostenmodell erstellt werden, und andererseits konnten die Auktionsergebnisse von Übertragungsleitungskapazitäten im Zusammenhang mit Spotmarktpreisdifferenzen dargestellt werden.

Abschließend galt es die Ergebnisse zu analysieren und zu interpretieren.

3.1 Theorie zur Grenzkostenanalyse

Betrachtet man die Preisgestaltung unter Wettbewerb in Strommärkten (Stromerzeugung und Stromhandel), so geht man von einer Einsatzoptimierung der zur Verfügung stehenden Kraftwerke aus. Da die elektrische Energienachfrage sowohl tageszeitlichen als auch jahreszeitlichen Schwankungen unterliegt, besteht ein Kraftwerkspark eines Energieversorgungsunternehmens aus verschiedenen Kraftwerkstypen. Diese unterschiedlichen Kraftwerke werden zur Grund-, Mittel- und Spitzenlastabdeckung eingesetzt, wobei die entsprechenden Kosten der elektrischen Energieerzeugung stark variieren.

Im Sinne einer Kraftwerkseinsatzoptimierung werden zu Schwachlastzeiten (Grundlast) zuerst die kostengünstigen Kraftwerke ans Netz geschaltet, und mit zunehmendem Verbrauch werden jene Kraftwerke mit der nächst höheren Kostenkategorie in Betrieb genommen. Reiht man also die unterschiedlichen Kraftwerke nach steigenden kurz- oder langfristigen Kosten, so ergibt sich ein stufenförmiger Verlauf (merit order), der die Angebotskurve der elektrischen Energie darstellt. Wird diese Angebotskurve mit der recht unelastischen²

² Wegen der zumindest kurzfristig schlechten Substituierbarkeit an elektrischer Energie wird die Nachfragekurve als stark unelastisch angesehen.

Nachfragekurve geschnitten, so erhält man die Systemgrenzkosten³ der Erzeugung. Für den theoretischen Fall des perfekten Wettbewerbs sind die Systemgrenzkosten und der Strompreis identisch (siehe Abbildung 5).

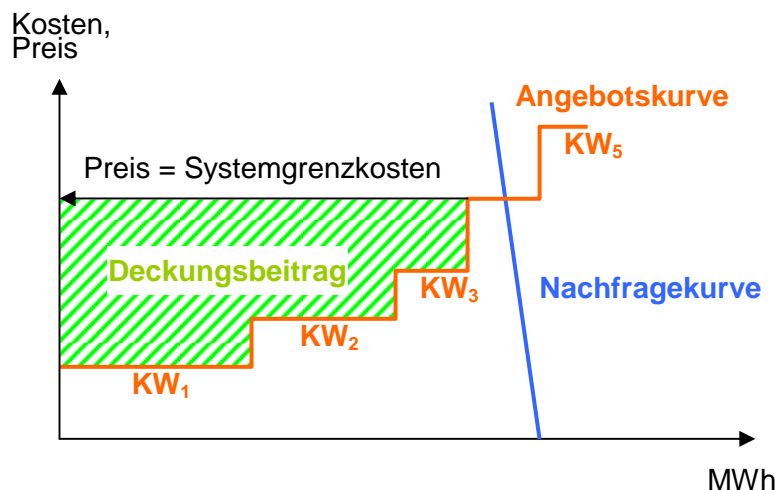


Abbildung 5: Preisbildung auf Strommärkten (Systemgrenzkosten). Quelle: Haas, 2003

Zusätzlich ist in obiger Abbildung der sich bei perfektem Wettbewerb einstellende Deckungsbeitrag der Unternehmen schraffiert dargestellt. Für den Fall vollständig abgeschriebener Kraftwerke entspricht dieser Deckungsbeitrag dem Gewinn.

Sowohl die Angebotskurve als auch die Nachfragekurve sind keine zeitlich konstanten Größen, sondern werden durch unterschiedliche Faktoren beeinflusst, welche kurz dargestellt werden (für entsprechend mehr Information siehe: Haas, 2004).

Faktoren die den Strompreis beeinflussen

- Nachfrageseitige Parameter:
 - private Zahlungsbereitschaft
 - Einkommen
 - Strompreis
 - Klimatische Faktoren

³ Da in Europa derzeit noch Kraftwerksüberkapazitäten vorhanden sind, werden im vorgestellten Modell die kurzfristigen Systemgrenzkosten also die variablen Kosten berechnet.

- Angebotsseitige Parameter:
 - Investitionskosten
 - Effizienz und technischer Fortschritt
 - Brennstoffkosten
 - CO₂ - Zertifikatspreise
 - Historische (Über-) Kapazität (verfügbarer Kraftwerkspark)
 - Natürliche Verfügbarkeit (z.B.: Wasserkraft, Wind)
- Politische Rahmenbedingungen:
 - Regulierung oder Deregulierung
 - Steuern
 - Förderungen
- Marktstrukturen:
 - Wettbewerb
 - Oligopol oder
 - Monopol

Ändert sich nun das Angebot und die Nachfrage mit der Zeit (z.B. vom Zeitpunkt t_1 auf t_2), so verschiebt sich der Schnittpunkt, und es kann möglicherweise ein anderes Grenzkostenkraftwerk die Grenzkosten bestimmen (siehe Abbildung 6).

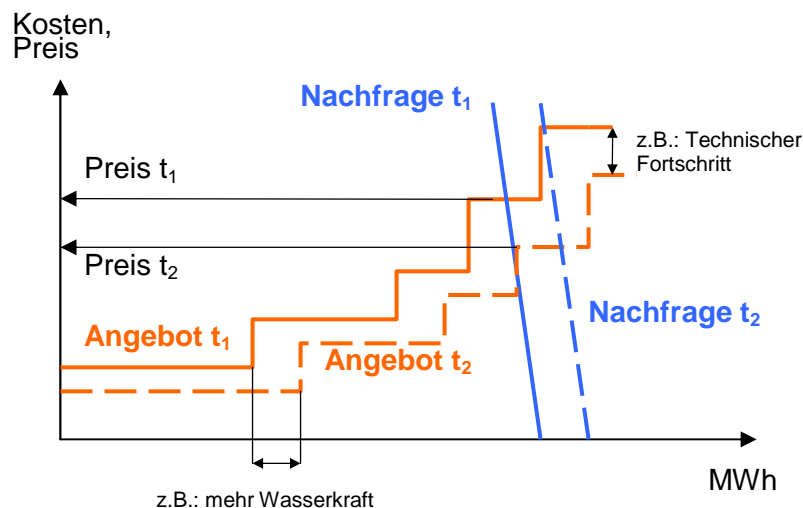


Abbildung 6: Einflussparameter auf die Angebots- und Nachfragekurve.

Quelle: Haas, 2004

Eine vertikale Verschiebung der Angebotskurve erhält man z.B. durch eine Wirkungsgradverbesserung der Kraftwerke (technischer Fortschritt), durch eine Preisänderung der Primärenergieträger (Kohlepreis, Gaspreis) oder durch Änderung der CO₂-Zertifikatspreise.

Eine horizontale Verschiebung der Angebotskurve ergibt sich bei einer Änderung der erzeugten Energie der verschiedenen Kraftwerkstypen. Erhöht sich z.B. die natürliche Verfügbarkeit von Wasserkraft- (Laufwassererzeugungskoeffizient) oder Windkraftwerken, so verschiebt sich die Angebotskurve entsprechend nach rechts. Beim Ausfall von Kraftwerken (Störungen) bzw. bei Revisionsarbeiten ist eine Linksverschiebung der Angebotskurve die Folge.

In der Praxis sieht die Preisbildung jedoch oft anders aus als im oben beschriebenen theoretischen Fall mit perfektem Wettbewerb. Das zentrale Ziel der privaten Stromerzeuger und Verkäufer ist die Erreichung von strategisch hohen Monopolpreisen, die durch Fusionen und gegenseitigen Beteiligungen angestrebt werden. Wenn die Anzahl der Marktteilnehmer, welche das Grenzkostenkraftwerk festlegen, gering ist, können diese Kraftwerkseinheiten leichter zu erhöhten Preisen angeboten werden (Gaming: siehe Abbildung 7 links).

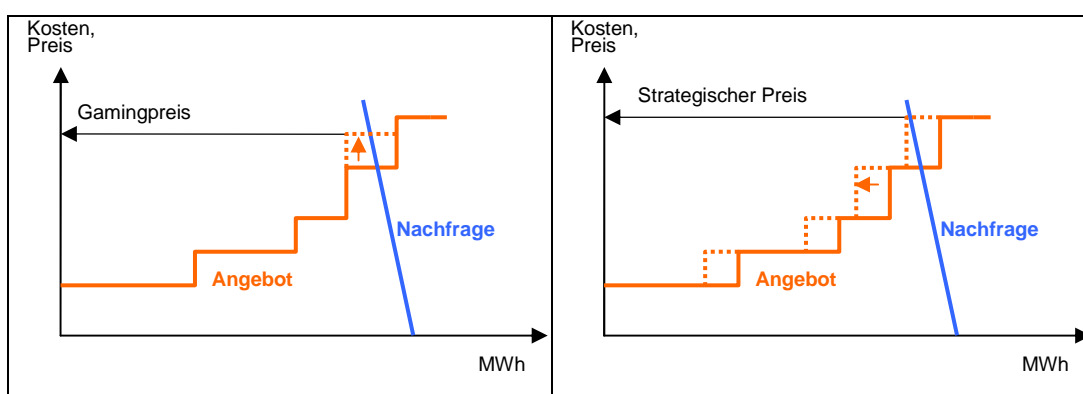


Abbildung 7: Erhöhter Marktpreis durch Gaming oder durch strategischen Kraftwerkseinsatz. Quelle: Haas, 2003

Durch ein strategisches Aus dem Markt nehmen einzelner Erzeugungseinheiten kann ein dominanter Marktakteur ebenfalls den Preis anheben (strategischer Kraftwerkseinsatz: siehe Abbildung 7 rechts).

3.2 Theorie zum grenzüberschreitenden Stromhandel

Aufgrund begrenzter Übertragungsleitungskapazitäten und unterschiedlicher Netzzugangsbestimmungen in den europäischen Teilstrommärkten wurde im Jahr 2003 von der EU ein Engpassmanagement mit Richtlinien zur Übertragungsleitungskapazitätsvergabe gefordert (Regulation 1228, 2003).

Ziel ist die Schaffung eines gemeinsamen europäischen Wettbewerbsstrommarktes, in welchem sämtliche Hürden zur Nutzung von Übertragungsleitungskapazitäten beseitigt werden sollen. Durch eine Kopplung der Märkte sollen zu jedem Zeitpunkt europaweit die kostengünstigsten Kraftwerke zum Einsatz kommen, und eine Angleichung der Strompreise in den Märkten erfolgen. Aus gesellschaftlicher Sicht soll der Gesamtnutzen, also die Summe aus Produzenten- und Konsumentenrente maximiert werden.

Dabei muss das geforderte Engpassmanagement bestimmte Kriterien erfüllen. Die Übertragungsleitungskapazitätsvergabe muss

- nichtdiskriminierend
- marktbasierend
- und wirtschaftlich effizient

erfolgen.

In Europa wurden diesbezüglich verschiedene Verfahren eingeführt bzw. diskutiert.

- Explizite Auktionen (eingeführt)
- Implizite Auktionen (eingeführt)
- Open Market Coupling (OMC)
- Lastfluss basierendes Konzept mit PTDF⁴-Ansatz (diskutiert)

Diesen Marktintegrationskonzepten wirken vor allem Kapazitätsnutzungsrechte auf Basis von alten bilateralen Langzeitverträgen entgegen. Dadurch können nicht

⁴ PTDF...Power Transfer Distribution Factor

die „maximalen“ Übertragungsleitungskapazitäten versteigert werden, was eine Preisangleichung deutlich erschwert.

Bevor auf die verschiedenen Engpassmanagementverfahren eingegangen wird, werden noch kurz die wichtigsten Definitionen von Übertragungsleitungskapazitäten besprochen.

3.2.1 Definitionen von Übertragungsleitungskapazitäten

Im Jahr 1999 erarbeitete die Europäische Übertragungssystembetreibervereinigung (ETSO⁵) Definitionen von Übertragungskapazitäten, welche seit dem für die europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) eine einheitliche Basis für Kapazitätskalkulationen bilden (ETSO, 2001). Auf diesen Definitionen aufbauend werden von den Übertragungsnetzbetreibern Kapazitätsberechnungen durchgeführt, die eine Aufteilung und Allokation der Kapazitäten zu den einzelnen Marktteilnehmern im Sinne eines effizienten Engpassmanagements ermöglichen.

Die Zusammensetzung der Kapazitäten erfolgt aus folgenden Kapazitätsdefinitionen (ETSO, 2001):

- **TTC**, Total Transfer Capacity (Gesamtübertragungskapazität)
- **TRM**, Transmission Reliability Margin (Übertragungszuverlässigkeitsspielraum)
- **NTC**, Net Transfer Capacity (Nettoübertragungskapazität)
- **AAC**, Already Allocated Capacity (bereits zugeteilte Kapazität)
- **ATC**, Available Transmission Capacity (verfügbare Übertragungskapazität)

In Abbildung 8 sind die Zusammenhänge zwischen diesen verschiedenen Größen in Überblicksform grafisch dargestellt.

⁵ ETSO...European Transmission System Operators, gegründet am 1. Juli 1999 als Dachorganisation der ÜNB von ATSOI (Irland), UKTSOA (Großbritannien), NORDEL und UCTE.

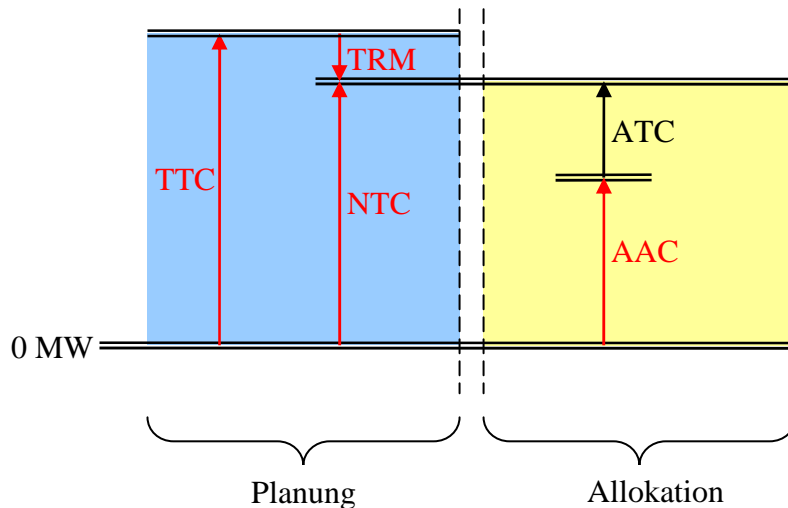


Abbildung 8: Definitionen von Übertragungsleistungskapazitäten. Quelle: ETSO, 2001

Die Gesamtübertragungskapazität (**TTC**) stellt die maximal mögliche Übertragungsleistung dar, welche zuverlässig und ohne negative Auswirkungen auf die Systemsicherheit zwischen zwei Gebieten übertragen werden kann.

Der Übertragungszuverlässigkeitsspielraum (**TRM**) ist eine Sicherheitsreserve, um mit Unsicherheiten der Berechnung von TTC-Werten fertig zu werden. Diese TTC-Unsicherheiten ergeben sich wegen:

- unbeabsichtigten Abweichungen des physikalischen Energieflusses in Folge von Last- und Frequenzregelung;
- Notfallenergieflüssen zwischen ÜNB wegen unerwarteter Ungleichgewichte in Echtzeit;
- Ungenauigkeiten, z.B. in der Datensammlung und bei Messwerten.

Die Nettoübertragungskapazität (**NTC**) ist das maximal übertragbare Volumen zwischen zwei Gebieten ohne Systemüberlastung und unter Berücksichtigung der möglichen Unsicherheiten. Sie ist definiert als:

$$\mathbf{NTC=TTC-TRM}$$

NTC- und ATC-Werte sind für ÜNB sehr wichtig, um den internationalen Austausch von elektrischer Energie managen zu können. Für Marktteilnehmer sind es wichtige Indikatoren zur Planung von grenzüberschreitenden Energietransaktionen. Daher hat sich ETSO dafür entschieden, zweimal im Jahr NTC-Tabellen im Internet zu veröffentlichen (www.etso-net.org).

Die bereits zugeteilten Kapazitäten (**AAC**) stellen alle bereits vergebenen Übertragungsrechte dar.

Die verfügbare Übertragungskapazität (**ATC**) ist jener NTC-Teil, welcher nach jeder Allokationsphase noch für zukünftige Aktivitäten verfügbar ist. Sie ist definiert als:

$$\mathbf{ATC=NTC-AAC}$$

AAC- und ATC-Werte sind wichtige Indikatoren zur Allokation von Kapazitäten.

3.2.2 Explizite Auktionen

3.2.2.1 Einführung

Herrscht zwischen zwei Märkten eine Strompreisdifferenz, so haben die Marktakteure im Gebiet mit niedrigem Preisniveau einen Anreiz ihre Energie ins Gebiet mit höherem Preisniveau zu verkaufen. Für den Fall eines perfekten Marktes kann man erwarten, dass jene Händler, welche an Arbitragegeschäften⁶ interessiert sind, Transaktionen tätigen, bis sich die Preisunterschiede völlig ausgleichen oder die Kuppelleitungskapazitäten zur Gänze genützt sind. Der Erwerb dies Übertragungsleitungskapazitäten ist somit eine notwendige Voraussetzung um den Transport der Energiemengen zu ermöglichen.

Bei Expliziten Auktionen handelt es sich um ein Verfahren mit separater Auktion für explizite Kapazitätsrechte einerseits und für Energie andererseits. Bei diesem Verfahren werden die Übertragungsleitungskapazitäten im Vorfeld des eigentlichen Stromhandelsgeschäfts versteigert, wobei man zwischen zwei Arten unterscheidet (Frontier Economics et al., 2006):

⁶ Ausnutzung von Preis oder Kursunterschieden für das gleiche Handelsobjekt an verschiedenen Börsen.

- Versteigerung der Kuppelleitungskapazitäten jeweils durch die ÜNB auf beiden Seiten der Grenze („bilaterale“ explizite Auktion)
- Versteigerung der Leitungskapazitäten durch das Zusammenwirken mehrerer ÜNB („koordinierte“ explizite Auktion)

Derartige Explizite Auktionen weisen jedoch Ineffizienzen auf, die sich z.B. durch unausgenützte Kapazitäten zwischen zwei Ländern trotz Strompreisdifferenz zwischen den Energiemärkten äußern (siehe Kapitel „3.2.2.3 Nachteile der Expliziten Auktion“).

Mit explizit erworbenen Kapazitätsrechten ist auch der Handel am Sekundärmarkt möglich; d.h. diese Rechte kann man entweder selber Nutzen oder auch anderen Marktteilnehmern weiterverkaufen (nach dem Motto: use-it or sell-it).

Explizite Auktionen gibt es in Europa z.B. als Jahres- Monats- und Tagesauktionen. In Tabelle 1 sind europäischen Länder dargestellt, welche Explizite Auktionen auf Tagesbasis durchführen.

Tabelle 1: Explizite Tagesauktionen in Europa. Quelle: Etsovista, 2008a

	Dänemark	Frankreich	Italien	Niederlande	Polen	Schweiz	Slowenien	Tschechien	Ungarn
Deutschland	e. A.	e. A.		e. A.	e. A.	e. A.		e. A.	
Großbritannien		e. A.							
Griechenland			e. A.						
Italien		e. A.					e. A.		
Kroatien							e. A.		
Norwegen				e. A.					
Österreich			e. A.			e. A.	e. A.	e. A.	e. A.
Polen								e. A.	
Slowakei					e. A.			e. A.	
Spanien		e. A.							

e. A. ...explizite Auktion

3.2.2.2 Jährliches Auktionsbeispiel

Das folgende Beispiel soll die Abwicklung einer bilateralen expliziten Auktion, wie sie z.B. vom „Auction-Office“ an der Österreichischen-Tschechischen-Grenze durchgeführt wird, verdeutlichen (Auction-Office, 2007).

Dabei wird eine Übertragungsleitungskapazität von 200MW in Form einer jährlichen Auktion versteigert. Nach Ablauf der Auktionsfrist werden die Gebote entsprechend ihrer Höhe gereiht, beginnend mit dem höchsten Gebot. Sollten mehrere Gebote den gleichen Betrag in €/MW aufweisen, so wird jeweils das früheste Gebot bevorzugt. Wenn die gesamte nachgefragte Menge den angebotenen ATC-Wert übersteigt, ergibt sich der Kapazitätspreis aus dem niedrigsten akzeptierten Gebotspreis. Dieser Auktionspreis gilt für alle akzeptierten Gebote. Überschreitet die Gesamtmenge (Summe der gereihten Gebote) den angebotenen ATC-Wert, so können diese Gebote nicht mehr akzeptiert werden (siehe Tabelle 2).

Tabelle 2: Jährliches Auktionsbeispiel. Quelle: Auction-Office, 2007

Auktion Nr. 1		Max. Kapazität 200MW		Tschechien -> Österreich	
Bieter	Menge [MW]	Gebot [€/MW]	Gesamtmenge [MW]		ersteigert [MW]
			0		
A	10	20.000	10	akzeptiert	10
B	20	19.000	30	akzeptiert	20
C	50	18.000	80	akzeptiert	50
B	20	15.000	100	akzeptiert	20
A	50	14.000	150	akzeptiert	50
D	30	7.500	180	akzeptiert	30
E	30	7.000	210	überschritten	0
D	20	7.000	230	überschritten	0
A	30	5.000	260	überschritten	0
A	110	2.000	370	überschritten	0

Im obigen Beispiel ergibt sich für die jährliche Kapazitätsreservierung ein Auktionspreis von 7.500 €/MW. Dabei ersteigert der Bieter A 60MW zu einem Preis von 45.000 €. Die nicht zugeteilten Kapazitäten von 20MW werden bei den monatlichen Auktionen angeboten.

Für den Fall, dass die gesamte nachgefragte Menge kleiner als der angebotene ATC-Wert ist, ergibt sich ein Kapazitätspreis von 0€/MW, d.h. jeder Bieter bekommt seine jeweilig gebotenen Kapazitäten frei von jeder Gebühr.

3.2.2.3 Nachteile der Expliziten Auktion (Belpex, 2008a und Frontier Economics et al., 2006)

- Die Marktteilnehmer müssen zuerst die Kuppelleitungskapazitäten ersteigern, und danach am Energiehandel an den Strombörsen teilnehmen (2 Schritte).
- Bei der Ersteigerung der Übertragungsleitungskapazitäten ist dessen genauer Marktwert unbekannt, wodurch sich das Risiko der Marktteilnehmer erhöht.
- In jenen Zeiten, wo die Richtung der positiven Preisdifferenz ungewiss ist, könnten die Leitungskapazitäten in der falschen Richtung nominiert werden.
- Das Ersteigern von Übertragungsleitungskapazitäten stellt lediglich ein Benutzungsrecht jedoch keine Benutzungspflicht dar. Dadurch ist eine Gegenrechnung (Netting) von Leitungskapazitäten nur sehr schwer möglich.
- Ein strategisches Horten von Übertragungsleitungskapazitäten ist prinzipiell möglich. Dies führt zu einer ineffizienteren Nutzung der ATC's.

3.2.3 Implizite Auktionen

3.2.3.1 Einführung

Implizite Auktionen stellen eine effiziente Methode der Integration von elektrischen Energiemärkten dar. Bei den Auktionen handelt es sich um

Tagesauktionen (stündlich bzw. in Blöcken gehandelt), wobei die Energie- und Kapazitätsauktionen gekoppelt werden. Wesentlich dabei ist, dass die täglichen Übertragungsleitungskapazitäten nicht explizit zwischen den Marktteilnehmern versteigert werden, sondern diese implizit über die Energieauktionen der Strombörsen an beiden Seiten der Grenze verfügbar gemacht werden. Das bedeutet, dass den Käufern und Verkäufern an den Strombörsen automatisch die entsprechenden Kuppelleitungskapazitäten zugewiesen werden. Die Übertragungsleitungskapazität wird somit implizit versteigert, und die Kosten der Kuppelleitungskapazität von einem Marktgebiet zum Anderen ist exakt die Preisdifferenz zwischen diesen Teilmärkten (Belpex, 2008a).

Implizite Auktionen gibt es z.B. unter den Namen „Trilateral Market Coupling“ zwischen den Ländern Belgien, Frankreich und Niederlande und ein vergleichbares System existiert im skandinavischen Markt unter dem Namen „Market Splitting“ (Belpex, 2008a). Folgende Länder in Europa führen implizite Auktionen durch (siehe Tabelle 3):

Tabelle 3: Implizite Auktionen in Europa. Quelle: Etsovista, 2008b

	Dänemark	Finnland	Frankreich	Niederlande	Norwegen	Schweiz
Belgien			i. A.	i. A.		
Deutschland	i. A.					
Italien						i. A.
Norwegen	i. A.					
Schweden	i. A.	i. A.			i. A.	

i. A. ...implizite Auktion

Das anschließende 2 Länderbeispiel stellt eine genauere Betrachtung der Market-Coupling-Methode dar, wobei folgende Literatur verwendet wurde (Belpex et al., 2006 und Frontier Economics et al., 2006).

3.2.3.2 Market Coupling Konzept (2 Länderbeispiel)

Market Coupling baut auf dem Grundprinzip auf, dass es unterschiedliche Strommärkte mit unterschiedlichen Preisniveaus gibt, wobei von jenem Gebiet mit dem niedrigen Preis elektrische Energie ins Marktgebiet mit hohem Preis exportiert wird. Der Markt A stellt bei dieser Betrachtung das Gebiet mit niedrigem Preisniveau dar.

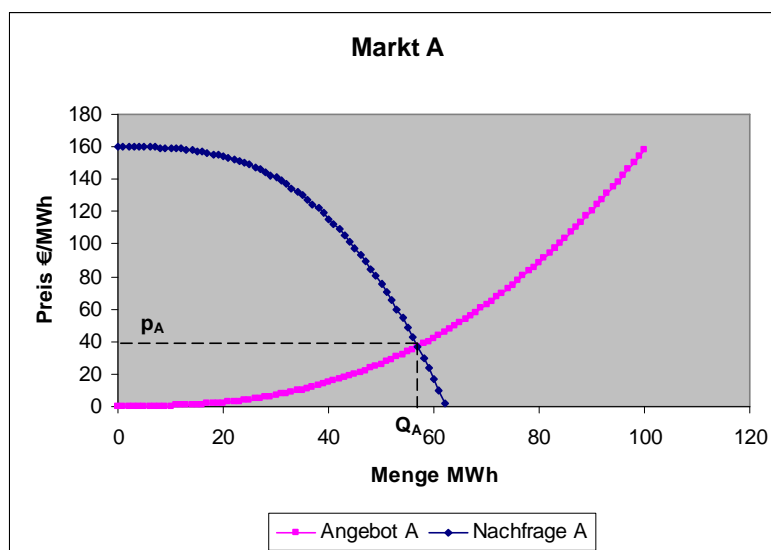


Abbildung 9: Preisbildung im isoliertem Markt A.

Schneidet man für den separierten Markt A die Angebotskurve mit der Nachfragekurve, so ergeben sich der Strompreis p_A (MCP⁷) und die benötigte Energie Q_A (siehe Abbildung 9).

Der Markt B stellt in diesem Beispiel das Gebiet mit hohem Preisniveau dar. In Abbildung 10 wird wieder die Angebotskurve mit der Nachfragekurve geschnitten, wodurch sich der entsprechende Strompreis p_B und die bereitgestellte bzw. nachgefragte Energiemenge Q_B ergeben.

Der Strompreis im Markt B liegt um zirka 40€/MWh über dem Preis im Markt A, und auch die benötigte Energiemenge im Markt B ist deutlich höher als jene im Marktgebiet A.

⁷ MCP...Market Clearing Price

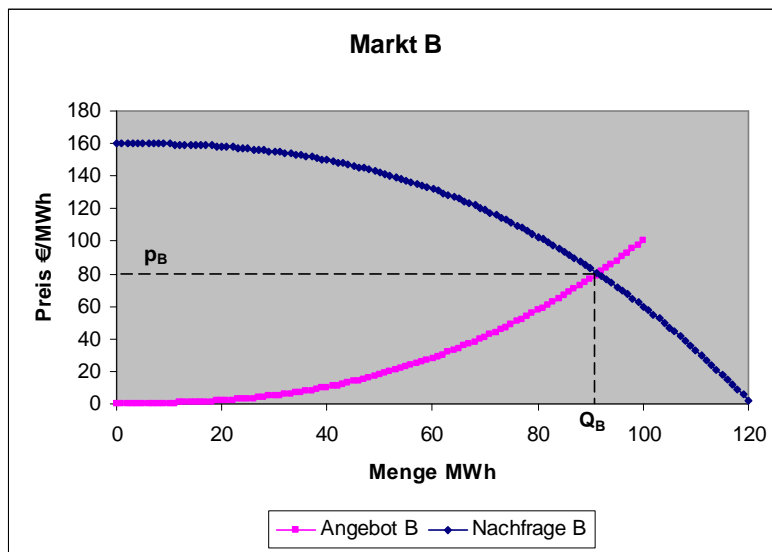


Abbildung 10: Preisbildung im isoliertem Markt B

Koppelt man nun diese 2 Märkte, so muss die gemeinsame Angebots- und Nachfragekurve erstellt werden, und außerdem gilt es die verfügbare Übertragungsleitungskapazität (ATC) zwischen den Märkten zu berücksichtigen.

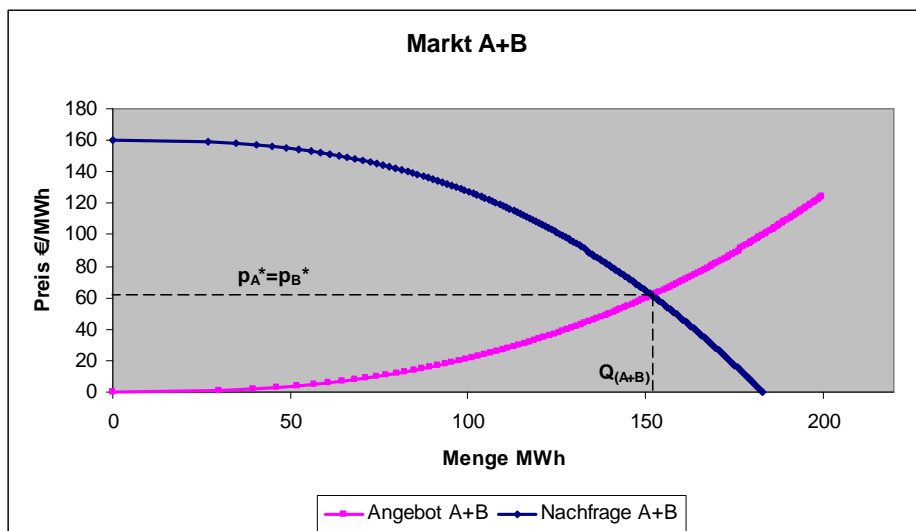


Abbildung 11: Preisbildung im vollständig gekoppeltem Markt A+B

Für den Fall ausreichender ATC's vereinigen sich die Teilmärkte zu einem gemeinsamen Markt mit der benötigten Energiemenge $Q_{(A+B)}$ und dem sich einstellenden gemeinsamen Strompreis $p_A^* = p_B^*$ (siehe Abbildung 11).

Es kann also einerseits der Fall mit ausreichender Übertragungsleitungskapazität zwischen den Teilmärkten und Preiskonvergenz existieren, und andererseits ist es auch möglich, dass zuwenig ATC's verfügbar sind, wodurch sich die Preisniveaus nicht ausgleichen, sondern lediglich annähern können.

Die zwei möglichen Fälle werden nun im Detail beschrieben.

Fall 1: ausreichende ATC's zwischen den Märkten

Ein Export vom Markt A nach Markt B kann innerhalb des Marktgebiets A als eine erhöhte Nachfrage interpretiert werden, wodurch sich die Nachfragekurve nach rechts verschiebt. Dadurch erhöht sich der MCP im Markt A. Die im Markt B importierte Energiemenge kann dort als zusätzliche Erzeugung verstanden werden, wodurch sich die Angebotskurve nach rechts verschiebt, und den Strompreis im Markt B sinken lässt. Es wird genau so viel Energie vom Markt A nach Markt B exportiert, bis sich die Preise ausgleichen (siehe Abbildung 12). Dieser Strompreis $p_A^* = p_B^*$ entspricht auch jenem in Abbildung 11.

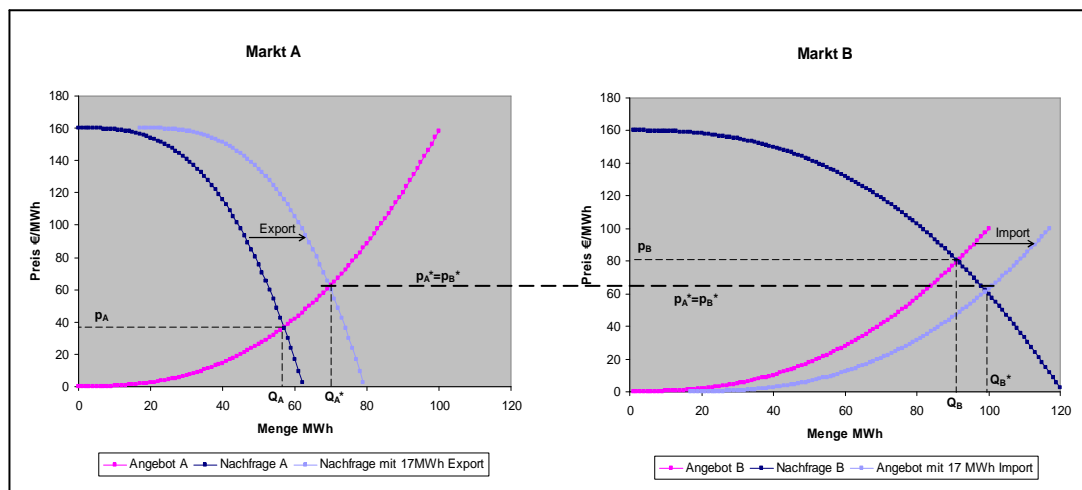


Abbildung 12: Market Coupling mit ausreichenden ATC's. Quelle: Belpex et al., 2006

Die zur Preiskonvergenz notwendige exportierte Energiemenge beträgt hier 17MWh. Da in diesem Beispiel die maximale Erzeugungsmenge beider Märkte jeweils mit 100MWh angenommen wurde, kann die

exportierte Energie auch als 17% der maximal möglichen Erzeugung im Markt A interpretiert werden. Die Summe aus Q_A^* und Q_B^* abzüglich der exportierten Energiemenge ergibt die in Abbildung 11 benötigte Energiemenge $Q_{(A+B)}$.

$$Q_A^* + Q_B^* - Q_{\text{Export, Preis konvergenz}} = Q_{(A+B)}$$

Fall 2: zu wenig ATC's zwischen den Märkten

Wenn die ATC's beschränkt sind (z.B. auf 8MW für die dargestellte Stunde), kann das entsprechende Exportvolumen vom Markt A nach Markt B auch nur dieser Beschränkung unterliegen, wodurch sich die Nachfragekurve im Markt A und die Angebotskurve im Markt B nur um diesen ATC-Wert multipliziert mit einer Stunde (in diesem Fall 8MWh bzw. 8% der maximal möglichen Energieerzeugung im Markt A) nach rechts verschieben kann. Die sich in den Märkten A und B einstellenden MCP's nähern sich durch die Kopplung an, es ist jedoch eine deutliche Preisdifferenz zwischen den Märkten erkennbar (siehe Abbildung 13).

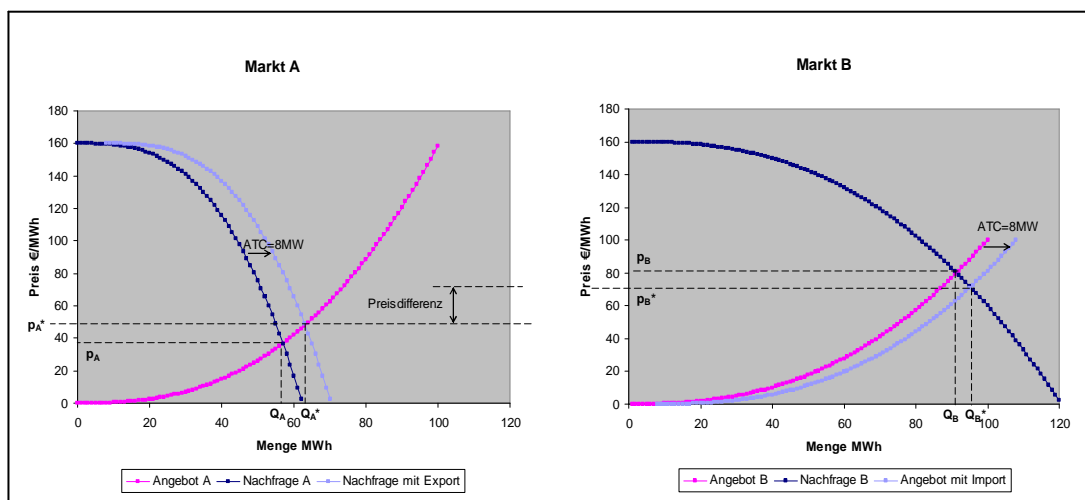


Abbildung 13: Market Coupling mit beschränkten ATC's. Quelle: Belpex et al., 2006

In der Praxis werden nicht die Nachfrage- und Angebotskurven entsprechend dem Export- bzw. Importvolumen verschoben, sondern es wird mit NEC's⁸ gearbeitet. Eine NEC für ein bestimmtes Marktgebiet erhält man durch Differenzbildung von Angebot und Nachfrage bei einem gegebenen Preis. In Abbildung 14 ist dies für den Markt A dargestellt.

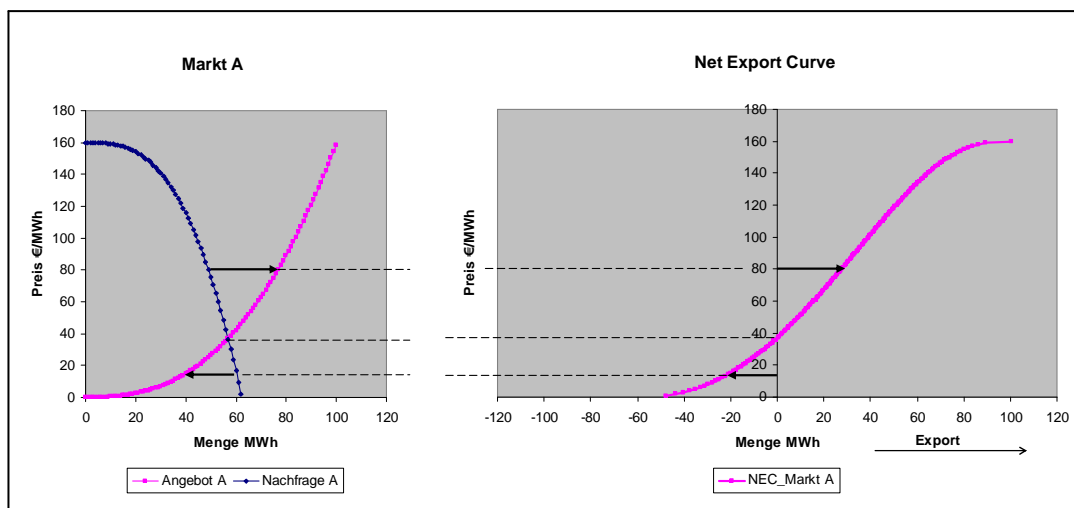


Abbildung 14: NEC als Differenzbildung von Angebot und Nachfrage.

Quelle: Belpex et al., 2006 und Frontier Economics et al., 2006

Die NEC vom Markt A zeigt den sich einstellenden MCP in Abhängigkeit vom Export- bzw. Importvolumen. Der isolierten MCP für den Markt A ist in der NEC dort zu erkennen, wo das Exportvolumen Null ist. Ein negativer Export ist als Import zu verstehen.

Die Konstruktion der NEC für den Markt B erfolgt in Analogie zum Markt A, wobei auf der Abszisse nun das Exportvolumen vom Markt B dargestellt wird. Will man beide NEC's in einem Diagramm darstellen, so erweist es sich als günstig z.B. die NEC vom Markt B an der Ordinate zu spiegeln, damit man auf der Abszisse das Exportvolumen von Markt A nach Markt B für beide Kennlinien darstellen kann. Diese Vorgehensweise ist in Abbildung 15 dargestellt. Man erkennt wieder sehr gut die sich einstellenden isolierten MCP's beider Märkte, wenn weder ein Export noch ein Import stattfindet.

⁸ NEC...Net Export Curve

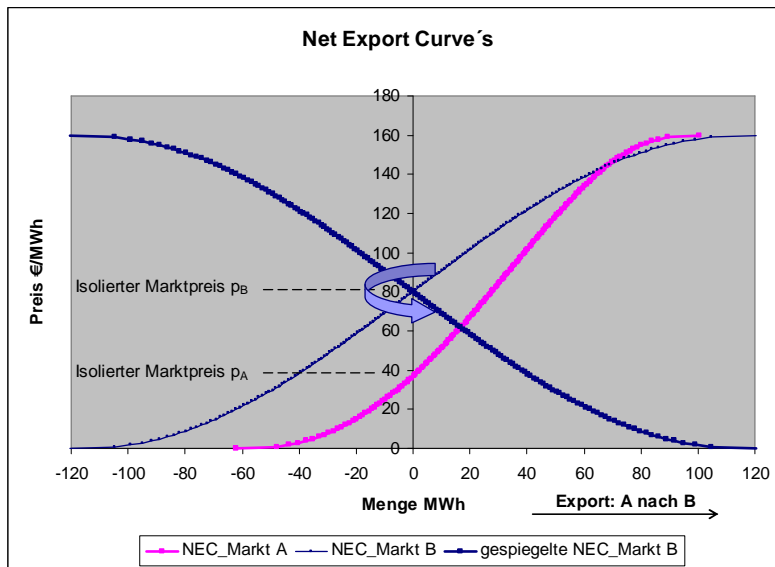


Abbildung 15: Gespiegelte NEC vom Importmarkt B. Quelle: Belpex et al., 2006 und Frontier Economics et al., 2006

Mit den NEC's beider Märkte kann man für jede Periode sehr gut den MCP beider Märkte in Abhängigkeit der verfügbaren ATC's ermitteln. Hierbei kann man wieder zwischen den bereits erwähnten zwei Fällen unterscheiden.

Fall 1: ausreichende ATC's zwischen den Märkten

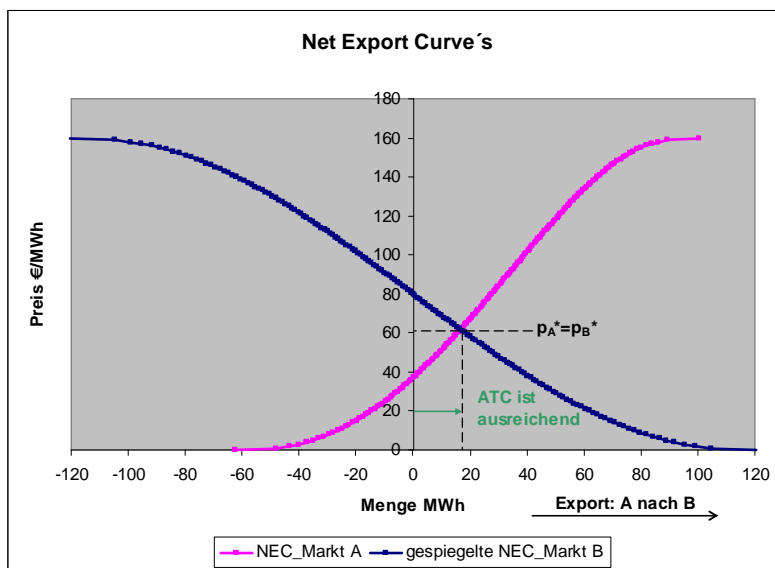


Abbildung 16: NEC's mit ausreichenden ATC's. Quelle: Belpex et al., 2006 und Frontier Economics et al., 2006

Sind die ATC's zwischen den Märkten A und B ausreichend, so wird jene Energiemenge von Markt A nach Markt B exportiert, bis sich die Strompreise ausgleichen ($p_A^* = p_B^*$). Im hier dargestellten Beispiel bedarf es somit mindestens 17MW an Kuppelkapazität zwischen den Märkten, damit 17% der maximal möglichen Erzeugung von Markt A exportiert werden kann (siehe Abbildung 16).

Fall 2: zu wenig ATC's zwischen den Märkten

Reichen die verfügbaren Übertragungsleitungskapazitäten zwischen den Märkten nicht aus, kann die von A nach B exportierte Energie lediglich zu einer Preisannäherung führen. In Abbildung 17 ist dieser Fall für einen ATC-Wert von 8MW dargestellt, wobei die sich einstellende Preisdifferenz ($p_B^* - p_A^*$) deutlich zu erkennen ist. Die Strompreisdifferenz ($p_B^* - p_A^*$) multipliziert mit der exportierten Energiemenge stellt den Wert der Engpassleitung dar, und diese Einnahmen werden den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB bzw. TSO⁹) zugesprochen.

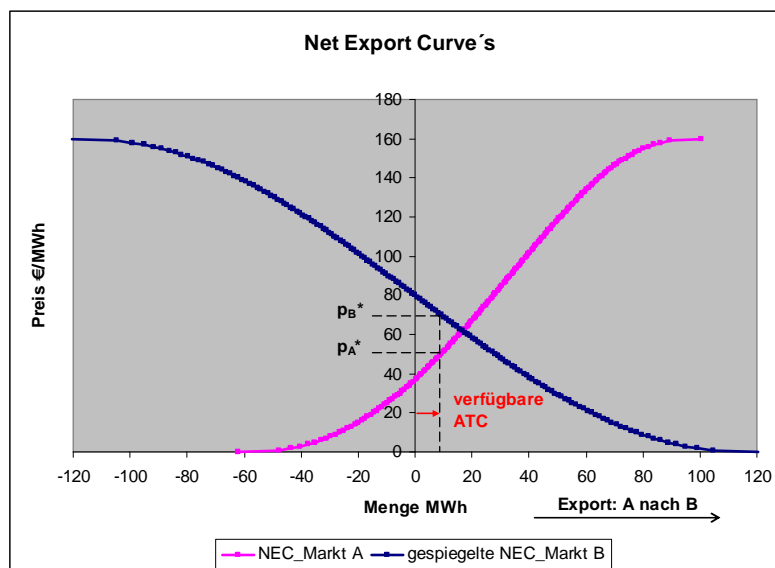


Abbildung 17: NEC's mit beschränkten ATC's. Quelle: Belpex et al., 2006 und Frontier Economics et al., 2006

⁹ TSO...Transmission System Operator

Ob eine Preiskonvergenz zwischen gekoppelten Märkten eintritt, hängt somit von den ATC-Werten zwischen diesen Märkten und von den NEC's ab.

Je steiler die NEC's verlaufen, desto weniger ATC's sind für eine Preiskonvergenz erforderlich.

3.2.3.3 „Market Coupling“ Prozessübersicht

Das Zusammenwirken der in der Praxis am Market-Coupling beteiligten Mitglieder und Module beruht auf folgendem Modellansatz, der in der Abbildung 18 veranschaulicht wird.

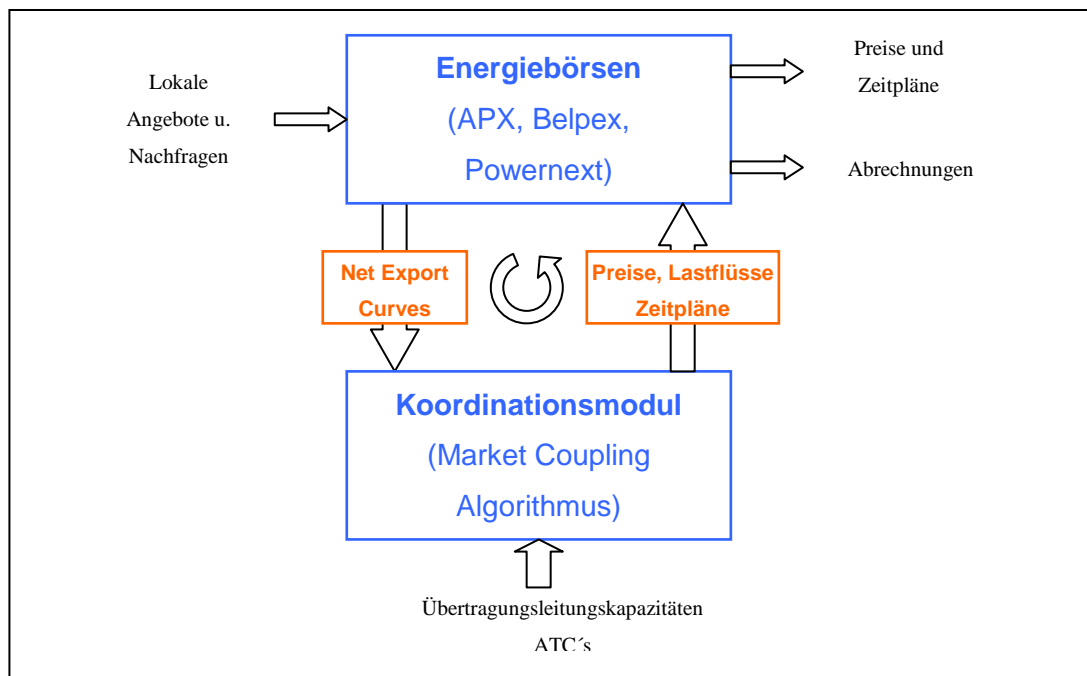


Abbildung 18: Market Coupling Prozessübersicht. Quelle: Belpex (2008a)

An den involvierten Energiebörsen langen die lokalen Angebote und Nachfragen der jeweiligen Marktteilnehmer ein. Aus diesen Angebots- und Nachfragedaten werden von den Strombörsen die NEC's erstellt, und an eine Koordinationsstelle weitergeleitet. Die Übertragungsnetzbetreiber (TSO's) übermitteln ihre verfügbaren Übertragungsleitungs-kapazitäten (ATC's) ebenfalls an die Koordinationsstelle. Mit diesen Daten generiert das Koordinationsmodul mit Hilfe eines Market Coupling Algorithmus die Strompreise, Lastflüsse und Zeitpläne,

welche wiederum an die jeweiligen Energiebörsen übermittelt werden. Die Strombörsen geben danach die Preise, Abrechnungen und Zeitpläne an ihre Marktmitglieder weiter.

3.2.3.4 Vorteile der Impliziten Auktion

Verglichen mit den täglichen expliziten Auktionen bieten implizite Auktionen einige Vorteile (Belpex, 2008a).

- An Stelle von 2 Schritten (ersteigern der Kuppelleitungskapazitäten und handeln an den Strombörsen) brauchen Marktteilnehmer an impliziten Auktionen nur an der Energiebörse handeln.
- Leitungskapazitäten werden effizienter genutzt, weil die Exportrichtung immer vom Markt mit niedrigem Preisniveau zum Markt mit Hochpreisniveau einhergeht.
- Der Marktwert der Übertragungsleitungskapazität ist immer die Preisdifferenz zwischen den Märkten. Dies bedeutet, dass man für Kuppelleitungen nur dann zahlen muss, wenn tatsächlich ein Engpass vorliegt.
- Für den Fall, dass kein Engpass an den Übertragungsleitungskapazitäten vorliegt, gleichen sich die Strompreise der Marktgebiete aus, was zu einer Integration der Strommärkte führt.
- Durch Market Coupling wird die Möglichkeit der Hortung von Kapazitäten reduziert. Liegen Überkapazitäten der Kuppelleitungen vor, so wird diese Information sofort an die TSO's weitergeleitet, wodurch diese Kapazitäten z.B. für den Intraday Handel verfügbar gemacht werden können.
- Die durch Market Coupling zugeteilten Leitungskapazitäten werden tatsächlich genutzt, wodurch sich der von den TSO's einkalkulierte Übertragungszuverlässigkeitsspielraum (TRM) reduzieren kann, was zu einer Erhöhung der ATC's führen sollte.

3.2.4 Open Market Coupling (OMC)

OMC ist eine Engpassmanagementmethode, welche in Deutschland diskutiert wurde. Dabei werden explizite und implizite Auktionen kombiniert, weshalb man in diesem Zusammenhang auch von einem „Hybridmodell“ spricht (Frontier Economics et al., 2006).

Grundsätzlich kann man zwischen zwei Arten unterscheiden:

- Explizite und implizite Auktionen für kurzzeitige Leitungskapazitätsrechte (Day-ahead-Markt) und explizite Auktionen für langfristige Kapazitätsrechte (z.B.: Jahres- und Monatsauktionen) – In diesem Fall konkurrieren die expliziten Tagesauktionen direkt mit den impliziten Kapazitäts- und Energiegeschäften. Dabei erfolgt ein Zuschlag in Abhängigkeit vom Beitrag zum volkswirtschaftlichen Gesamtnutzen. Ist jedoch die Preisdifferenz zwischen zwei Marktgebieten nach einer impliziten Auktion niedriger als ein explizites Kapazitätsgebot, so erhält das explizite Gebot den Zuschlag, weil dieses Gebot den marktwirtschaftlichen Wert des verbleibenden Engpasses darstellt. Grundsätzlich kann man davon ausgehen, dass die Händler am Day-ahead-Markt hauptsächlich an impliziten Auktionen teilnehmen werden, da diese ein geringeres Risiko aufweisen, als dies beim expliziten Erwerb von Kapazitäten vor dem eigentlichen Energiegeschäft der Fall ist.
- Implizite Auktionen für kurzzeitige Leitungskapazitätsrechte (Day-ahead-Markt) und explizite Auktionen für langfristige Kapazitätsrechte (z.B.: Jahres- und Monatsauktionen)

3.2.5 Lastflussbasierendes Konzept mit PTDF-Ansatz

An allen europäischen Ländern werden heute die Übertragungsleitungskapazitäten auf der Basis von NTC-Werten vergeben. Diese NTC-Werte werden vor Beginn der Auktionen von den Übertragungsnetzbetreibern festgelegt bzw. bekannt gegeben und bleiben während der Allokation konstant. Durch die Einführung eines Kapazitätsmodells unter Beachtung zu erwartender Lastflüsse auf der Basis vom „Power Transmission Distribution Factors“ (PTDF) werden die verfügbaren

Übertragungsleitungskapazitäten nicht mehr vor der Allokation festgelegt, sondern als deren Bestandteil. Die Zuordnung von Kuppelleitungskapazitäten zu den einzelnen Ländergrenzen kann damit kurzfristig an die realen Kauf- und Verkaufsgebote von elektrischer Energie und den daraus resultierenden Lastflüssen (unter Berücksichtigung der PTDF-Koeffizienten) angepasst werden (Frontier Economics et al., 2006).

Im Detail bedeutet dies folgendes:

Wenn eine bestimmte Kapazität vom Marktgebiet A zum Marktgebiet B verfügbar ist (z.B. 100MW), bedeutet dies nicht, dass sich ein Lastfluss der gleichen Höhe direkt zwischen dieser Grenze einstellen muss. Der gesamte Lastfluss kann sich auch über Drittländer derart aufteilen, dass z.B. nur 50MW direkt vom Gebiet A ins Gebiet B und die restlichen 50MW eventuell über die Gebiete C und D übertragen werden. Die vorhergesagte Lastflussaufteilung basiert auf der Basis von PTDF-Koeffizienten, welche aus Lastflussdatensätzen hergeleitet werden. Die kurzfristige Kapazitätszuteilung zu den einzelnen Übertragungsleitungen erfolgt nun ökonomisch optimiert und koordiniert für mehrere Grenzen unter Berücksichtigung von parallelen Lastflüssen (auf der Basis der PTDF-Koeffizienten) und unter Berücksichtigung von Strompreisunterschieden zwischen den Marktgebieten.

Die Anwendung eines PTDF-Kapazitätsmodells lässt im Vergleich zu impliziten Auktionen eine weitere Effizienzsteigerung erwarten, und zusätzlich würde sich die Planungssicherheit für Übertragungsnetzbetreiber erhöhen. Ein derartiges Modell wurde gegenwärtig noch nicht in die Praxis umgesetzt.

4 Datenerhebung

Um die zentralen Fragen dieser Arbeit beantworten zu können, mussten eine Vielzahl an Daten recherchiert werden. Diese werden im folgenden Kapitel dargestellt. Dabei erwies sich vor allem das Internet als nützliche Quelle.

4.1 Elektrische Stromerzeugungsstrukturen

Die für das Grenzkostenmodell (Österreich, Schweiz, Deutschland und Frankreich) benötigte Angebotskurve wurde von den Stromerzeugungsstrukturen der einzelnen Länder hergeleitet.

Auf der UCTE¹⁰-Homepage konnte eine Grobeinteilung der Erzeugung (Wasserkraft gesamt, Thermisch- Nuklear, Thermisch- Konventionell) und des Verbrauchs für alle 4 Länder auf Monatsbasis für den gesamten Beobachtungszeitraum (1999-2007) gefunden werden.

Weiters konnten ab dem Jahr 2005 Daten (auf Monatsbasis), sowohl für den Bereich Erneuerbare- Energie als auch eine Aufteilung der Thermisch-Konventionellen-Kraftwerke in die Bereiche Kohle, Gas Öl und „nicht- zuteilbar“, der gleichen Quelle entnommen werden (UCTE, 2008a).

Eine Aufteilung der Wasserkraft in Laufwasser (LW) und Speicherwasser (SP) sowie eine Zerlegung der thermisch konventionellen Kraftwerke in Gaskraftwerke und Kohlekraftwerke mit unterschiedlichem Wirkungsgrad konnte aus dieser Quelle nicht entnommen werden.

Nachfolgend werden zusätzlich verwendete Quellen und die jeweils getroffenen Annahmen nach Ländern dargestellt.

4.1.1 Österreichische Erzeugungsstruktur

Die österreichische Regulierungsbehörde E-Control veröffentlicht auf ihrer Homepage Erzeuger- und Verbraucherdaten von elektrischer Energie auf

¹⁰ UCTE... Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity

Monatsbasis. Ab dem Jahr 2000 konnte aus dieser Quelle eine Aufteilung der Wasserkraft in Lauf- und Speicherkraftwerke gefunden werden. Weiters ist für die Jahre 1999-2002 sowie für die Jahre 2004 und 2007 eine Aufteilung der Thermisch- Konventionellen- Kraftwerke in Kraftwerke mit Kohle- Gas- Öl und sonstigen- Brennstoffen ersichtlich (E-CONTROL, 2004-2007).

Die Wasserkraftaufteilung für das Jahr 1999 wurde wie für das Jahr 2000 angenommen.

Die Aufteilung der Thermisch- Konventionellen- Kraftwerke für das Jahr 2003 wurde wie für das Jahr 2002 gewählt, und die Aufteilungen für die Jahre 2005 und 2006 entsprechend einer Mittelwertbildung der Aufteilungen der Jahre 2004 und 2007 berechnet.

Wegen der vereinfachten Modellannahme werden Kraftwerke, welche mit Heizöl befeuert werden, als Gaskraftwerke interpretiert (Die elektrische Energiebereitstellung mit Heizöl ist auch ca. nur 1/8 von jener mit Gas).

Kraftwerke mit der Kategorie „sonstige Brennstoffe“ (Nicht fossile Energieträger / Derivate wie z.B. biogene Brennstoffe, Laugen, Müll etc.) wurden vernachlässigt.

Mit diesen Daten und den getroffenen Annahmen ergibt sich folgende Erzeugungsstruktur z.B. für das Jahr 2006.

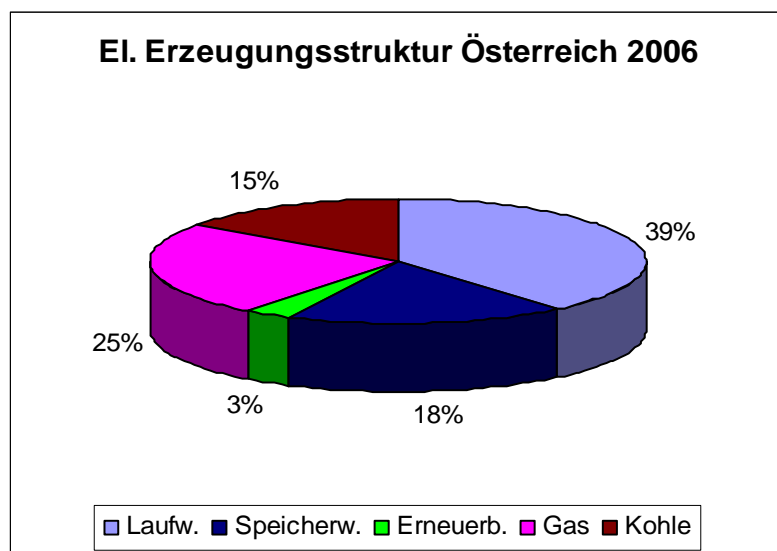


Abbildung 19: Die elektrische Erzeugungsstruktur von Österreich (2006).
Quellen: UCTE, E-CONTROL; eigene Darstellung

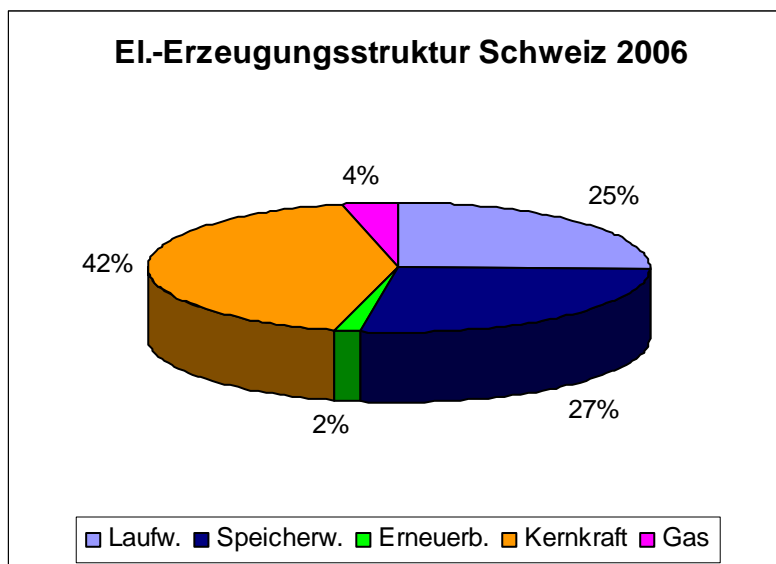
Wie in Abbildung 19 zu sehen ist, besitzt Österreich einen sehr großen Wasserkraftanteil von ca. 60% an der elektrischen Energiebereitstellung.

4.1.2 Schweizer Erzeugungsstruktur

Für die Schweiz wurde auf der BFE¹¹-Homepage eine Aufteilung der Wasserkraft in Lauf- und Speicherkraftwerke über den gesamten Beobachtungszeitraum auf Monatsbasis gefunden (BFE, 2008).

Da die Schweiz, entsprechend der UCTE – Quelle (Jahre 2005-2007) über keine Kohlekraftwerke verfügt, und nur eine sehr geringe Stromproduktion mit Ölkraftwerken erfolgt, wird im Grenzkostenmodell die gesamte Thermisch-Konventionelle- Energiebereitstellung der Schweiz als Energie von Gaskraftwerken interpretiert.

Damit ergibt sich folgende exemplarische Erzeugungsstruktur für das Jahr 2006.



**Abbildung 20: Die elektrische Erzeugungsstruktur der Schweiz (2006).
Quellen: UCTE, BFE; eigene Darstellung**

¹¹ BFE...Bundesamt für Energie

Aus der Abbildung 20 ist ersichtlich, dass die Schweizer Stromerzeugung hauptsächlich aus Wasserkraft und Kernkraftwerken stammt.

4.1.3 Deutschlands Erzeugungsstruktur

Aus einem Konferenzbericht (KERE¹²), der unter anderem die Rolle der Wasserkraft im deutschen Stromerzeugungsmix behandelt, konnten Daten zur Aufteilung der Wasserkraft in Lauf- und Speicherkraftwerke für die Jahre 1999-2004 auf Jahresbasis gefunden werden (Heimerl, 2005).

Die Wasserkraftaufteilung für die Jahre 2005-2007 wurde in Analogie zum Jahr 2004 gewählt.

Der BDEW¹³ - Deutschlands veröffentlicht auf seine Homepage Stromzahlen über den deutschen Strom- und Energiemarkt auf Jahresbasis (BDEW, 2008).

Daraus ist eine Aufteilung der Thermisch- Konventionellen- Energie in Kraftwerke mit Kohle-, Gas-, Öl- und sonstigen Brennstoffen bis zum Jahr 2006 ersichtlich. Die Aufteilung für das Jahr 2007 wurde prozentuell dem Jahr 2006 nachempfunden.

Wegen der vereinfachten Modellannahme und wegen den geringen Energiemengen, welche durch Öl- und sonstige Kraftwerke bereitgestellt werden, wird diese Energie im Modell so interpretiert, als wäre sie durch Gaskraftwerke erzeugt worden.

Mit diesen Daten und den getroffenen Annahmen ergibt sich die nun folgende elektrische Erzeugungsstruktur für Deutschland.

¹² KERE...Konferenz der Elektrizitätswirtschaft Regenerative Energien

¹³ BDEW...Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft

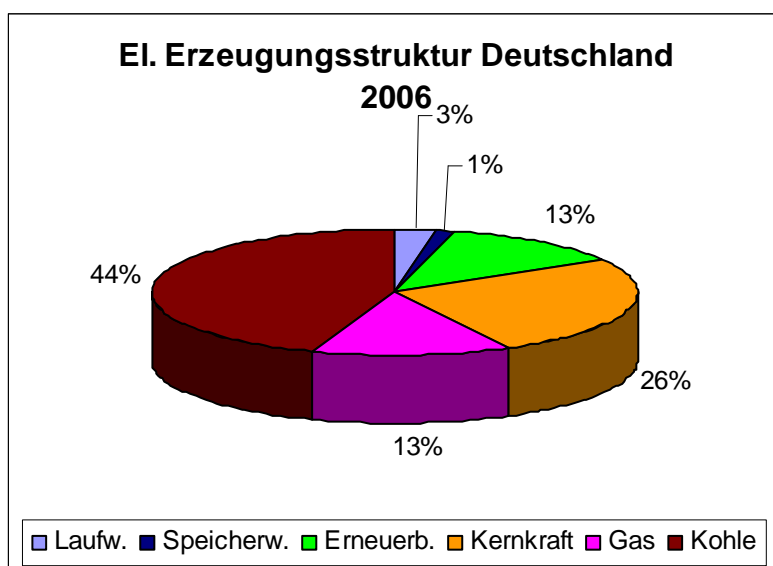


Abbildung 21: Die elektrische Erzeugungsstruktur von Deutschland (2006).
Quellen: UCTE, BDEW, Heimerl; eigene Darstellung

Wie in Abbildung 21 zu erkennen ist, wird die elektrische Energie in Deutschland größtenteils aus thermischen Kraftwerken bereitgestellt, wobei Kohlekraftwerke den größten Anteil bilden. Auch der Erneuerbare-Energieanteil (ohne Wasserkraft) ist verglichen mit den Ländern Österreich, Schweiz und Frankreich, wegen der hohen Anzahl an Windkraftanlagen, relativ groß.

4.1.4 Frankreichs Erzeugungsstruktur

Die elektrische Erzeugungsstruktur von Frankreich wurde nur mit den Daten der UCTE-Homepage hergeleitet.

Die Aufteilung der Wasserkraft in Lauf- und Speicherkraftwerke wurde mit jeweils 50% angenommen.

Da im Jahr 2006 der Thermisch- Konventionell- Anteil der Kohlekraftwerke zirka 40% beträgt, wurde dieser Kohleprozentsatz für den gesamten Beobachtungszeitraum gewählt.

Die verbleibenden 60% der Thermisch- Konventionellen- Energie (Gas, Öl und „nicht zuteilbar“) wurden wegen der vereinfachten Modellannahme als

Gaskraftwerke interpretiert (Die Kraftwerke mit Gasfeuerung bilden auch den größten Energieanteil in dieser verbleibenden 60%-Kategorie).

Mit den verwendeten Daten und den getroffenen Annahmen ergibt sich für Frankreich folgende Erzeugungsstruktur für das Jahr 2006.

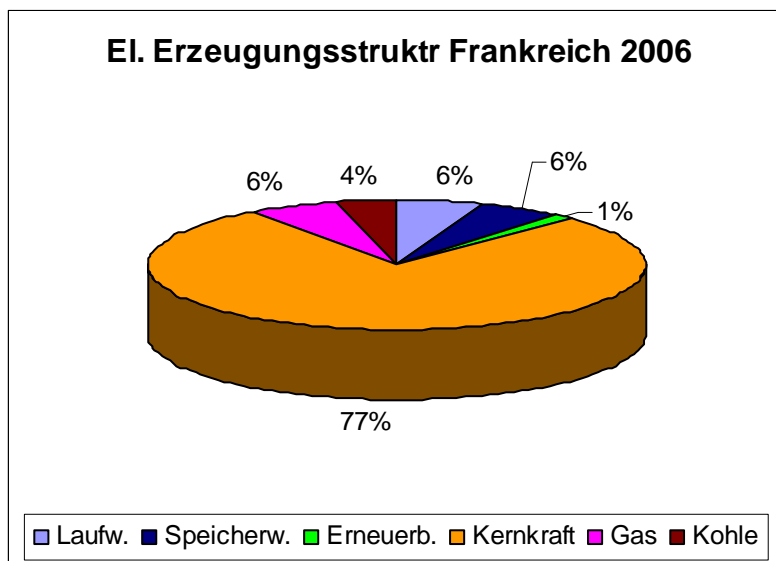


Abbildung 22: Die elektrische Erzeugungsstruktur von Frankreich (2006).

Quellen: UCTE; eigene Darstellung

In Abbildung 22 ist deutlich zu erkennen, dass Frankreich mehr als $\frac{3}{4}$ seiner elektrischen Energie durch Kernkraft bereitstellt.

4.2 Elektrischer Stromverbrauch versus Erzeugung

Wie bereits im Punkt 4.1 erwähnt wurde, konnte für das Grenzkostenmodell auf der UCTE-Homepage der Verbrauch für alle 4 Länder auf Monatsbasis für den gesamten Beobachtungszeitraum (1999-2007) gefunden werden.

Diese Verbrauchsdaten stellen den gesamten Verbrauch, also die Summe aus Grund- u. Spitzenlast dar.

Weiters konnten von der UCTE – Quelle für die Jahre 2006 und 2007 stündliche Lastwerte gewonnen werden (UCTE, 2008b). Mit diesem stündlichen Lastverlauf

wurde die Grundlast ermittelt. Die Vorgehensweise wird im Kapitel „5.6.2 Grundlastermittlung“ genau erklärt.

Stellt man für die 4 Länder (A, CH, DE u. FR) z.B. für das Jahr 2006 die elektrische Stromerzeugung dem Verbrauch gegenüber, so ergibt sich folgender Zusammenhang.

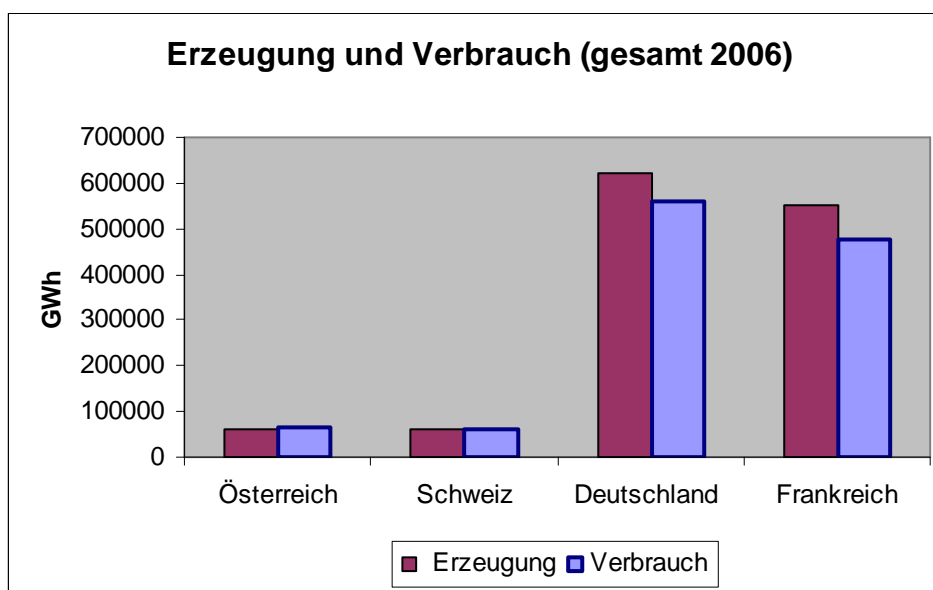


Abbildung 23: Elektrische Erzeugung und Verbrauch (A, CH, DE, FR).
Quelle: UCTE

Aus der Abbildung 23 erkennt man, dass in den Ländern Österreich und Schweiz im Jahr 2006 der Verbrauch etwas über der Erzeugung lag. Das heißt, diese Länder waren Stromimporteure.

Deutschland und Frankreich hingegen erzeugten um ca. 65000GWh mehr an elektrischer Energie, als im Jahr 2006 verbraucht wurde.

Weiters kann man der Abbildung entnehmen, dass die Energieproduktion Deutschlands bzw. Frankreichs um zirka den Faktor 10 größer ist als jene von Österreich oder der Schweiz.

In Abbildung 24 sind der gesamte Verbrauch sowie die gesamte Erzeugung aller 4 Länder über den gesamten Beobachtungszeitraum dargestellt.

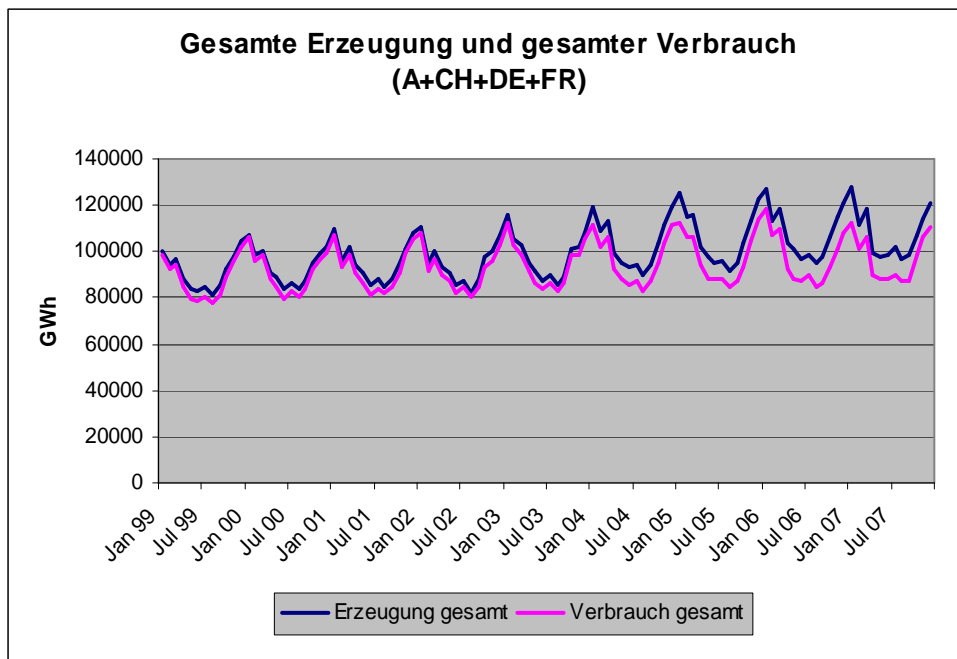


Abbildung 24: Summen- Erzeugung und Verbrauch (A+CH+DE+FR).
Quelle: UCTE

Wie aus der Grafik ersichtlich, erkennt man einen deutlich höheren Energieverbrauch in den Wintermonaten gegenüber den Sommermonaten. Dieser Mehrkonsum im Winter von ca. 30TWh gegenüber dem Sommer muss bei zusätzlicher Verringerung der Wasserkraft (im Winter) durch thermische Kraftwerke weggemacht werden. Weiters erkennt man aus der Grafik einen etwa linearen jährlichen Verbrauchszuwachs von 2-3%.

4.3 Erzeugungskoeffizienten der Laufkraftwerke

Wie bereits im Abschnitt 3.1 erwähnt wurde, kann durch die Wasserverfügbarkeit die Angebotskurve horizontal verschoben werden.

Für Österreich ist in Abbildung 25 der Wasserindex dargestellt (E-CONTROL, 2004-2007).

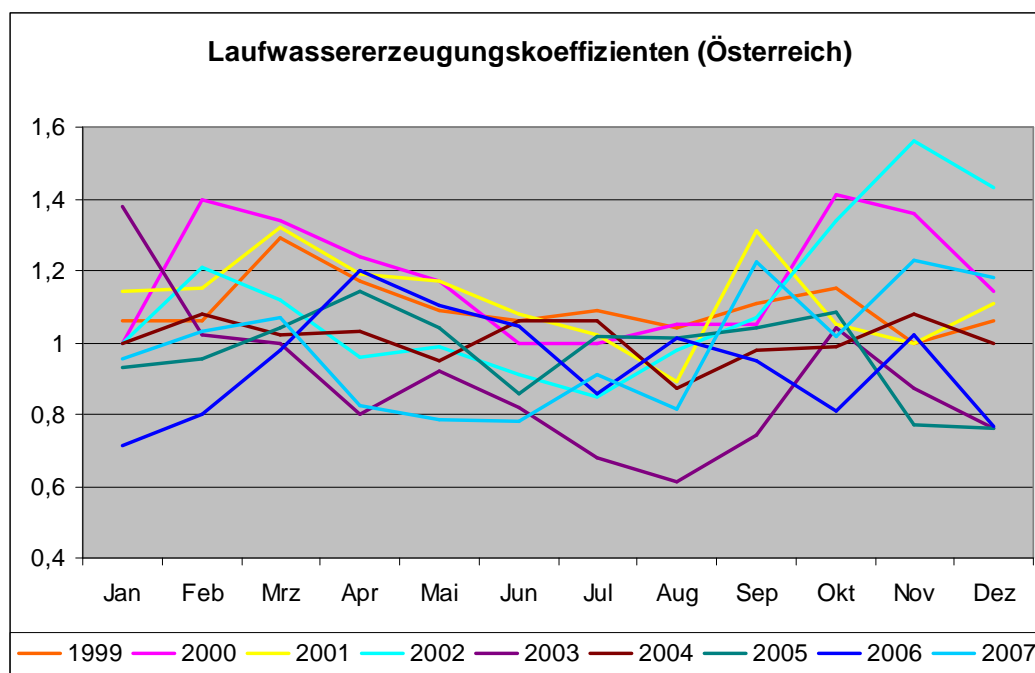


Abbildung 25: LW-Erzeugungskoeffizienten (1999-2007). Quelle: E-CONTROL

Dabei erkennt man deutlich die jahreszeitlichen Schwankungen um den Wert 1 (langjähriges Mittel) in einer Bandbreite von 0,6-1,6.

Während die Jahre 1999 und 2000 recht wasserreich waren, erkennt man gut, dass es sich im Jahr 2003 um ein wasserarmes Jahr handelte.

Auch Ende 2005 - Anfang 2006 sowie von April 2007 - August 2007 lag der Erzeugungskoeffizient deutlich unter dem langjährigen Mittel.

Ursprünglich sollte die Angebotskurve mit Hilfe des Wasserindex horizontal verschoben werden, da jedoch durch mehrere Quellen (siehe Punkt „4.1 Elektrische Stromerzeugungsstrukturen“) die Wasserkraft-Erzeugung auf Monatsbasis vorlag, wurden diese Daten im Modell verwendet.

4.4 Gas- und Kohlepreise

Primärenergiepreise sind wichtige Parameter zur Bestimmung der Grenzkosten von Thermisch- Konventionellen- Kraftwerken.

Da bei den verwendeten Quellen der Steinkohlepreis in [€/tSKE]¹⁴ und der Erdgaspreis in [€/TJ] angegeben war, wurden die Werte in [€/MWh] umgerechnet (BAFA¹⁵, 2008) und (BMW¹⁶, 2008) und (Haas, 2002).

$$p_{\text{Steinkohle}} [\text{€/MWh}] = \frac{p_{\text{Steinkohle}} [\text{€/tSKE}]}{8,141}$$

$$p_{\text{Erdgas}} [\text{€/MWh}] = \frac{p_{\text{Erdgas}} [\text{€/TJ}] \cdot 3,6}{1000}$$

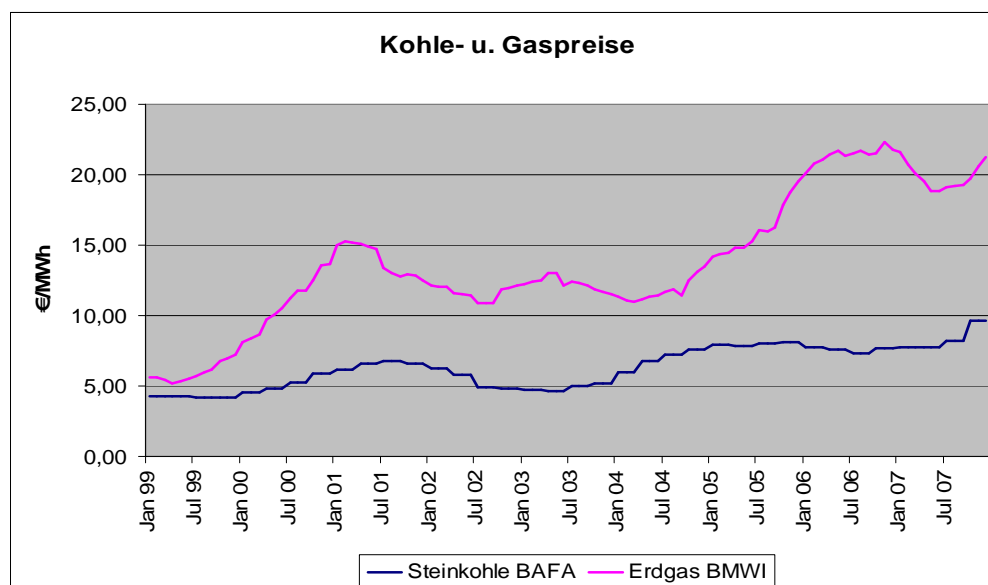


Abbildung 26: Primärenergiepreise. Quellen: BAFA, BMWI

In Abbildung 26 sind die für das Grenzkostenmodell benötigten Primärenergiepreise dargestellt.

Man kann deutlich erkennen, dass der Erdgaspreis während des gesamten Beobachtungszeitraumes höher als der Steinkohlepreis lag (Dies ist neben der

¹⁴ [€/tSKE]...Euro je Tonne Steinkohleäquivalent

¹⁵ BAFA...Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle

¹⁶ BMWI...Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie

Regelbarkeit von Kraftwerken mit ein Grund, warum Gaskraftwerke als Spitzenlastkraftwerke eingesetzt werden).

Zusätzlich ist anzumerken, dass der Gaspreis viel größeren zeitlichen Schwankungen unterlag (5-23€/MWh), als dies beim relativ stabilen Kohlepreis der Fall war.

4.5 CO₂ – Zertifikatspreise

Das Kyoto-Protokoll (beinhaltet die Verpflichtung zur Reduzierung der Emissionen von Treibhausgasen), welches 1997 von 39 Staaten unterzeichnet wurde und durch die Ratifizierung Russlands am 16.02.2005 in Kraft trat, bildet die Grundlage für das EU-Emissionshandelssystem (ETS) mit EU-Emissionszertifikaten (EUA).

Anlagenbetreiber, welche dem EU-Emissionshandelssystem unterliegen, werden durch nationale Allokationspläne gewisse Emissionsrechte zugewiesen. Emittiert ein Unternehmen mehr als die zugewiesene Menge, so müssen CO₂-Zertifikate erworben werden, im anderen Fall kann das Unternehmen die Emissionszertifikate am Markt verkaufen (EEX¹⁷, 2008a und EXAA¹⁸, 2008a).

In der folgenden Abbildung sind die CO₂-Zertifikatspreise der 1. Europäischen Handelsphase für die Marktgebiete Österreich und Deutschland dargestellt (EXAA, 2005-2007) und (EEX, 2005-2007).

¹⁷ EEX...European Energy Exchange

¹⁸ EXAA...Energy Exchange Austria

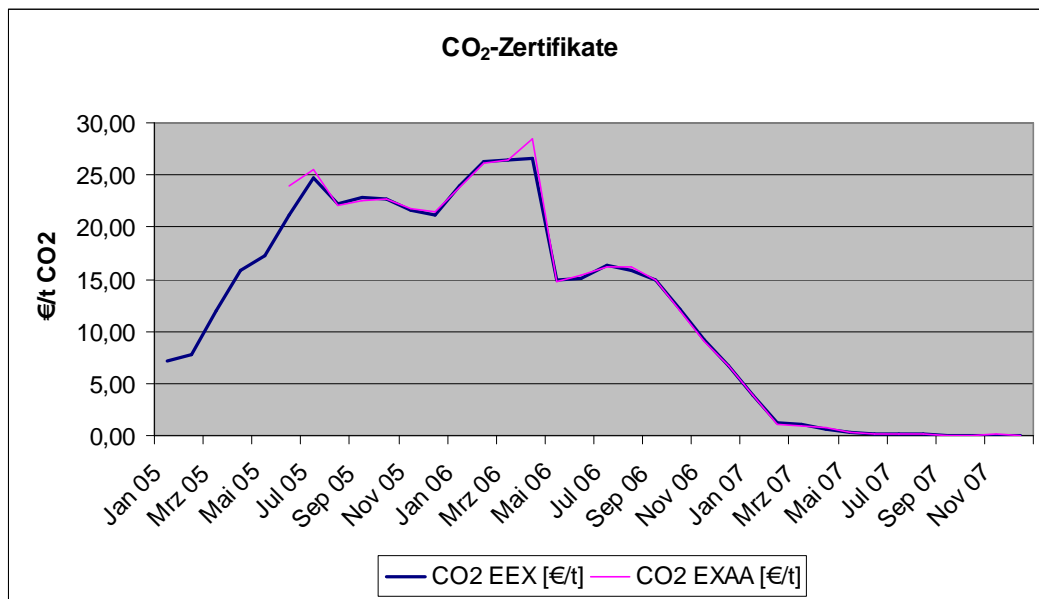


Abbildung 27: CO₂ – Zertifikatspreise. Quellen: EEX, EXAA

Einerseits kann man erkennen, dass der Handelsbeginn mit CO₂-Zertifikaten an der EXAA etwas verspätet (erst mit Juni 2005) einsetzte, und andererseits ist ersichtlich, dass sich die Preise an beiden Energiebörsen kaum unterscheiden. Die Abbildung zeigt außerdem eine beträchtliche Preisschwankung über den Beobachtungszeitraum mit einem Preisverfall gegen 0€/t CO₂ im Jahr 2007 (Die Marktteilnehmer erkannten ein starkes Überangebot an CO₂-Zertifikaten, wodurch der Preissturz die natürliche Folge war).

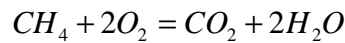
4.6 Emissionsfaktoren

Um die CO₂-Emissionszertifikatspreise (werden in €/t gehandelt) auf Primärenergiekosten (in €/MWh) umrechnen zu können, bedarf es so genannter Emissionsfaktoren (in t/MWh).

4.6.1 Berechnung des Emissionsfaktors für Erdgas

Der Ausgangspunkt hierfür ist die stöchiometrische¹⁹ Verbrennungsgleichung von Methan (Brauner, 2007).

¹⁹ Bei einer stöchiometrischen Verbrennung werden der Sauerstoff und der Brennstoff im Verhältnis der Molekulargewichte verbrannt.



CH₄...Methan

CO₂...Kohlendioxid

O₂...Sauerstoff

H₂O...Wasser

Mit Hilfe der Molekulargewichte (relative Atommassen) der einzelnen Stoffe können aus dieser Gleichung die Relationen der Massenanteile der einzelnen Komponenten hergeleitet werden.

Tabelle 4: Molekulargewichte verschiedener Stoffe . Quelle: (Fasching, 1987)

<u>Stoff</u>	<u>Chem. Formel</u>	<u>Mol. Gewicht</u>
Wasserstoff	H ₂	2*1=2kg/kmol
Sauerstoff	O ₂	2*16=32kg/kmol
Kohlenstoff	C	12kg/kmol

Massenanteile:
$$\frac{m_{CH_4}}{12 + 4 \cdot 1} = \frac{m_{O_2}}{2 \cdot 16} = \frac{m_{CO_2}}{12 + 2 \cdot 16} = \frac{m_{H_2O}}{2 \cdot 1 + 16}$$

Das Massenverhältnis von Kohlendioxid und Methan ergibt sich somit zu

$$\frac{m_{CO_2}}{m_{CH_4}} = \frac{12 + 2 \cdot 16}{12 + 4 \cdot 1} = \frac{44}{16}$$

Dividiert man diesen Wert durch den unteren Heizwert²⁰ von Methan, so erhält man den Emissionsfaktor für Erdgas (EF_{Erdgas}).

$$H_{u, CH_4} = 13,8916 \text{ MWh/t}$$

(Brauner, 2007)

$$EF_{Erdgas} = \frac{44}{16 \cdot H_{u, CH_4}} = 0,198 \text{ t / MWh}$$

²⁰ Der untere Heizwert H_u ist jene Energie im Brennstoff, die bei der Verbrennung freigesetzt wird. Der obere Heizwert H_o berücksichtigt zusätzlich die im Rauchgas enthaltene Kondensationsenergie des Wasserdampfes.

4.6.2 Weitere Emissionsfaktoren

Die Tabelle 2 zeigt CO₂-Emissionsfaktoren weiterer fossiler Brennstoffe.

Tabelle 5: CO₂ – Emissionsfaktoren. Quelle: (EZV²¹, 17.9.2007)

	t CO ₂ / TJ	t CO ₂ / MWh	t CO ₂ / t	CO ₂ / Hohlmass
Heizöl extraleicht	73,7	0,265	3,140	2,653 kg CO ₂ / l
Heizöl schwer	77,0	0,277	3,172	3,046 kg CO ₂ / l
Erdgas	55,0	0,198	2,558	2,020 kg CO ₂ / Nm ³
Steinkohle	94,0	0,338	2,641	
Braunkohle	104,0	0,374	2,090	
Petrolkoks	94,0	0,338	3,290	
Koks	105,0	0,378	2,835	
Propan	64,7	0,233	2,996	1,516 kg CO ₂ / l
Butan	66,4	0,239	3,034	1,754 kg CO ₂ / l
Ethylen	66,6	0,240	3,144	
Propylen	68,7	0,247	3,140	
Butylen	69,3	0,249	3,146	
Butadien	74,2	0,267	3,257	
Acetylen	70,1	0,252	3,386	
Leuchtpetrol/Petroleum	73,2	0,264	3,148	2,518 kg CO ₂ / l

Die Emissionsfaktoren für Erdgas aus der Internetquelle (Schweizer Oberzolldirektion / Sektion Mineralölsteuer) und jener meiner Berechnung stimmen überein.

Der Emissionsfaktor für Steinkohle $EF_{\text{Steinkohle}} = 0,338\text{t/MWh}$ wurde der gleichen Quelle entnommen, und nicht mehr selbst berechnet.

²¹ EZV...Eidgenössische Zollverwaltung

4.7 Großhandelsstrompreise

In diesem Abschnitt werden Spotmarktpreise verschiedener europäischer Strombörsen betrachtet.

Diese an den Energiebörsen gehandelten Strompreise können einerseits den Grenzkosten der Erzeugung gegenübergestellt werden, andererseits können Strompreisdifferenzen mit Auktionsergebnissen von Leitungskapazitäten verglichen werden, bzw. kann untersucht werden, ob derartige marktbasierende Verfahren der Leitungskapazitätsvergabe zu einer Angleichung der Stromgroßhandelspreise führen.

4.7.1 Spotmarktpreise im Teilmarktgebiet A, CH, DE und FR

Diese Länder sind nicht durch andauernde Engpässe in den Übertragungsleitungskapazitäten von einander getrennt, wodurch der quasi unbeschränkte Energieaustausch über die Ländergrenzen hinweg zu einem Ausgleich der Strompreise führt (Die Schweiz spielt dabei eine spezielle Rolle.).

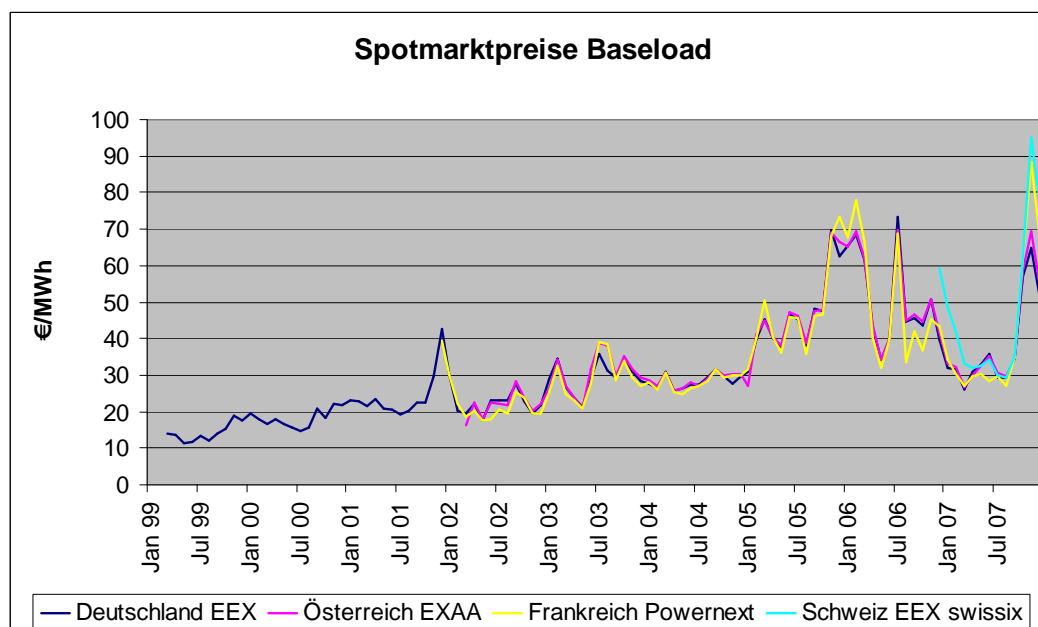


Abbildung 28: Spotmarktpreise Base-load (A, CH, DE und FR). Quellen: EEX, EXAA, Powernext

In Abbildung 28 sind die Monatsmittelwerte der 4 Länder des Day-ahead-Spotmarktes²² für Grundlast ersichtlich (EEX 2008b, EXAA 2008b und Powernext 2008).

Betrachtet man die Strompreise der Länder Österreich, Deutschland und Frankreich, so erkennt man eine hohe Korrelation der Preisentwicklung (d.h. eine große Übereinstimmung des Kurvenverlaufs).

Für die Schweiz war der SWEP²³ der indexierte Spot-Großhandelspreis für Strom. Dieser Schweizer Energiepreisindex wurde am 11.03.1998 erstmals veröffentlicht. Seit 11.12.2006 wurde an der deutschen Strombörse ein eigenes Marktgebiet für den Schweizer-Spotmarkt eingerichtet. Dieser Schweizer Preisindex wird von der EEX mit *Swissix* bezeichnet. Im zeitlichen Überlappungsbereich zeigt der SWEP ein nahezu identisches Ergebnis wie der *Swissix*. Sowohl der SWEP als auch der *Swissix* korrelieren sehr stark mit dem Spotmarktpreis an der EEX, jedoch mit einem ca. 25% höheren Preisniveau. Da in der Schweiz der Strommarkt noch nicht voll liberalisiert ist (erst ab dem Jahr 2013 sollen alle Stromkunden der Schweiz den Anbieter frei wählen können), können durch Gebietsmonopole erhöhte Monopolpreise erzielt werden. Durch die intensiven Handelsbeziehungen mit den Nachbarländern wird die Schweiz als Drehscheibe im europäischen Stromhandel bezeichnet. Dabei wird elektrische Energie vor allem nach Italien exportiert, während aus Frankreich, Deutschland und Österreich überwiegend importiert wird (Wenzel, 2007).

Durch die intensiven Handelsbeziehungen einerseits und durch die hohen Strompreiskorrelationen andererseits liegt der Schluss nahe, dass es sich bei den 4 Ländern Österreich, Schweiz, Deutschland und Frankreich um ein gemeinsames Marktgebiet handelt, wodurch bei der Strompreismodellierung diese Länder zusammengefasst werden müssen.

²² Am Day-ahead-Markt wird der Strom auf Stundenbasis für den nächsten Tag gehandelt.

²³ SWEP...Schweizer Energiepreisindex

In Abb. 29 ist der EEX – Spotmarktpreis sowohl für Grundlast als auch für Spitzenlast dargestellt.

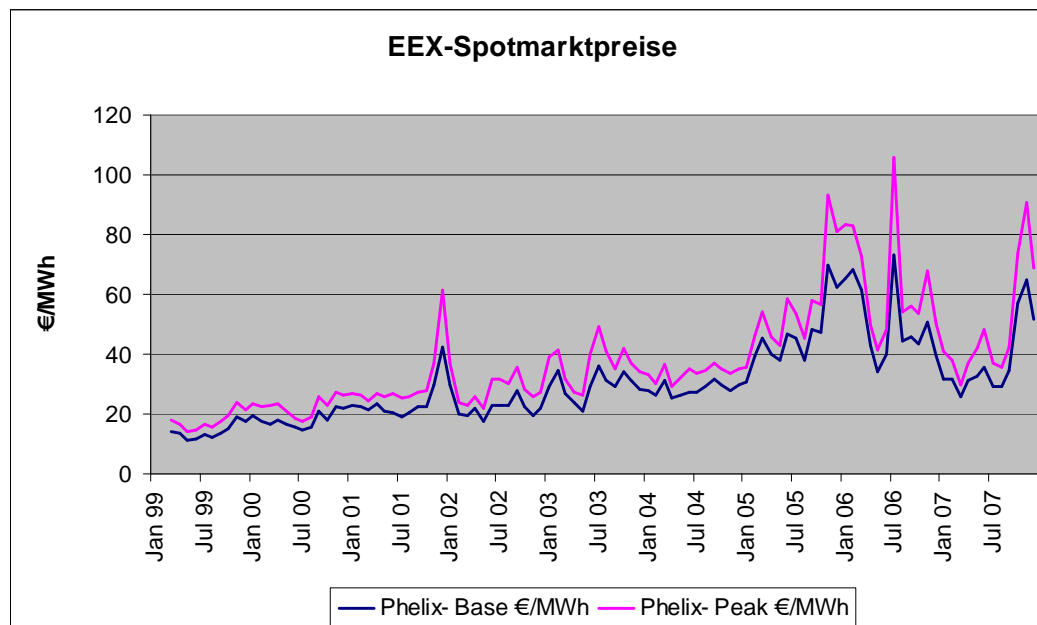


Abbildung 29: Spotmarktpreise Base – u. Peak-load. Quelle: EEX

Dabei bildet der Phelix-Baseload-Index den Mittelwert aller Stundenauktionen eines Tages für das Marktgebiet Deutschland/Österreich ab. Beim Phelix-Peakload-Index werden nur die Stundenpreise der Spitzenlastzeiten (8.00-20.00 Uhr) berücksichtigt. Da der „Phelix“ sowohl für Deutschland als auch weiten Teilen Mitteleuropas als Referenzpreis für Strom gilt, wird dieser Preis als Vergleich mit den Grenzkosten der Erzeugung herangezogen.

4.7.2 Spotmarktpreise der Länder DE, A, CZ und PL

Um die tschechische und polnische Marktintegration Richtung Österreich und Deutschland beurteilen zu können, bedarf es einer Untersuchung der Großhandelsstrompreise. Diese Daten konnten auf Stundenbasis an den entsprechenden Energiebörsen ermittelt werden (OTE²⁴, 2008 und POLPX²⁵,

²⁴ OTE...Tschechische Energy Market Operator

²⁵ POLPX...Polisch Power Exchange

2008). Da diese Strompreise in der nationalen Währung angegeben sind, wurden sie mit Hilfe der Wechselkurse in €/MWh umgerechnet (OENB²⁶, 2008a und OENB, 2008b). In Abbildung 30 sind die Monatsmittelwerte der 4 Länder des Day-ahead-Spotmarktes für Grundlast abgebildet.

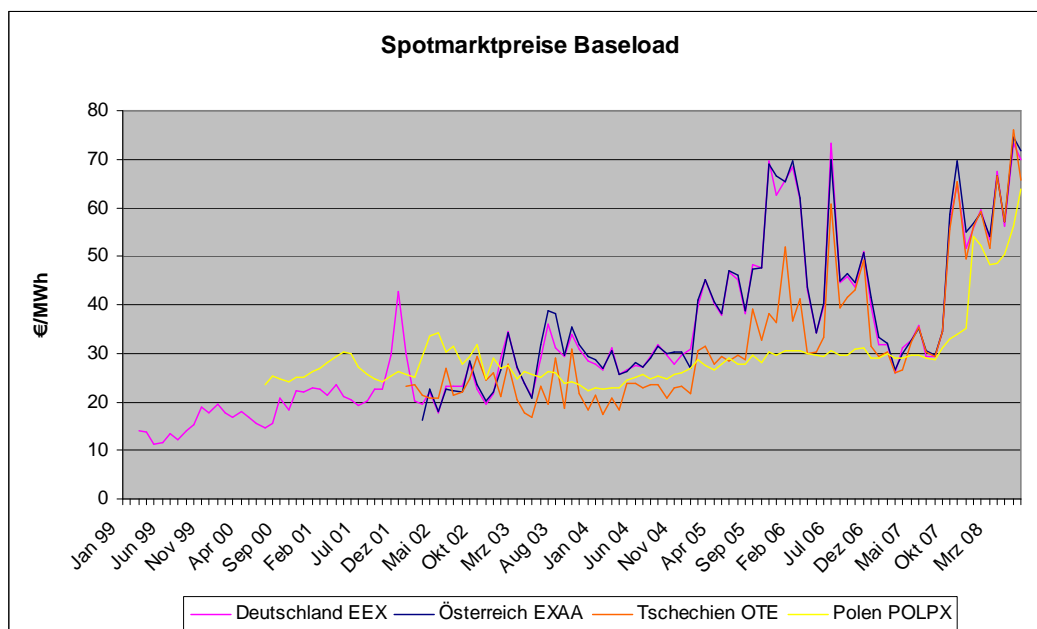


Abbildung 30: Spotmarktpreise Base-load (DE, A, CZ und PL). Quellen: EEX, EXAA, OTE, POLPX, OENB

In den Jahren 2003-2006 lagen die tschechischen und vor allem die polnischen Preise deutlich unter jenen von Österreich und Deutschland. Im Jahr 2007 erreichte der tschechische Strompreis das westeuropäische Niveau aus folgenden Gründen:

- Ein Preissturz der CO₂-Zertifikate ließ die Strompreise von Österreich und Deutschland sinken.
- Zwischen Tschechien und Deutschland wurden durch eine Reduktion „alter“ Langzeitverträge mehr ubertragungsleitungsKapazitaten verfügbar.

Seit Anfang 2008 ist auch der polnische Strompreis stark gestiegen, wodurch es zu einer Annäherung in Richtung westeuropaisches Strompreinsniveau kommt.

²⁶ OENB... österreichische Nationalbank

Die Gründe hierfür sind:

- Starker Verbrauchsanstieg in Polen (Der Verbrauch von elektrischer Energie stieg vom Jahr 2005 zum Jahr 2007 um ca. 9% und dieser Trend setzt sich im Jahr 2008 fort.)
- Marktintegration Richtung Tschechien und Deutschland

4.7.3 Spotmarktpreise der Länder FR, NL und BE

Diese drei Länder sind seit 22.11.2006 über implizite Auktionen unter den Namen „Trilateral Market Coupling“ miteinander verbunden. Zu diesem Zeitpunkt begann auch der Day-ahead-Handel mit elektrischer Energie an der belgischen Strombörse (Belpex, 2008b).

In Abbildung 31 sind neben den französischen Strompreisen auch die Monatsmittelwerte der Niederlande und von Belgien des Day-ahead-Spotmarktes²⁷ für Grundlast ersichtlich (Pownext 2008, APX 2008 und Belpex 2008c).

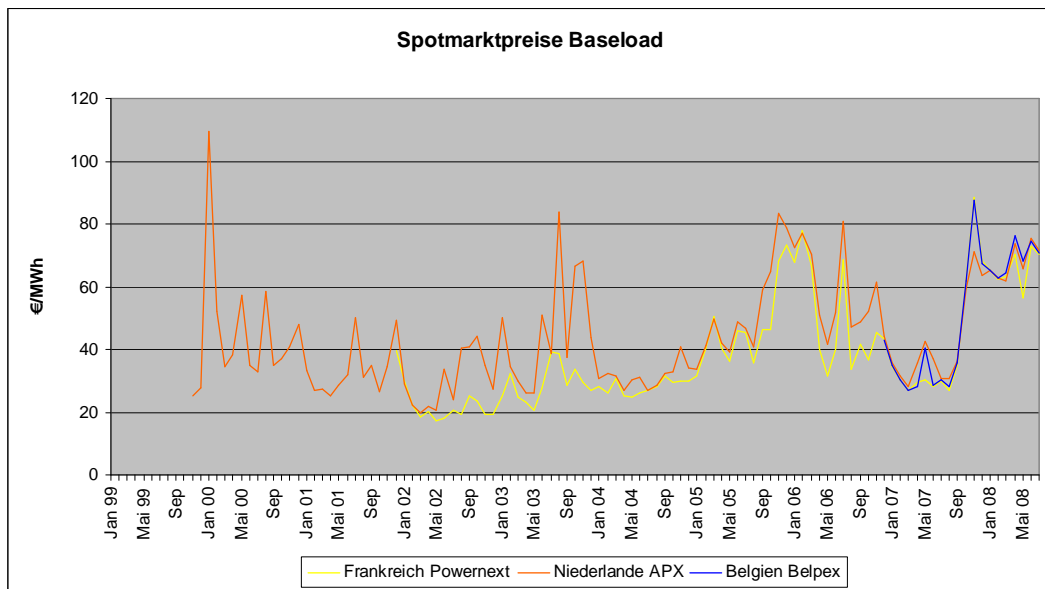


Abbildung 31: Spotmarktpreise Base-load (FR, NL und BE). Quellen: Pownext, APX, Belpex

²⁷ Am Day-ahead-Markt wird der Strom auf Stundenbasis für den nächsten Tag gehandelt.

Für den Zeitbereich der Jahre 2002-2006 erkennt man deutliche Preisunterschiede zwischen den Ländern Frankreich und den Niederlanden (Im August 2003 betrug diese Preisdifferenz sogar 45,45 €/MWh). Mit Beginn des Market Coupling Prozesses zwischen diesen Ländern erfolgte sichtlich eine Preisangleichung der Märkte, mit wenigen Ausnahmen.

- Sowohl im Mai 2007 als auch im Mai 2008 lag der belgische Strompreis deutlich über jenen von Frankreich.
- Im November 2007 lag der belgische Strompreis deutlich über den niederländischen Strompreis.

Dies lässt sich nur auf Engpässe in den Übertragungsleitungskapazitäten zurückführen (vergleiche Kapitel „6.2 Implizite Auktionsergebnisse“).

4.7.4 Spotmarktpreisübersicht der untersuchten europäischen Länder

In Abbildung 32 sind in einer Zusammenfassung alle bis jetzt besprochenen Strompreise dargestellt.

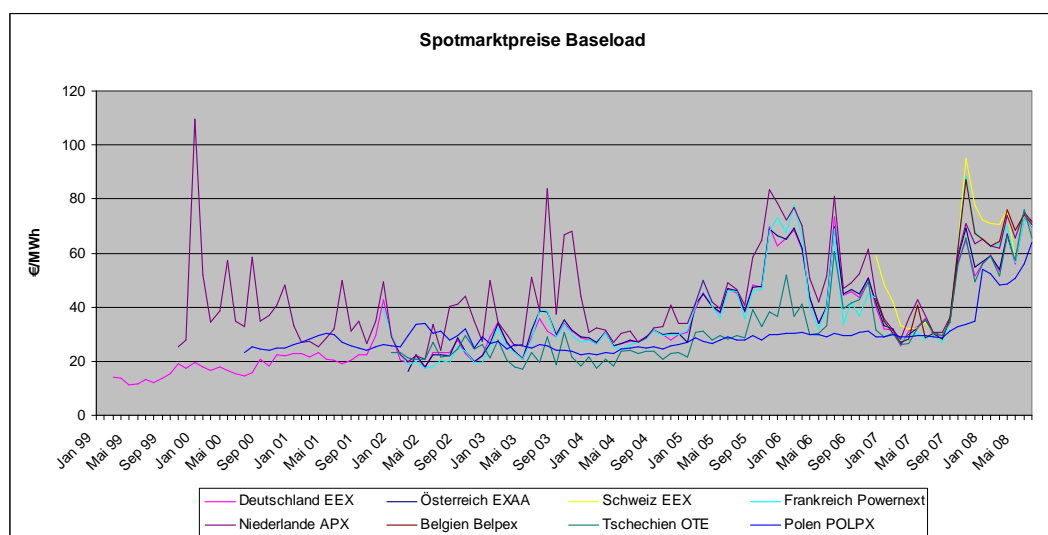


Abbildung 32: Spotmarktpreisübersicht Base-load (DE, A, CH, FR, NL, BE, CZ und PL). Quellen: EEX, EXAA, Powernext, APX, Belpex, OTE, POLPX

Man erkennt deutliche Preisunterschiede zwischen den Ländern und eine relativ große Schwankungsbreite von Strompreisen einzelner Länder. Historisch betrachtet bilden die niederländischen Strompreise die obere Grenze,

währenddessen die Großhandelsstrompreise von Polen das untere Preisniveau darstellen. Interessant ist aber vor allem, dass gegen Ende der Zeitreihe ein Angleichen aller Strompreise erkennbar ist (jedoch auf hohem Preisniveau). Dies deutet auf ein Funktionieren der Marktintegrationskonzepte hin (vergleiche Kapitel „6 Auktionsergebnisse“).

4.8 Auktionsdaten

Die Ergebnisse der bilateralen expliziten Auktionen zwischen Österreich und Tschechien, als auch die Ergebnisse der koordinierten expliziten Auktionen zwischen Deutschland, Tschechien und Polen, sowie die impliziten Auktionsergebnisse zwischen Frankreich, Belgien und den Niederlanden werden zusammen mit den entsprechenden Strompreisen bzw. Strompreisdifferenzen im Kapitel „6 Auktionsergebnisse“ dargestellt und analysiert.

5 Grenzkostenmodell

5.1 Rahmenbedingungen

Das betrachtete Marktgebiet, für welches die Grenzkostenanalyse erstellt wurde, bezieht sich in diesem Modell auf die 4 Länder Österreich, Schweiz, Deutschland und Frankreich.

Für die durchgeführte Arbeit wurde der Beobachtungszeitraum von 1999-2007 gewählt, wobei die Datenermittlung sowohl für Grundlast als auch für Spitzenlast auf Monatsbasis erfolgte.

5.2 Aufgabenstellung

Die zentralen Fragen, welche mit Hilfe des Grenzkostenmodells beantwortet wurden, sind im Kapitel „1.2 Ziel dieser Arbeit“ dokumentiert.

5.3 Vorgehensweise

Mit den im Kapitel 4 recherchierten Daten und mit den getroffenen Modellannahmen wurde ein Fundamental-Modell erstellt.

Anschließend galt es die Ergebnisse des Grenzkostenmodells mit dem tatsächlichen Strompreis zu vergleichen und entsprechend zu analysieren.

5.4 Das Prinzip der Grenzkostenanalyse

Wird die Angebotskurve der elektrischen Energieerzeugung nach aufsteigenden Kosten gereiht, so ergibt sich ein stufenförmiger Verlauf, dessen Schnittpunkt mit der Nachfragekurve das Grenzkostenkraftwerk und die entsprechenden Grenzkosten der Erzeugung festlegt (siehe Punkt 3.1 „Theorie zur Grenzkostenanalyse“ und Abbildung 5).

5.5 Modellannahmen

Dieses Modell verwendet ausgehend von Grundlastkraftwerken aufsteigend gereiht zu den Spitzenlastkraftwerken folgende Kraftwerkstypen²⁸:

- Laufwasserkraftwerke
- „neue“ erneuerbare Energiequellen
- Thermisch nukleare Kraftwerke
- Kohlekraftwerke mit unterschiedlichen Wirkungsgraden:
 - Kohle neu (43% Wirkungsgrad)
 - Kohle mittel (38% Wirkungsgrad)
 - Kohle alt (33% Wirkungsgrad)
- Speicherwasserkraftwerke
- Gaskraftwerke (40% Wirkungsgrad)

Die französischen Kohlekraftwerke wurden in 25% Kohle neu, 50% Kohle mittel und 25% Kohle alt aufgeteilt.

Die deutschen Kohlekraftwerke wurden in 30% Kohle neu, 40% Kohle mittel und 30% Kohle alt geteilt.

Bei der Aufteilung der Thermisch-Konventionellen-Kraftwerke wurde von keinen Kombinationstypen ausgegangen. Heizkraftwerke mit Kraft-Wärmekopplung hätten einen höheren Gesamtwirkungsgrad, und Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) erreichen bei „reinem“ Kondensationsbetrieb elektrische Wirkungsgrade bis zu 60%.

Bei der Grenzkostenermittlung der Kohlekraftwerke wurde als Brennstoffpreis der Steinkohlepreis verwendet, und auf eine Aufteilung zwischen Braun- und Steinkohle verzichtet. Dies ist deshalb möglich, weil die billigeren

²⁸ Dies stellt eine vereinfachte Modellannahme dar. Die Zurechnung von Kraftwerkstypen, welche durch Öl oder sonstige Brennstoffe befeuert werden, ist im Kapitel „4 Datenerhebung“ dargestellt.

Braunkohlekraftwerke wegen des hohen Gesamtstromverbrauchs der Bevölkerung nie das Grenzkostenkraftwerk bilden.

Die Grenzkosten für ein bereits abbeschriebenes Laufwasserkraftwerk wurden mit 1€/MWh, für ein Kraftwerk aus „neuer“ erneuerbarer Energie mit 2€/MWh und für ein thermisch nukleares Kraftwerk mit 5€/MWh angenommen. Dadurch, dass diese 3 Kraftwerkstypen nie das Grenzkostenkraftwerk bilden, ist die Höhe dieser Kostenannahme nicht wesentlich.

Die Grenzkosten für ein Speicherwasserkraftwerk wurden um 1€/MWh niedriger als beim Gaskraftwerk angenommen, weil ein Betreiber eines Speicherwasserkraftwerkes eine möglichst hohen Preis erzielen möchte, aber noch vor dem Gaskraftwerk am Markt anbieten möchte.

5.6 Grenzkostenberechnung

Die Modellberechnung und die Diagrammerstellung wurden mit Microsoft Office Excel durchgeführt.

5.6.1 Erzeugungs- und Verbrauchssummierung

Zuerst wurden die Erzeugungsmengen E in [GWh] jeweils für die einzelnen Kraftwerkstypen über die 4 Länder (A, CH, DE und FR) auf Monatsbasis summiert.

$$E_{i,j,k} = E_{i,j,k}^A + E_{i,j,k}^{CH} + E_{i,j,k}^{DE} + E_{i,j,k}^{FR}$$

i...Kraftwerkstyp: Laufwasser (LW), Erneuerbare Energie (EE), Thermisch-Nukleare Energie (TN), Kohle neu (Kn), Kohle mittel (Km), Kohle alt (Ka), Speicherwasser (SP) oder Gas (G)

j...Monat (1 – 12)

k...Jahr (1999 – 2007)

Durch eine Verbrauchssummierung ergibt sich auf die gleiche Art wie oben die Spitzenlast (SL) der 4 Länder auf Monatsbasis.

$$SL_{j,k} = SL_{j,k}^A + SL_{j,k}^{CH} + SL_{j,k}^{DE} + SL_{j,k}^{FR}$$

5.6.2 Grundlastermittlung

Mit den stündlichen Lastwerten (in MW) der Jahre 2006 und 2007 wurde die Grundlast GL bzw. der Grundlastfaktor GLF ermittelt.

Sucht man für ein bestimmtes Land (z.B. Österreich) aus den stündlichen Lastwerten jeweils das Tagesminimum, summiert danach diese über ein Monat, so erhält man die Grundlast dieses Landes (in MW) für dieses Monat.

$$GL_{j,k}^L = \sum_{s=1}^t \text{Min}(L_1^L, L_2^L, \dots, L_{24}^L) \quad \text{in [MW]}$$

GL...Grundlast

j...Monat (1 – 12)

k...Jahr (2006, 2007)

L...Land (A, CH, DE, FR)

L₁, L₂, usw.: Lastwert der Stunde1, der Stunde2 usw.

t...Tage (28, 29, 30 oder 31)

Wird die monatliche Grundlast über die 4 Länder addiert und mit dem Faktor 24/1000 multipliziert, so erhält man die gesamte Grundlast auf Monatsbasis in GWh.

$$GL_{j,k} = (GL_{j,k}^A + GL_{j,k}^{CH} + GL_{j,k}^{DE} + GL_{j,k}^{FR}) \cdot \frac{24}{1000} \quad \text{in [GWh]}$$

Da die stündlichen Lastwerte nur für die Jahre 2006 und 2007 vorlagen, wurde für diesen Zeitraum der monatliche Grundlastfaktor ermittelt.

$$GLF_{j,k} = \frac{GL_{j,k}}{SL_{j,k}}$$

Mit diesem Grundlastfaktor wurde durch Mittelwertbildung der Grundlastfaktor bzw. die Grundlast für die Jahre 1999 – 2005 geschätzt.

$$GLF_{j,l} = \frac{GL_{j,2006} + GL_{j,2007}}{2}$$

$$GL_{j,l} = GLF_{j,l} \cdot SL_{j,l}$$

GLF...Grundlastfaktor

l...Jahr (1999-2005)

SL...Spitzenlast

5.6.3 Grenzkosten der Fossilen-Kraftwerke

Mit den Daten vom Kohlepreis bzw. Gaspreis, den CO₂-Zertifikatspreisen, den Emissionsfaktoren sowie den Wirkungsgraden der Kraftwerke können nun die Grenzkosten dieser Kraftwerkstypen auf Monatsbasis berechnet werden.

$$k_{Erdgas,i,j} = \frac{p_{Erdgas,i,j} + p_{CO_2,i,j} \cdot EF_{Erdgas}}{\eta} \quad [€/MWh]$$

$$k_{Steinkohle,i,j} = \frac{p_{Steinkohle,i,j} + p_{CO_2,i,j} \cdot EF_{Steinkohle}}{\eta} \quad [€/MWh]$$

k...Grenzkosten [€/MWh]

i...Monat (1 – 12)

j...Jahr (1999 – 2007)

p_{Erdgas}...Brennstoffpreis für Erdgas [€/MWh]

p_{Steinkohle}...Brennstoffpreis für Steinkohle [€/MWh]

p_{CO₂}...CO₂ – Zertifikatspreis [€/t CO₂]

EF...Emissionsfaktor [t CO₂/MWh]

η...Wirkungsgrad

5.6.4 Grenzkosten und Grenzkostenkraftwerk

Da nun die über die 4 Länder summierten Erzeugungsdaten der einzelnen Kraftwerkstypen, die Grund- und Spitzenlast sowie die Grenzkosten der Kraftwerke vorhanden sind, ist die Ermittlung der monatlichen Grenzkosten bzw. des Grenzkostenkraftwerks durch einfache logische Abfragekriterien möglich.

Ausgehend von Laufwasserkraftwerken werden solange die Erzeugungsmengen der nächst teureren Kraftwerkstypen hinzuaddiert, bis der Verbrauch (Grund- oder Spitzenlast) kleiner als die Erzeugung ist.

Das folgende Struktogramm soll dies für die Bestimmung der Grenzkosten bzw. des Grenzkostenkraftwerks für Grundlast veranschaulichen.

Tabelle 6: Struktogramm zur Grenzkostenberechnung. Quelle: eigene Berechnung

if $E_{LW,i,j} \geq GL_{i,j}$				
then	if $(E_{LW,i,j} + E_{EE,i,j}) \geq GL_{i,j}$			
$k_{i,j} = k_{LW,i,j}$	then	if $(E_{LW,i,j} + E_{EE,i,j} + E_{TN,i,j}) \geq GL_{i,j}$		
GKK=LW	$k_{i,j} = k_{EE,i,j}$	then	if $(E_{LW,i,j} + E_{EE,i,j} + E_{TN,i,j} + E_{Kn,i,j}) \geq GL_{i,j}$	
	GKK=EE	$k_{i,j} = k_{TN,i,j}$	then	u.s.w
		GKK=TN	$k_{i,j} = k_{Kn,i,j}$	GKK=Kn

- | | |
|--------------------------------------|---------------------------------|
| E...Erzeugungsmenge | i...Monat (1 – 12) |
| GL...Grundlast | j...Jahr (1999 – 2007) |
| GKK...Grenzkostenkraftwerk | k...Grenzkosten |
| LW...Laufwasser | EE...“neue“ Erneuerbare Energie |
| TN...Thermisch- nukleare- Kraftwerke | Kn...Kohle neu |

Im nächsten Punkt wird für 2 ausgewählte Monate die Grenzkostenermittlung visualisiert.

5.7 Statische Grenzkostenkurve

In der Abbildungen 33 sieht man für ein typisches Sommermonat die Schnittpunkte der Nachfragekurven für Grund- und Spitzenlast mit der Angebotskurve. Als Grenzkostenkraftwerk für Grundlast erhält man ein neues Kohlekraftwerk mit 43% Wirkungsgrad. Ein Gaskraftwerk ist das Grenzkostenkraftwerk für Spitzenlast. Die Systemgrenzkosten entsprechen 36,26€/MWh für Grundlast und 51,01€/MWh für Spitzenlast.

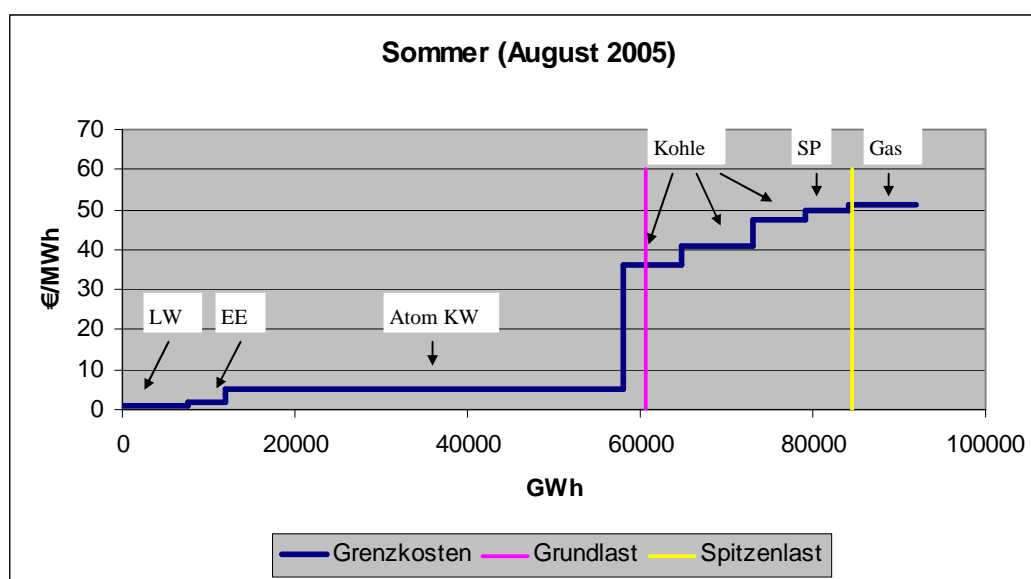


Abbildung 33: Grenzkosten Sommermonat. Quellen: UCTE, E-Control, BFE, BDEW, BAFA, BMWI, EEX, EZV; eigene Berechnung

Die Systemgrenzkosten werden also durch kalorische Kraftwerke festgelegt, wodurch Primärenergiekosten (Kohle- u. Gaspreis) und CO₂-Zertifikatspreise wesentliche Einflussparameter für den Preis darstellen.

Da im August der CO₂-Zertifikatspreise über 22€/tCO₂ lag, ist der Kostensprung vom Atomkraftwerk zum Kohlekraftwerk recht hoch, und die Kostendifferenz zwischen Kohle- und Gaskraftwerk relativ klein. Dies liegt daran, weil der CO₂-Zertifikatspreis sich bei Kohlekraftwerken stärker auswirkt als dies bei Gaskraftwerken der Fall ist. Gas hat einen hohen Wasserstoffanteil (CH₄) und somit einen geringeren Emissionsfaktor als Kohle (vergleiche Kapitel „4.6.2 Weitere Emissionsfaktoren“).

Sehr gut erkennt man den großen Energieanteil von fast 60000GWh der kostengünstigen Kraftwerkstypen mit einer dominanten Rolle der Atomkraft. Die Differenz zwischen Grundlast und Spitzenlast beträgt zirka 24000GWh in diesem Monat.

Als Vergleich zum Sommer ist in Abbildung 34 ein typischer Wintermonat dargestellt. Als Grenzkostenkraftwerke erhält man hier ein mittleres Kohlekraftwerk mit 38% Wirkungsgrad für Grundlast, und wieder ein Gaskraftwerk für Spitzenlast. Die Systemgrenzkosten betragen 40,08€/MWh für Grundlast und 59,30€/MWh für Spitzenlast.

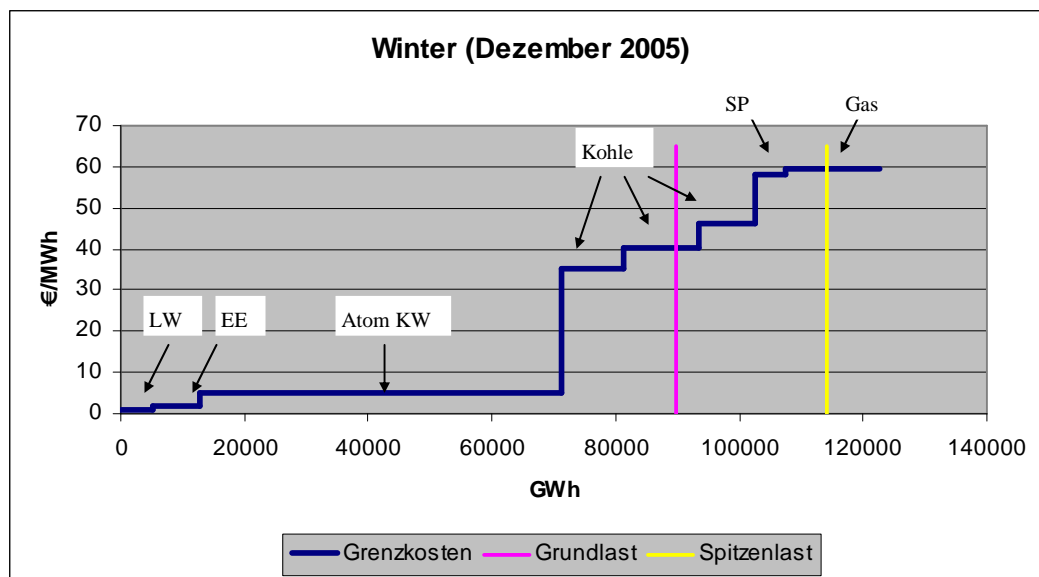


Abbildung 34: Grenzkosten Wintermonat. Quellen: UCTE, E-Control, BFE, BDEW, BAFA, BMWI, EEX, EZV; eigene Berechnung

Da sich der CO₂ – Zertifikatspreise nur unwesentlich geändert hat, ist auch hier ein relativ großer Kostensprung vom Atom- zum Kohlekraftwerk erkennbar. Durch den gestiegenen Gaspreis liegen die Grenzkosten dieses Kraftwerktyps jedoch um ca. 16% höher als noch im August des gleichen Jahres.

Deutlich erkennbar ist auch hier der um etwa 30TWh höhere Verbrauch im Winter als im Sommer (vergleiche Punkt „4.2 Elektrischer Stromverbrauch versus Erzeugung“).

Sowohl im Sommer- als auch im Wintermonat wurden die Lastkennlinien parallel zu Ordinate dargestellt, was einer vollkommen unelastischen Nachfragekurve entspricht. Dies soll die vor allem kurzfristig geringe Substitutionsmöglichkeit der elektrischen Energie hervorheben.

5.8 Preis versus Grenzkostenmodell

Wird für jeden Monat des gesamten Beobachtungszeitraumes die Angebotskurve mit der Nachfrage aus Grundlast und Spitzenlast geschnitten, so ergeben sich die Systemgrenzkosten über der Zeit.

5.8.1 Grundlast

In der Abbildung 35 sieht man die Gegenüberstellung des EEX-Spotmarktpreises mit den modellierten Systemgrenzkosten für Grundlast. Zusätzlich zur eigenen Berechnung ist für einen bestimmten Zeitbereich noch das Berechnungsergebnis von Müsgens (2004) dargestellt.

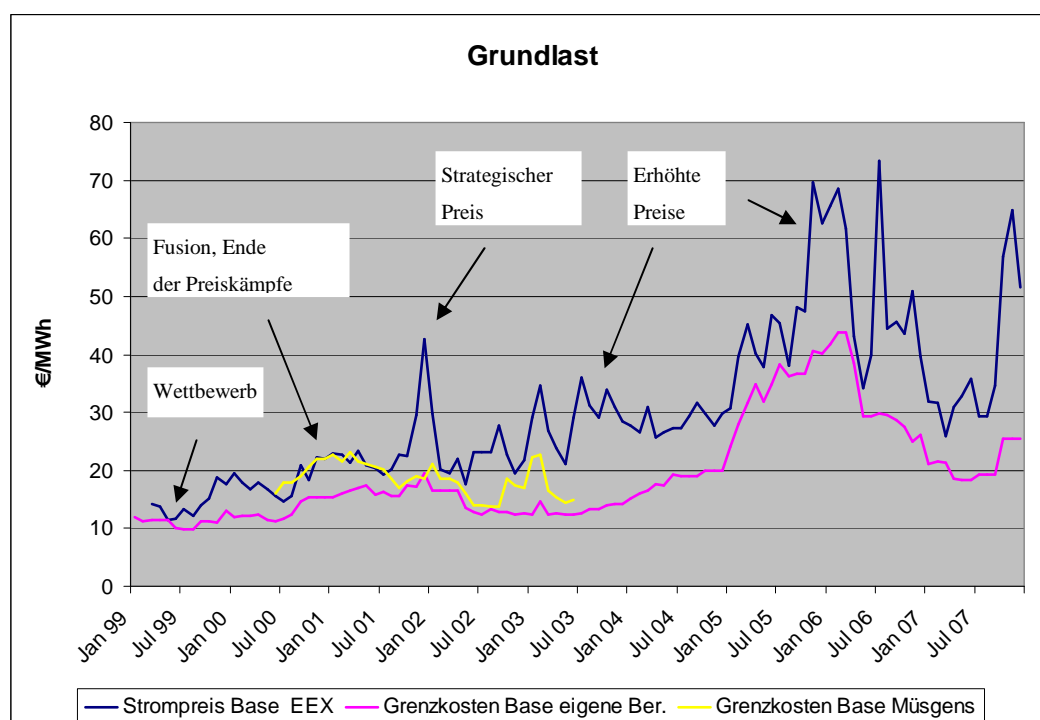


Abbildung 35: EEX-Preis und Grenzkosten Base. Quellen: UCTE, E-Control, BFE, BDEW, BAFA, BMWI, EEX, EZV, Müsgens; eigene Berechnung

Im Jahr 1999 lagen der EEX-Spotmarktpreis und die Grenzkosten sehr nahe beisammen, was zu Beginn der Strommarktliberalisierung auf starken Wettbewerb schließen lässt.

Zwei Jahre später hat sich der Preis fast verdoppelt. Dies lässt sich dadurch erklären, dass sich in dieser Zeit die Anzahl der größten europäischen Erzeuger von 17 auf 11 reduzierte, was wiederum zu geringerem Wettbewerb führte (Auer, 2004).

Im Jänner 2002 erkennt man erste Anzeichen von strategischen Preisen, und in den letzten Jahren lag der Preis deutlich über den Systemgrenzkosten.

Im Jahr 2003 (wasserarmes Jahr) war der Abstand zwischen Preis und Grenzkosten besonders hoch. Diese Tendenz zeigt sich auch noch zu anderen wasserarmen Zeiten (siehe Punkt „4.3 Erzeugungskoeffizienten der Laufkraftwerke“), was in Abbildung 36 veranschaulicht wird. Hierbei erkennt man den prinzipiellen Zusammenhang zwischen dem Laufwassererzeugungskoeffizient des betrachteten Marktgebiets und der Differenz zwischen EEX-Spotmarktpreis und der Systemgrenzkostenberechnung.

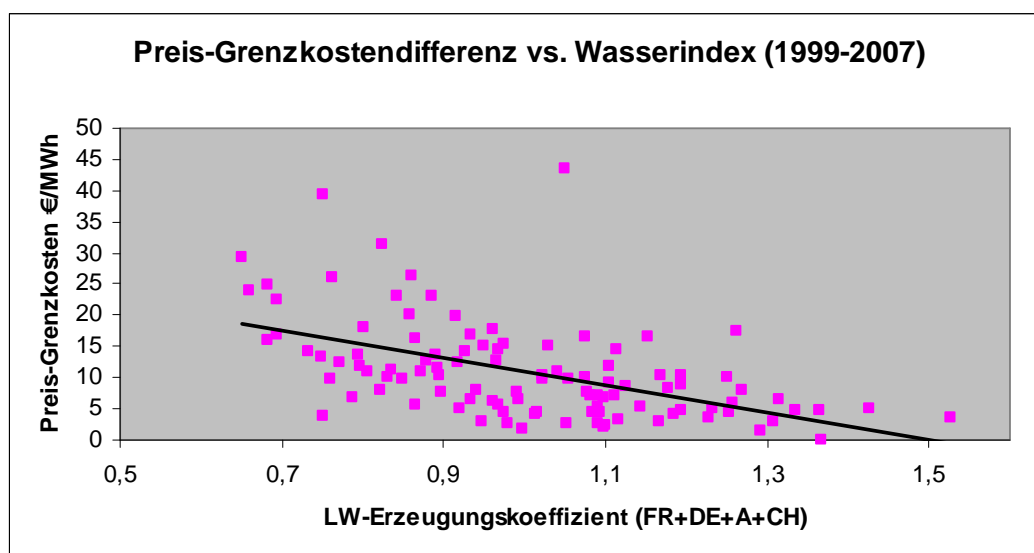


Abbildung 36: Preiseinfluss durch Laufwasserverfügbarkeit. Quellen: UCTE, E-Control, BFE, BDEW, BAFA, BMWI, EEX, EZV; eigene Berechnung

Im Jänner 2004 erhöhte sich der Kohlepreis wodurch die Kosten stiegen, und ein höheres Wasserangebot ließ die Preise wieder etwas fallen (leichte Annäherung von Preis und Kosten).

In den Jahren 2005 und 2006 lagen die CO₂-Zertifikatspreise teilweise über 25€/tCO₂, wodurch die Grenzkosten der Erzeugung deutlich stiegen.

Erst im Jahr 2007, als die CO₂ – Zertifikatspreise wieder gegen 0€/tCO₂ fielen, war wieder ein deutlicher Preisrückgang zu verzeichnen.

Allgemein lässt sich aus der Abbildung 35 einerseits ein deutlicher Anstieg des EEX – Spotmarktpreises über den Zeitraum von 1999 – 2007 erkennen, und andererseits liegt dieser Großhandelsstrompreis in weiten Bereichen erheblich über den Grenzkosten der Erzeugung.

In seiner Analyse über den deutschen Großhandelsstrommarkt führt Müsgens diese Differenz zwischen Preis und Grenzkosten auf die Marktmacht einzelner Erzeuger zurück, welche durch ihre Größe in der Lage sind, strategische Preise zu setzen (Müsgens, 2004).

Auch Loske kam bei ihrer Bewertung der im Februar 2007 vom Beratungsunternehmen „London Economics“ erstellten Studie²⁹ mit dem Titel „Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005“ zum selben Schluss. Die wesentlichen Ergebnisse dieser Studie für den deutschen Markt sind (Loske, 2007):

- Hohe Marktkonzentration
- Starke Preisauflagen
- Auskömmliche Deckungsbeiträge bei Wettbewerbspreisen
- Zusammenhang zwischen Marktstruktur und Marktergebnis
- Zurückgehaltene Kapazitäten

²⁹ Diese Studie wurde von der Generaldirektion Wettbewerb der Europäischen Kommission in Auftrag gegeben, und ist unter folgender Internetadresse abrufbar: <http://ec.europa.eu/comm/competition/sectors/energy/inquiry/index.html>

In der hier vorgestellten Grenzkostenanalyse wurde die Grundlast aus dem Tagesminimum der stündlichen Lastwerte ermittelt (siehe Punkt „5.6.2 Grundlastermittlung“).

Da diese Grundlast ein absolutes Lastminimum darstellt, wurde durch Multiplikation mit einem Grundlastfaktor von 1,1 eine um 10% höhere Grundlast berechnet und dessen Grenzkostenverlauf zusätzlich in Abb. 37 dargestellt.

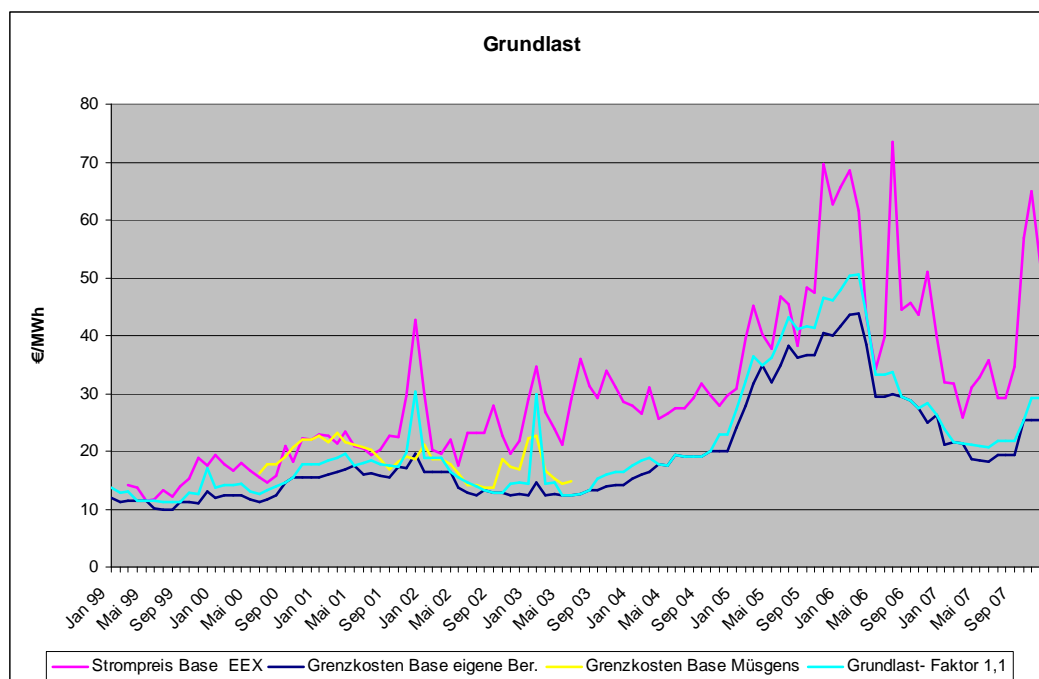


Abbildung 37: EEX-Preis und Grenzkosten Base mit Grundlastfaktor.
Quellen: UCTE, E-Control, BFE, BDEW, BAFA, BMWI, EEX, EZV, Müsgens; eigene Berechnung

Im Großen und Ganzen ändert sich an den ursprünglich getroffenen Aussagen nichts. Auch bei dieser neuen Berechnung entspricht das Grenzkostenkraftwerk meist einem Kohlekraftwerk, wenn auch oft mit schlechterem Wirkungsgrad. Nur vereinzelt werden die Grenzkosten mit dem Grundlastfaktor 1,1 durch den Gaspreis bestimmt (Dez. 2001 und Feb. 2003).

Der Grenzkostenverlauf von Müsgens ähnelt dem hier ermittelten Verlauf und spiegelt im Prinzip auch den Kohlepreis wieder (wenn auch teilweise mit anderen Wirkungsgraden).

5.8.2 Spitzenlast

Für Spitzenlast unterscheidet sich meine Berechnung deutlich von den Ergebnissen von Müsgens (2004). Mein Verlauf spiegelt im Prinzip den Gaspreis wieder, da bei meiner Modellbildung das Grenzkostenkraftwerk für Spitzenlast ein Gaskraftwerk oder ein Speicherwasserkraftwerk ist (Die Grenzkosten für SP-Kraftwerke wurden ja um 1€/MWh niedriger angenommen als für Gaskraftwerke).

Der Verlauf in Müsgens (2004) ist wieder dem Kohlepreis ähnlich, was wiederum auf ein Kohlekraftwerk (nur mit schlechterem Wirkungsgrad) als Grenzkostenkraftwerk schließen lässt (siehe Abbildung 38).

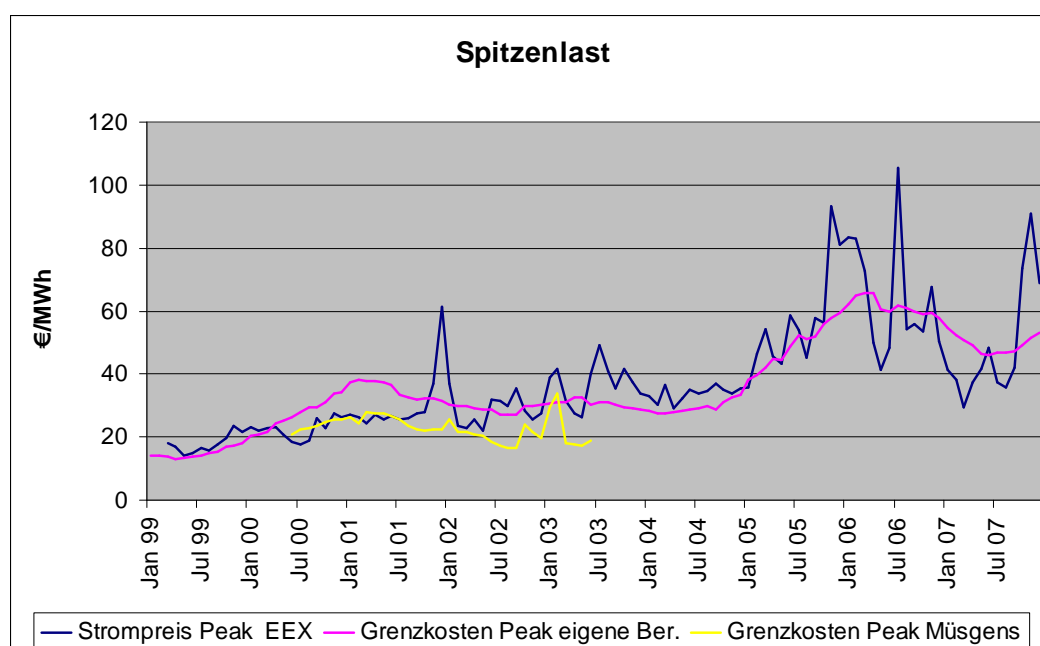


Abbildung 38: Preis und Grenzkosten Peak. Quellen: UCTE, E-Control, BFE, BDEW, BAFA, BMWI, EEX, EZV, Müsgens; eigene Berechnung

Über den gesamten Beobachtungszeitraum betrachtet liegen der EEX – Spotmarktpreis und das Ergebnis meine Grenzkostenberechnung für Spitzenlast näher beieinander als dies für Grundlast der Fall ist. Dies liegt meines Erachtens einerseits daran, dass mit den Speicherwasserkraftwerken sehr hohe Gewinne erzielt werden können, was ein zusätzliches strategisches Verhalten in Grenzen

hält. Zusätzlich bedeutet das hohe Preisniveau in Spitzenlastzeiten natürlich auch eine Deckungsbeitragerhöhung aller in Betrieb befindlichen Kraftwerke, wobei die Grundlastkraftwerke sehr hohe Deckungsbeiträge in diesen Stunden erzielen.

6 Auktionsergebnisse

In diesem Kapitel werden die bilateralen expliziten Auktionsergebnisse zwischen den Ländern Österreich und Tschechien, die koordinierten expliziten Auktionsergebnisse zwischen den Ländern Deutschland, Tschechien und Polen, sowie die impliziten Auktionsergebnisse zwischen den Ländern Frankreich, Belgien und den Niederlanden besprochen.

6.1 Explizite Auktionsergebnisse

Die expliziten Auktionsergebnisse werden nur in einer Energierichtung, nämlich vom Land mit niedrigem Preisniveau ins Land mit Hochpreisniveau dargestellt. In umgekehrter Richtung werden die Kapazitätsleitungen zwar auch versteigert, jedoch ist entweder die Nachfrage so gering bzw. ergibt der Kapazitätspreis fast immer den Wert Null, so dass diese Betrachtung als ökonomisch uninteressant erachtet wird.

6.1.1 Bilaterale Kapazitätsauktionen von Tschechien nach Österreich

Österreich und Tschechien führen bilaterale explizite Kapazitätsauktionen auf Jahres- Monats- und Tagesbasis durch. Der zuständige österreichische Übertragungsnetzbetreiber Verbund – Austrian Power Grid (APG) und der ÜNB der Tschechen (CEPS) beauftragen dafür zwei unterschiedliche Auktionsbüros (Verbund, 2008).

Jährliche und monatliche Auktionen werden vom österreichischen Auktionsbüro mit Sitz in Wien durchgeführt (Auction-Office, 2008a). Die täglichen Auktionen werden vom „Damas ePortal“³⁰ durchgeführt (Damas, 2008a).

Die entsprechenden Auktionsregeln zwischen APG und CEPS können von der Auction-Office-Homepage als PDF-Datei herunter geladen werden (Auction-Office, 2008c).

³⁰ Damas ePortal ist die elektronische Internet-Handelsplattform des tschechischen Übertragungsnetzbetreibers CEPS.

Jahresauktionen werden jeweils Mitte Dezember für das darauf folgende Jahr durchgeführt. In Abbildung 39 sind die jährlichen Kapazitätsauktionsergebnisse zusammen mit den Spotmarktpreisdifferenzen (A-CZ) auf Monatsbasis dargestellt (Auction Office, 2008b). Man kann recht gut erkennen, wie die jährlichen Auktionsergebnisse zeitlich versetzt den Strompreisdifferenzen folgen. Dies spiegelt im Wesentlichen die Erwartungshaltung der Spotmarktpreisentwicklung wieder.

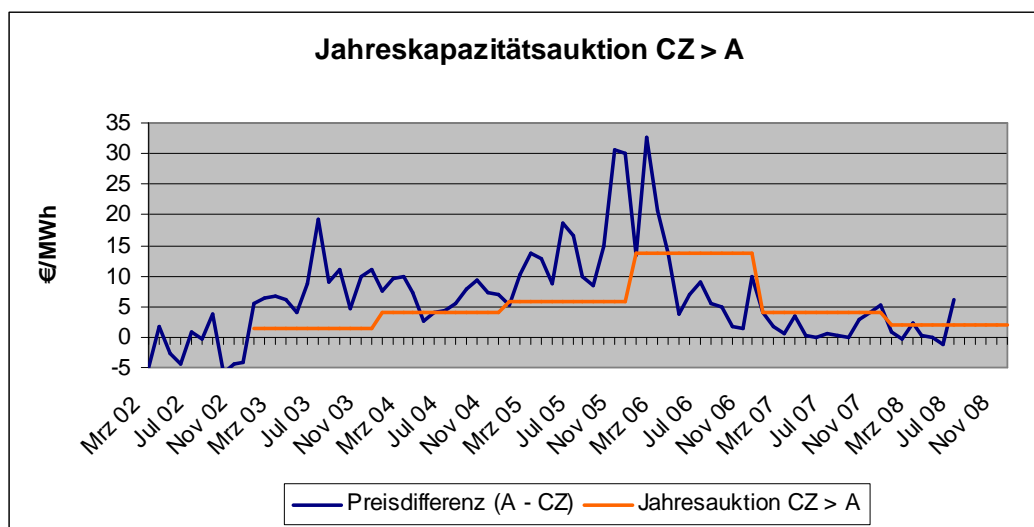


Abbildung 39: Jahreskapazitätsauktion von CZ nach A vs. Preisdifferenz.
Quellen: Auction Office, EXAA, OTE

Da im Jahr 2002 die Strompreisdifferenz um den Wert Null schwankte, waren die Marktteilnehmer nicht bereit einen hohen Kapazitätspreis für das Jahr 2003 zu bezahlen (Dieser lag bei nur 1,37 €/MWh). Als im Jahr 2003 die Preisdifferenz stieg, erhöhte sich auch die Zahlungsbereitschaft für die Leitungskapazität für das Jahr 2004. Im November und Dezember 2005 lag der österreichische Strompreis um ca. 30 €/MWh über dem tschechischen Strompreis, wodurch sich im Jahr 2006 der Kapazitätspreis auf 13,65 €/MWh erhöhte. Als sich gegen Ende der Zeitreihe die Strompreisdifferenz wieder dem Wert Null näherte³¹, verlor der Engpass an Wertigkeit, und die Kapazitätspreise fielen wieder.

³¹ Die Gründe dafür sind im Kapitel „4.7.2 Spotmarktpreise der Länder DE, A, CZ und PL“ dokumentiert.

Monatskapazitätsauktionen werden jeweils Mitte des Vormonats durchgeführt. In der Abbildung 40 sind die durch Auktionen erzielten Leitungskapazitätspreise und die monatliche Spotmarktpreisdifferenzen (A-CZ) dargestellt. Man erkennt deutlich, dass für viele Monate keine ATC's angeboten wurden. Wenn Kapazitäten versteigert wurden, spiegelte dessen Preis relativ gut die Spotmarktpreisdifferenz wieder.

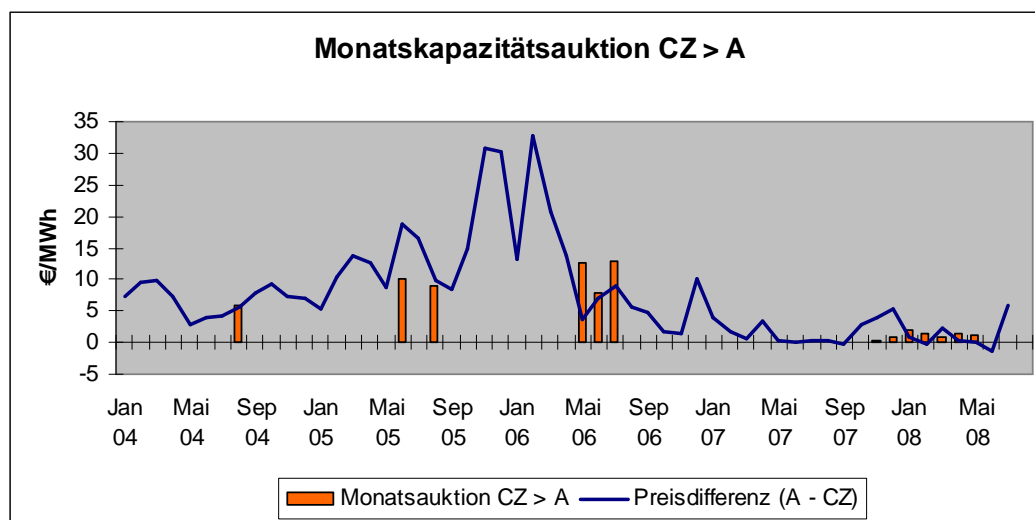


Abbildung 40: Monatskapazitätsauktion von CZ nach A vs. Preisdifferenz.
Quellen: Auction Office, EXAA, OTE

Stündliche Kapazitätsauktionen werden auf Day-ahead-Basis durchgeführt. Dabei werden die ATC's um 9.00 Uhr für alle Stunden des nächsten Tages bekannt gegeben. Die Auktionsteilnehmer haben dann bis 10.00 Uhr die Möglichkeit ihre Gebote zu deponieren. Die Day-ahead-Auktionen für den Spotmarkt Strom werden an der EXAA um 10.15 Uhr durchgeführt (EXAA, 2008c). Die Marktteilnehmer müssen somit wieder zuerst die Leitungskapazitäten ersteigern (wie bei Jahres- und Monatsauktionen), und erst danach findet der Handel an den Energiebörsen statt.

In Abbildung 41 sind die stündlichen Auktionsergebnisse über den stündlichen Strompreisdifferenzen der Jahre 2006 – Juli 2008 dargestellt. Die jeweils zusätzlich dargestellten Geraden stellen jene Zustände dar, bei welchen die Kapazitätspreise und die zugehörigen Strompreisdifferenzen identisch wären.

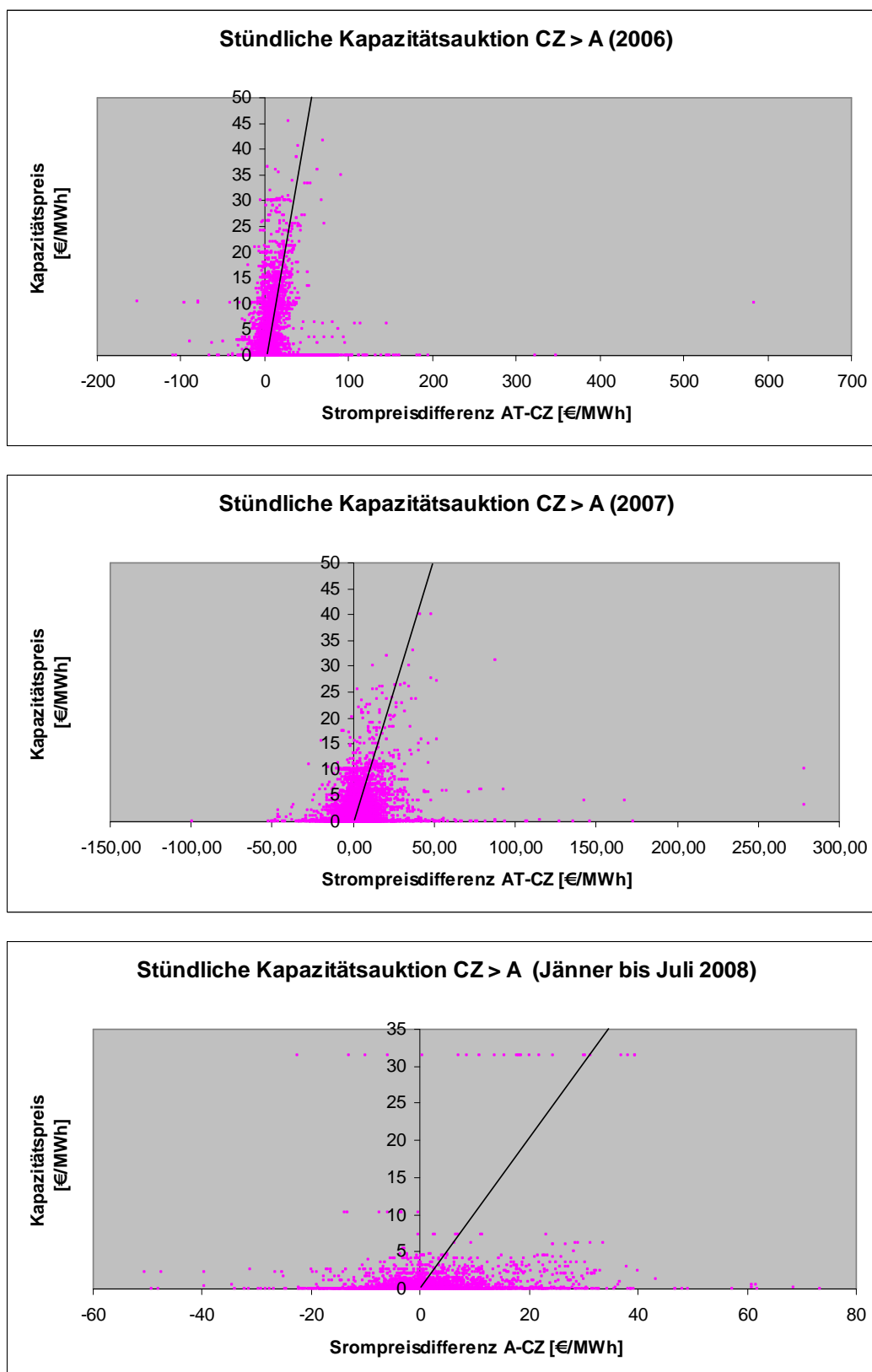


Abbildung 41: Stündliche Kapazitätsauktion von CZ nach A vs. Preisdifferenz. Quellen: Damas, EXAA, OTE

Somit repräsentieren die Geraden den bei impliziten Auktionen vorkommenden Idealzustand, bei dem eine bleibende Preisdifferenz exakt dem Wert des Engpasses entspricht. Im Jahr 2006 lagen für viele Stunden die Auktionsergebnisse im Bereich der Geraden, was auf eine recht gute Markteinschätzung der Händler hindeutet. In den Jahren 2007 und 2008 verringerte sich die Strompreisdifferenz (besonders auf Monatsbasis), und die Auktionsteilnehmer waren allgemein nicht mehr bereit so hohe stündliche Kapazitätspreise zu bezahlen („Die Punkteschar rutscht immer näher zur x-Achse“), obwohl noch immer relativ hohe stündliche Strompreisunterschiede vorhanden waren. Für viele Stunden wurden aber auch Kapazitätspreise bezahlt, welche größer als die zugehörigen Strompreisdifferenzen waren. Diese Stunden entsprechen den Punkten links von der Geraden.

Im Jahr 2008 gab es auch viele Stunden mit negativer Strompreisdifferenz, also Stunden wo der tschechische Strompreis über dem Österreichischen lag. Trotzdem ergaben die stündlichen Kapazitätsauktionen in umgekehrter Richtung (von A nach CZ) fast immer den Preis Null. Von den 5856 Stunden bis Ende Juli 2008 gab es nur 5 Stunden, an denen der Kapazitätspreis mit 1,05 €/MWh knapp über 1 €/MWh lag, und in nur 49 Stunden lag der Kapazitätspreis über 0,5€/MWh. Wie bereits erwähnt, werden deshalb die Kapazitätsauktionen in umgekehrter Richtung nicht dargestellt.

Berechnet man aus den Preisen der stündlichen Kapazitätsauktionen die monatlichen Mittelwerte und stellt diese zusammen mit der Spotmarktpreisdifferenz auf Monatsbasis dar, so ergibt sich folgende interessante Beobachtung (siehe Abbildung 42). Obwohl sich die stündlichen Kapazitätspreise oft deutlich von den stündlichen Strompreisdifferenzen unterscheiden, gleichen sich diese Fehleinschätzungen monatlich betrachtet gut aus. Die Kurvenverläufe in der Abbildung 42 liegen ab Mai 2006 relativ nahe beisammen. Dies bedeutet, dass die Marktteilnehmer für stündliche Leitungskapazitäten zeitweise zu viel und dann wieder zu wenig bezahlen, was sich im Mittel relativ gut ausgleicht. Diese Tatsache soll jedoch nicht darüber hinweg täuschen, dass für viele Stunden eine beträchtliche Spotmarktpreisdifferenz vorhanden blieb.

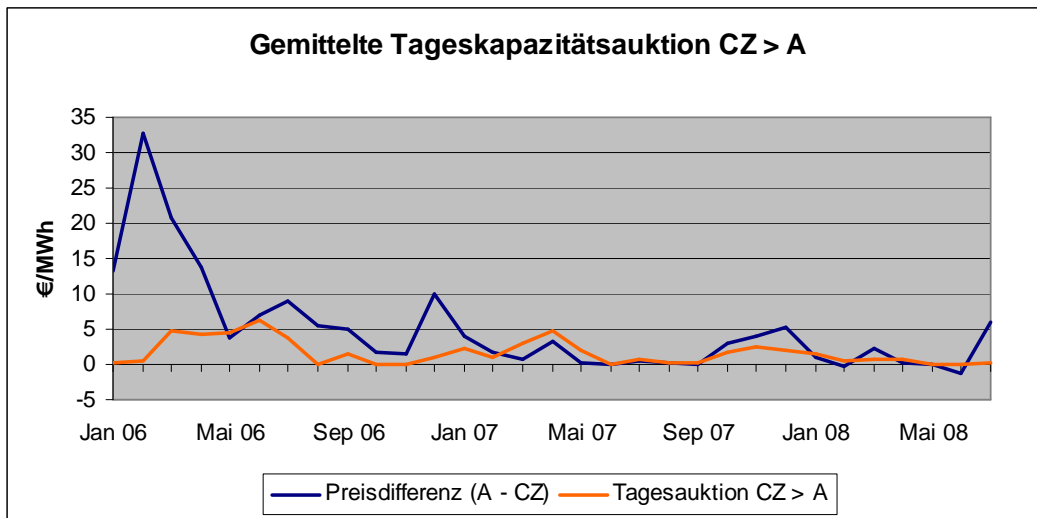


Abbildung 42: Monatsmittelwerte der stündlichen Kapazitätsauktionen von CZ nach A vs. Preisdifferenzen. Quellen: Damas, EXAA, OTE

In Abbildung 43 sind die zugeteilten Auktionskapazitäten ab Jänner 2006 auf Monatsbasis dargestellt. Die Höhe der jährlich zugeteilten Leitungskapazitäten hat sich von 50MW im Jahr 2006 bis auf 200MW im Jahr 2008 vervierfacht.

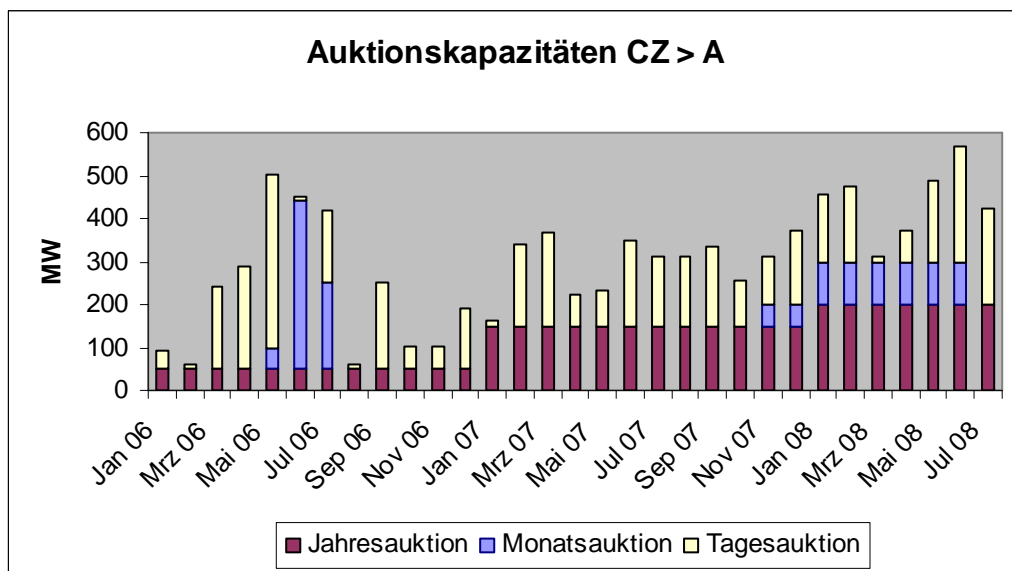


Abbildung 43: Auktionskapazitäten von CZ nach A. Quelle: Auction Office, Damas

Betrachtet man die Summe der Tages- Monats und Jahresauktionskapazitäten, so lässt sich eindeutig der Trend erkennen, dass am Auktionsmarkt heute mehr Kapazitäten verfügbar sind als noch vor zwei bis drei Jahren (siehe Abbildung 44). Dies deutet auf die Reduktion alter bilateraler Langzeitverträge für die Nutzung von Übertragungsleitungskapazitäten hin. Die erhöhte Verfügbarkeit von Leitungskapazitäten am freien Markt stellt einen positiven Beitrag zur Marktintegration dar.

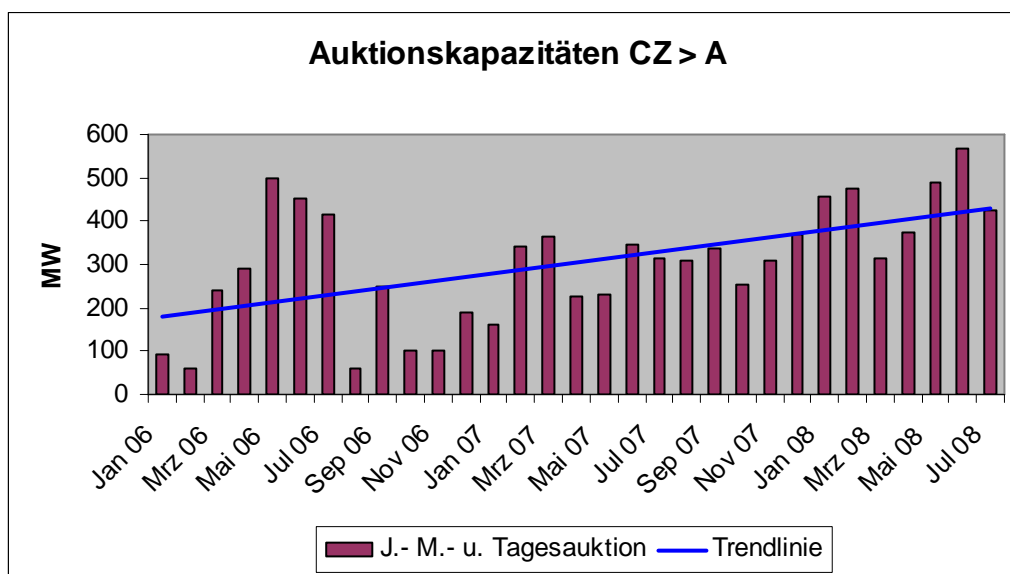


Abbildung 44: Summe der Jahres- Monats- und Tagesauktionskapazitäten.

Quelle: Auction Office, Damas

6.1.2 Koordinierte Kapazitätsauktionen zwischen DE, CZ und PL

Die Länder Deutschland, Tschechien, Polen und auch die Slowakei führen zusammen koordinierte explizite Kapazitätsauktionen in Form von Jahres- Monats- und Tagesauktionen durch.

In dieser Arbeit werden Kapazitätsauktionsergebnisse von und zur Slowakei nicht behandelt, da die Aufgabenstellung lediglich die Marktintegration der Länder Tschechien und Polen in Richtung Westeuropa umfasst. Dennoch soll erwähnt werden, dass die täglichen expliziten Kapazitätsauktionen zwischen Tschechien

und der Slowakei ab dem Jahr 2009 durch implizite Auktionen ersetzt werden (OTE, 2008a).

Bei den koordinierten expliziten Auktionen hat der tschechische Übertragungsnetzbetreiber (CEPS) die Funktion des koordinierten Auktionsbüros (E-trace, 2008a). Die mitwirkenden Übertragungsnetzbetreiber der beteiligten Länder lauten wie folgt:

- Deutschland: E.ON Netz GmbH, kurz (E.ON)
Vattenfall Europe Transmission GmbH, kurz (VE-T)
- Polen: PSE-Operator S.A., kurz (PSE-O)
- Slowakei: Slovenska elektrizacna prenosovasustava, kurz (SEPS)
- Tschechien: CEPS, a.s., kurz (CEPS)

Die Übertragungsnetzbetreiber bieten ihre Kapazitäten entsprechend der in Abbildung 45 dargestellten gesamten Außengrenzen an (rote Linien). PSE-O als ÜNB von Polen bietet somit eine Gesamtkapazität von und nach Polen an (A_{out} und A_{in}).

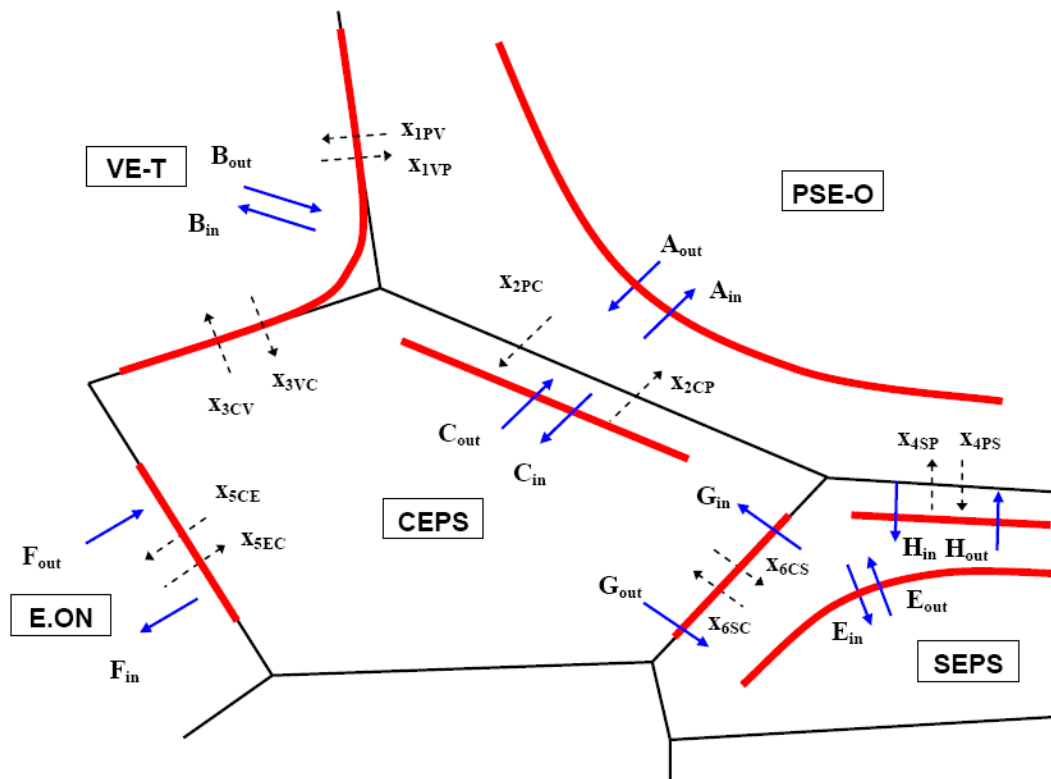


Abbildung 45: Prinzip der Kapazitätszuteilung der koordinierten Auktion zwischen DE, PL, CZ und der Slowakei. Quelle: E-trace, 2008b

Nachdem die Bieter ihre Gebote abgegeben haben, werden die jeweiligen Kapazitäten entsprechend der Gebotshöhen und unterer Berücksichtigung der Einhaltung der angebotenen Kapazitätswerte für gemeinsame Außengrenzen, koordiniert den einzelnen Ländergrenzen zugewiesen. Für Polen bedeutet dies, dass von und nach Deutschland X_1 , von und nach Tschechien X_2 und in Verbindung mit der Slowakei X_4 Kapazitäten vergeben werden, ohne die angebotenen Kapazitätswerte (z.B. A_{out} bzw. A_{in}) zu überschreiten (siehe Abbildung 45).

Da die Erklärungen zu den koordinierten Kapazitätsauktionsergebnissen den bereits ausführlich behandelten bilateralen Auktionsergebnissen von Tschechien nach Österreich ähnlich sind, werden die Auktionsergebnisse zwischen CZ-DE, PL-DE und PL-CZ nun folgend in kompakterer Art und Weise dokumentiert. Die Auktionsergebnisse werden vom koordinierten Auktionsbüro zur Verfügung gestellt (E-trace, 2008a).

6.1.2.1 Koordinierte Kapazitätsauktionen von CZ nach DE

In Abbildung 46 und Abbildung 47 sind die Ergebnisse der Jahres- Monats- und Tagesauktionspreise mit den Spotmarktpreisdifferenzen auf Monatsbasis dargestellt.

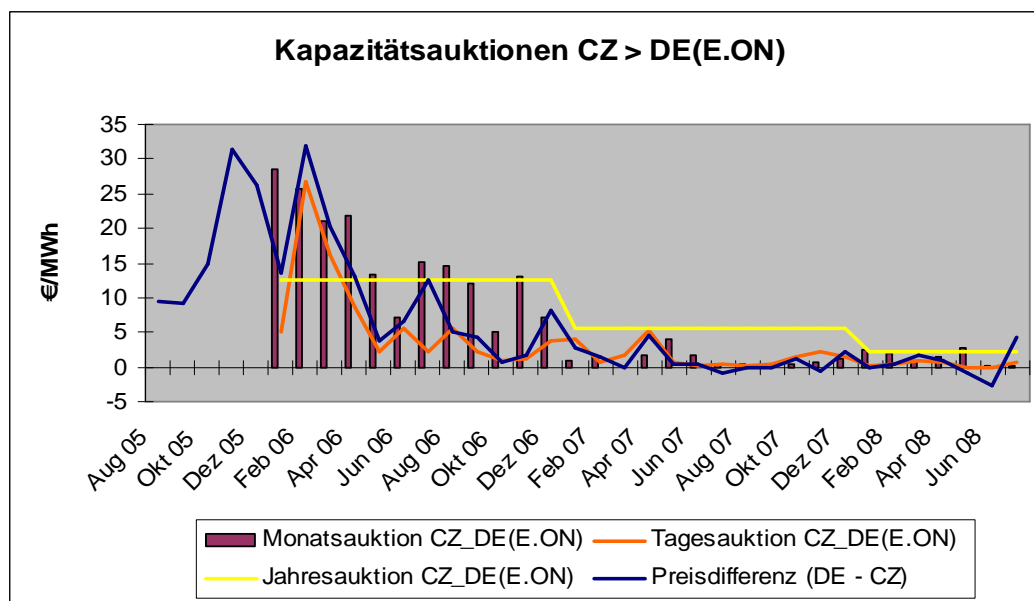


Abbildung 46: Kapazitätsauktion von CZ nach DE(E.ON) vs. Preisdifferenz.

Quellen: E-trace, EEX, OTE

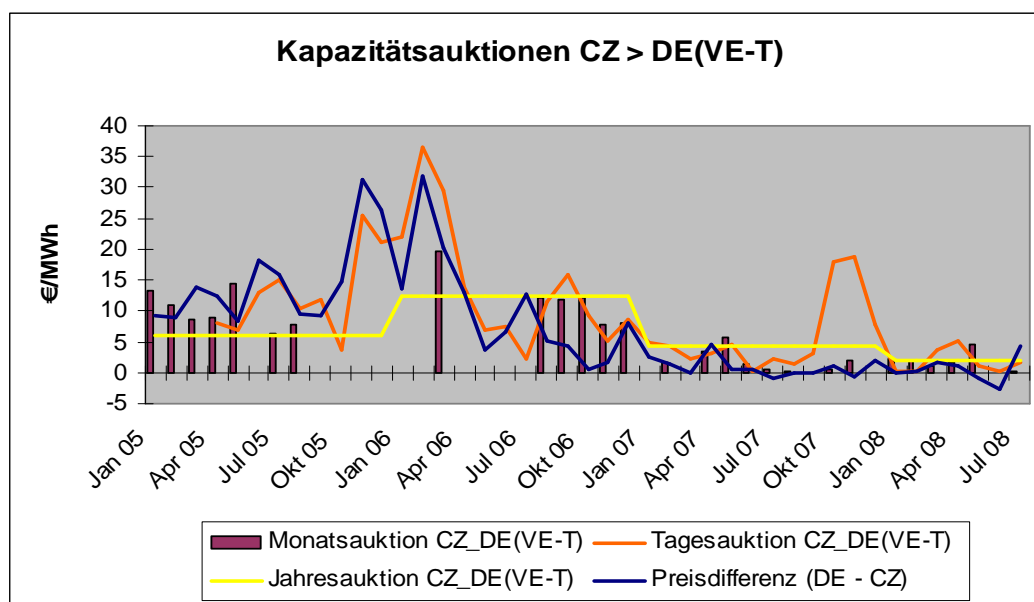


Abbildung 47: Kapazitätsauktion von CZ nach DE(VE-T) vs. Preisdifferenz.
Quellen: E-trace, EEX, OTE

Die jährlichen Auktionsergebnisse folgen zeitlich versetzt wieder den Preisdifferenzen, und sie sind für beide Übertragungsleitungen zwischen Deutschland und Tschechien fast identisch. Ab April 2006 wurden für die jährlichen Kapazitäten Preise über der monatlichen Spotmarktpreisdifferenz bezahlt, was auf eine Unterschätzung der Strompreisangleichung schließen lässt. Vergleicht man die jährlichen koordinierten Auktionsergebnisse von CZ nach DE mit den jährlichen bilateralen Auktionsergebnissen von CZ nach A, so erkennt man jeweils nur geringe Preisunterschiede, da Österreich und Deutschland ein nahezu identisches Strompreisniveau aufweisen.

Die Preise der monatlichen Auktionsergebnisse liegen näher bei den Spotmarktpreisdifferenzen als die Preise der jährlichen Auktionsergebnisse. Das liegt am kürzeren Zeitfenster zwischen monatlichen Auktionen und dem Spotmarkthandel an den Energiebörsen. Die monatlichen Auktionspreise von CZ nach DE(E.ON) lagen von April bis Nov. 2006 über den Spotmarktpreisdifferenzen, was mit dem geringen Angebot von monatlichen ATC's in dieser Zeit erklärt werden kann (siehe Abbildung 46 und Abbildung 48).

Die Tagesauktionen müssen wieder im Vorfeld zu den Energieauktionen³² für jede Stunde des Folgetages durchgeführt werden. Dabei können die Gebote beim koordinierten Auctionsbüro bis spätestens 10.00 Uhr abgegeben werden (E-trace, 2008c). Die monatlichen Mittelwerte der täglichen Auktionsergebnisse liegen bei den Kapazitätsauktionen von CZ nach DE(E.ON) näher zur Spotmarktpreisdifferenz, als dies an der Grenze von CZ nach DE(VE-T) der Fall ist (vergleiche Abbildung 46 mit Abbildung 47). Das liegt an der geringen Verfügbarkeit von Leitungskapazitäten für tägliche Auktionen von CZ nach DE(VE-T). Durch das geringe Angebot wird für diese Kapazitäten ein höherer Preis bezahlt (vergleiche Abbildung 48 mit Abbildung 49). Die stündlichen Auktionsergebnisse von CZ nach DE sind im Anhang dargestellt. Im Prinzip gelten die gleichen Aussagen, wie sie bereits an der Grenze von CZ nach A beschrieben wurden.

In Abbildung 48 und Abbildung 49 sind die zugeteilten Kapazitäten abgebildet. An der Grenze CZ nach DE(E.ON) haben vor allem die täglich gehandelten Auktionskapazitäten zugenommen.

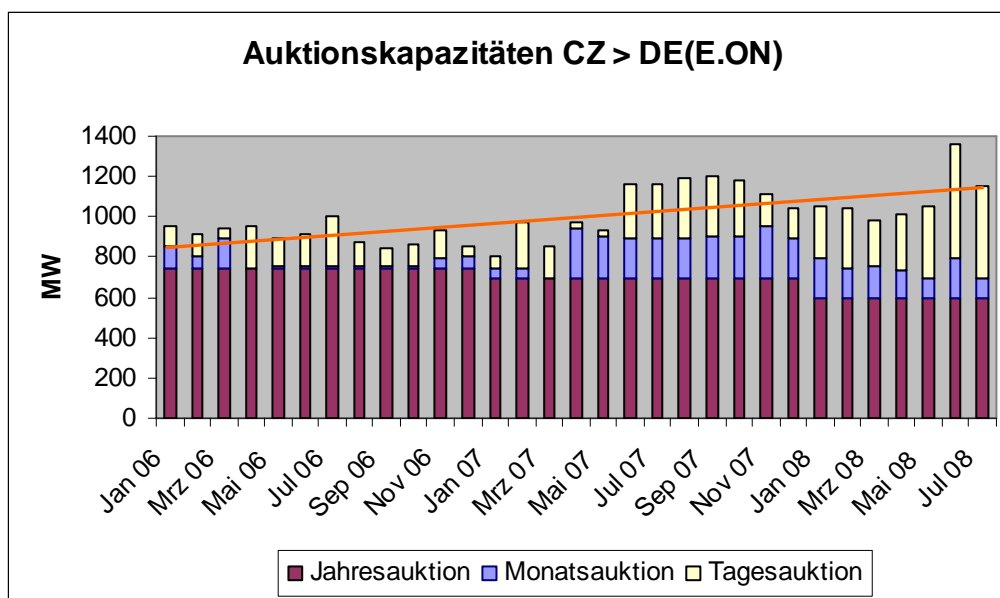


Abbildung 48: Auktionskapazitäten von CZ nach DE(E.ON). Quelle: E-trace

³² An der EEX findet borsentaglich um 12.00 die Day-ahead Auktion für die 24 Stunden des folgenden Tages statt (EEX, 2008c).

An der Grenze CZ nach DE(VE-T) dominieren jährlich gehandelte Auktionskapazitäten. Besonders auffällig ist die Erhöhung der jährlich zugeteilten Leitungskapazitäten von 306MW im Jahr 2006 auf 747MW im Jahr 2007. Dieser „Kapazitätssprung“ trägt entscheidend zu einer Strompreisangleichung zwischen den Ländern bei.

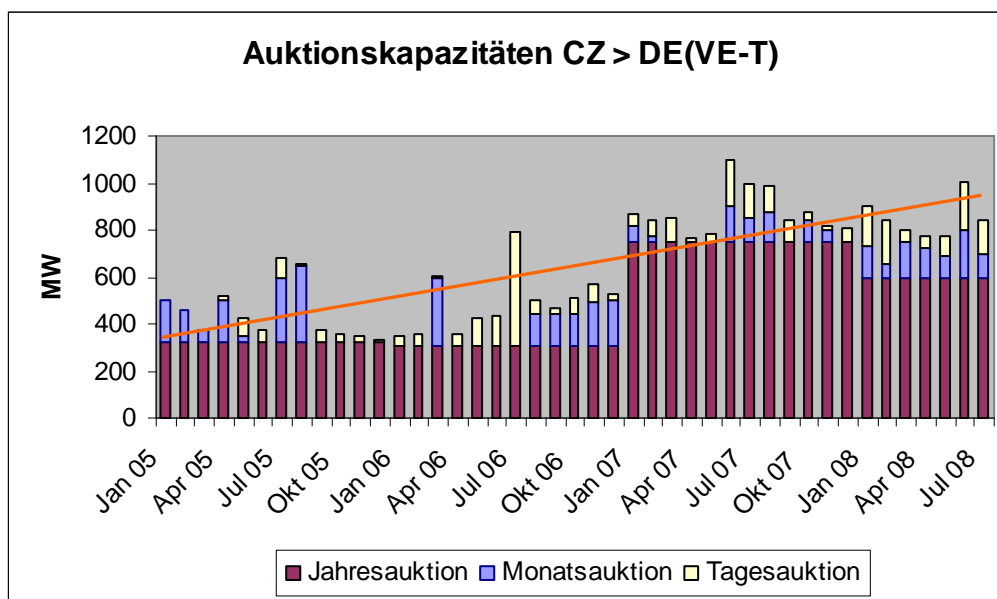


Abbildung 49: Auktionskapazitäten von CZ nach DE(VE-T). Quelle: E-trace

Somit sind auch am Auktionsmarkt von CZ nach DE heute deutlich mehr Kapazitäten verfügbar als noch im Jahr 2005 bzw. 2006. Von Tschechien nach Deutschland werden bedeutend mehr Kapazitäten per Auktion zugeteilt, als dies von Tschechien nach Österreich der Fall ist. Auch die von ETSO publizierten NTC-Werte zwischen CZ und DE sind viel höher als zwischen CZ und A. Somit spielen die Übertragungsleitungen zwischen CZ und DE eine dominante Rolle zur Marktintegration Tschechiens in Richtung des westeuropäischen Strommarkts.

6.1.2.2 Koordinierte Kapazitätsauktionen von PL nach DE

Die Auktionspreise für Übertragungsleitungskapazitäten von Polen nach Deutschland sind bedingt durch die höheren Spotmarktpreisdifferenzen auf einem beträchtlich hohen Niveau (siehe Abbildung 50). Im Jahr 2006 wurden für

jährliche Kapazitäten mehr als 20€/MWh bezahlt. Für die Jahre 2007 und 2008 wurden keine jährlichen Kapazitäten angeboten.

Kapazitäten von Monatsauktionen erzielten noch höhere Preise von bis zu 39 €/MWh, die teilweise deutlich über der Strompreisdifferenz lagen. Zu diesen Zeiten wurden durch Monatsauktionen nur sehr geringe Kapazitäten angeboten und somit auch zugeteilt (siehe Abbildung 51).

Die gemittelten Kapazitätspreise der Tagesauktionen von PL nach DE(VE-T) und die Spotmarktpreisdifferenzen³³ liegen für viele Monate nahe beisammen. Auch die Auktionspreise für stündliche Kapazitäten liegen oft im Bereich der stündlichen Spotmarktpreisdifferenzen. Die Ergebnisse der stündlichen Kapazitätsauktionen von Polen nach Deutschland sind im Anhang dargestellt.

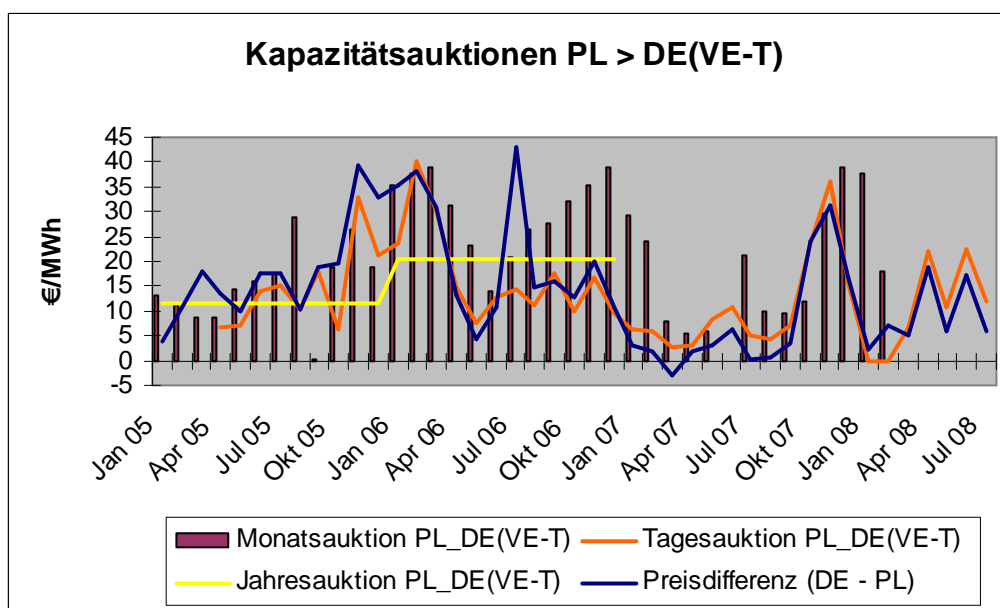


Abbildung 50: Kapazitätsauktion von PL nach DE(VE-T) vs. Preisdifferenz.

Quellen: E-trace, EEX, POLPX

Betrachtet man die zugeteilten Auktionskapazitäten von Polen nach Deutschland über der Zeit, so ist erstmals eine fallende Trendlinie ersichtlich, was durch ein fehlendes Anbieten einer jährlichen Auktionskapazität von ca. 500MW ab dem

³³ Die Gebote für den Day-ahead Spotmarkt an der polnischen Energiebörse können bis 11.30 Uhr geändert werden (POLPX, 2008a).

Jahr 2007 verursacht wird. Dies führe ich jedoch nicht auf eine Engpasserhöhung zurück, sondern auf eine Exportreduktion durch einen erhöhten Inlandsstromverbrauch in Polen. Die konsumierte elektrische Energie ist in Polen vom Jahr 2006 zum Jahr 2007 um 5658GWh gestiegen. Da die elektrische Energieerzeugung in diesen Jahren fast konstant war, hat sich das Exportvolumen entsprechend verringert. Dividiert man 5658GWh durch 8760 Stunden, so ergibt sich eine Übertragungsleistung bzw. Kapazität von 646MW, welche nicht mehr benötigt wird.

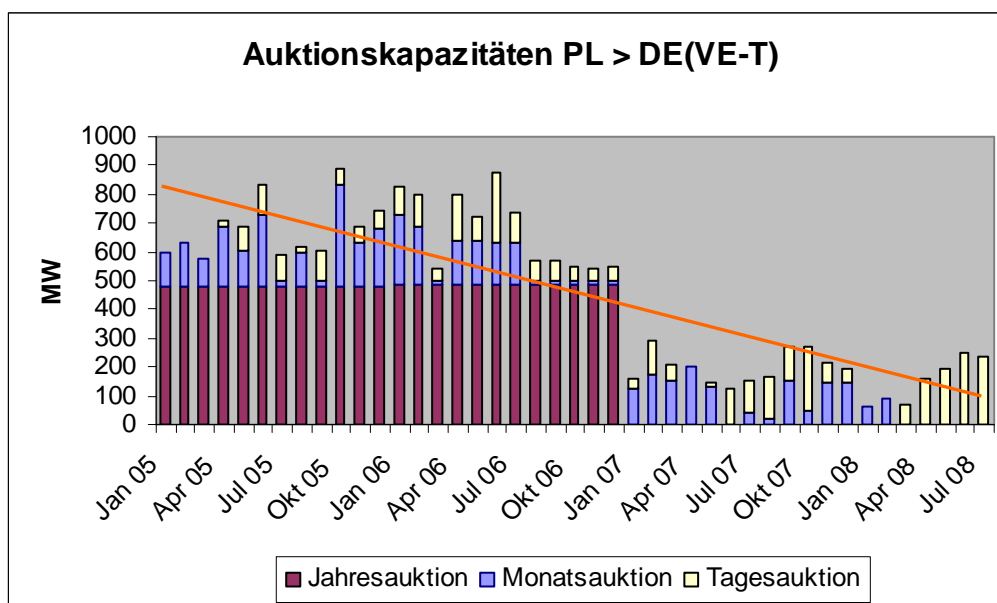


Abbildung 51: Auktionskapazitäten von PL nach DE(VE-T). Quelle: E-trace

6.1.2.3 Koordinierte Kapazitätsauktionen von PL nach CZ

In Abbildung 52 sind die Ergebnisse der Monats- und Tagesauktionen von Polen nach Tschechien mit den Strompreisdifferenzen auf Monatsbasis dargestellt.

Kapazitäten zu Jahresauktionen wurden nicht vergeben. Dies liegt einerseits daran, dass ab dem Jahr 2007 keine Kapazitäten für jährliche Auktionen angeboten wurden, und andererseits wurden die in den Jahren 2005 und 2006 von Polen nach Deutschland, Tschechien und der Slowakei angebotenen Kapazitäten der Übertragungsleitung Richtung Deutschland zugewiesen. Für diese Leitung wurden wegen der großen Strompreisdifferenz zwischen DE und PL die höchsten Gebote erzielt.

Die Auktionspreise für Monatskapazitäten lagen teilweise über der Spotmarktpreisdifferenz. Im Jänner und Februar 2007 ist dieser Unterschied besonders auffällig. Dies liegt meiner Meinung daran, dass in den fünf Monaten zuvor deutliche Strompreisunterschiede vorhanden waren, jedoch keine Leitungen ersteigert werden konnten. Als dann im Jänner und Februar 2007 Kapazitäten zur Verfügung standen, bot man dafür sehr hohe Preise, jedoch ist gerade zu diesen Zeiten die durchschnittliche Strompreisdifferenz gegen Null gefallen.

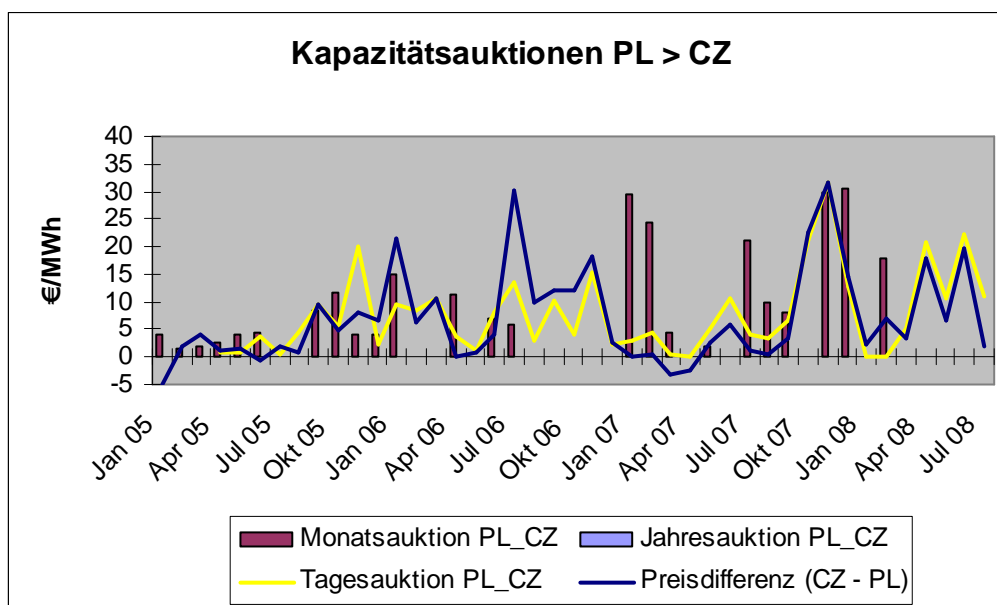


Abbildung 52: Kapazitätsauktion von PL nach CZ vs. Preisdifferenz.
Quellen: E-trace, OTE, POLPX

Die Ergebnisse der stündlichen Kapazitätsauktionen sind wieder im Anhang dargestellt. Für sehr viele Stunden liegen diese Kapazitätspreise im Bereich der stündlichen Strompreisdifferenzen (Viele Punkte liegen entlang der jeweils zusätzlich eingetragenen Geraden). Die monatlich gemittelten Kapazitätspreise für Tagesauktionen und die zugehörigen Preisdifferenzen zeigen somit wieder einen ähnlichen Verlauf.

Betrachtet man in Abbildung 53 die Zeitreihe der zugeteilten Auktionskapazitäten, so kann man durchschnittlich von einer relativ gleich bleibenden Kapazitätsvergabe sprechen. Steigt in Polen die elektrische

Energienachfrage weiter so rasant, so muss auch an diese Übertragungsleitung mit rückläufigen Zuteilungen von Auktionskapazitäten gerechnet werden.

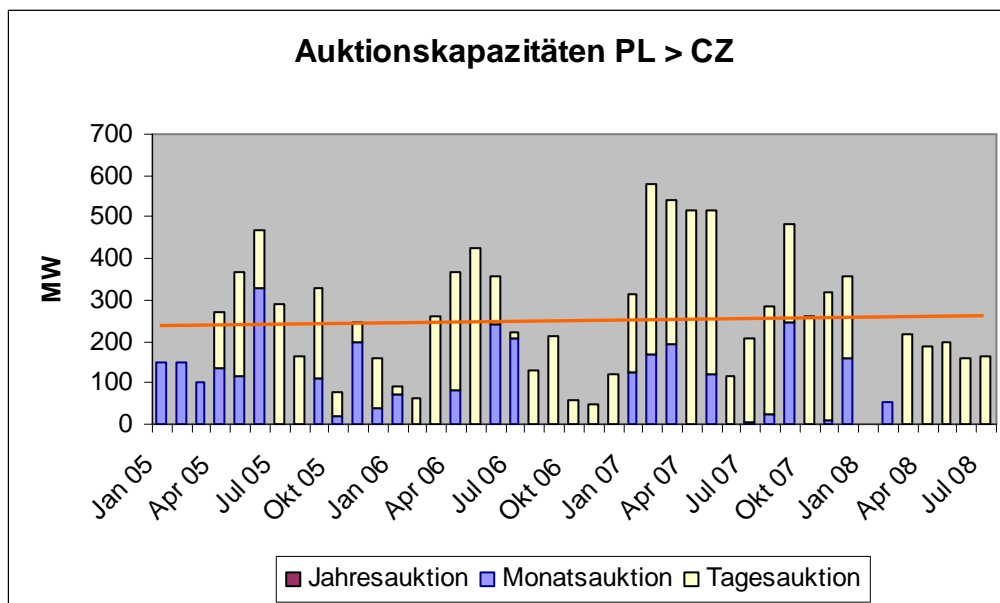


Abbildung 53: Auktionskapazitäten von PL nach CZ. Quelle: E-trace

6.2 Implizite Auktionsergebnisse zwischen FR, NL und BE

Wie bereits im Kapitel „4.7.3 Spotmarktpreise der Länder FR, NL und BE“ erwähnt wurde, werden seit 22.11.2006 zwischen den Ländern Frankreich, Belgien und den Niederlanden implizite Auktionen unter den Namen „Trilateral Market Coupling“ durchgeführt. In diesem Abschnitt werden die zwei Ländergrenzen FR-BE und NL-BE genauer betrachtet. Auf der von ETSO eingeführten Plattform Etsovista³⁴ sind ab März 2008 angebotene ATC-Werte und auch die von den Strompreisdifferenzen abhängigen zugeteilten Übertragungsleitungskapazitäten auf Stundenbasis publiziert (Etsovista, 2008b).

Liegen die stündlich zugeteilten Kapazitätswerte unterhalb vom ATC-Wert, so bedeutet dies eine Preiskonvergenz zwischen den Ländern für die entsprechenden

³⁴ Etsoista ist eine von ETSO gegründete Plattform, welche einen erleichterten Zugriff zu Informationen für alle Marktteilnehmer ermöglichen soll. Damit soll die Transparenz im internationalen Energiemarkt erhöht werden.

Stunden. Für den Fall, dass die stündlichen ATC's und die stündlich zugeteilten Kapazitäten gleich groß sind, kann man mit hoher Wahrscheinlichkeit davon ausgehen, dass die entsprechende Übertragungsleitung in diesen Stunden einen Engpass darstellt, und eine Strompreisdifferenz zwischen den Ländern vorhanden bleibt.

In der Abbildung 54 sind die Monatsmittelwerte der ATC's und der zugeteilten Kapazitäten von Frankreich nach Belgien ab März 2008 dargestellt. Die Balken der verfügbaren bzw. zugeteilten Kapazitäten in umgekehrter Richtung, also von Belgien nach Frankreich sind mit negativem Vorzeichen abgebildet.

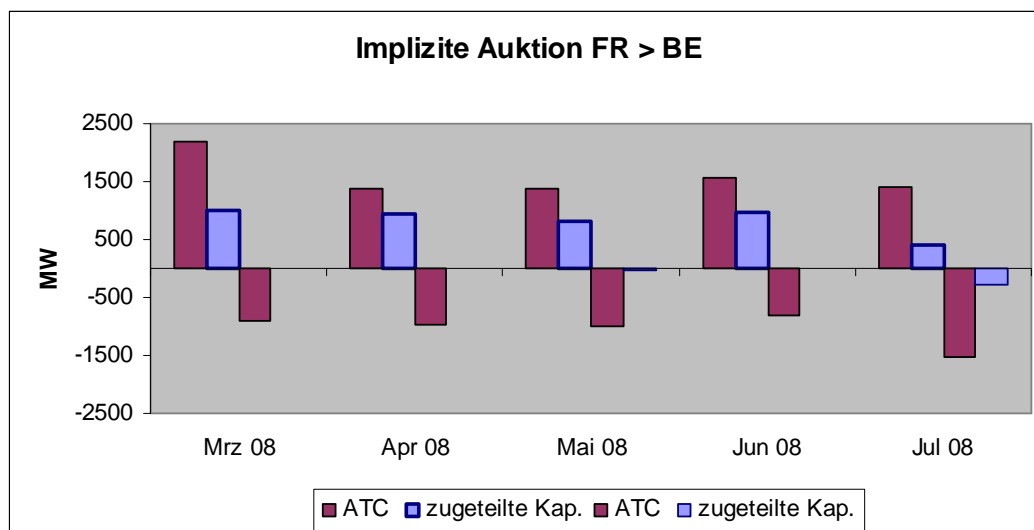


Abbildung 54: Verfügbare und zugeteilte Leitungskapazitäten zwischen FR und BE. Quelle: Etsovista

Man kann aus obiger Abbildung deutlich erkennen, dass im Monatsmittel der Wert der verfügbaren Kapazitäten stets größer war als jener der zugeteilten Kapazitäten. Dies bedeutet jedoch nicht, dass es zu jeder Stunde eine Preiskonvergenz gegeben hat. Umso näher die Werte der ATC's und der zugeteilten Kapazitäten beisammen liegen, desto wahrscheinlicher ist es, dass es Stunden mit Strompreisdifferenzen gegeben hat, die sich auch im Monatsmittel der Preisdifferenzen bemerkbar machen (Strompreisdifferenzen auf stündlicher Basis konnten leider nicht recherchiert werden). Weiters erkennt man, dass großteils Kapazitäten von Frankreich nach Belgien vergeben wurden, was auf ein

durchschnittlich höheres Preisniveau in Belgien gegenüber Frankreich schließen lässt (zumindest vor der Durchführung der impliziten Auktion).

In Abbildung 55 wird dieser Sachverhalt verdeutlicht. Hier sieht man einerseits die Strompreisdifferenz beider Länder seit Beginn der impliziten Auktionen, andererseits ist seit März 2008 die Anzahl der Stunden pro Monat dargestellt, in denen ein Kapazitätsengpass vorlag (zu diesen Stunden waren die ATC's gleich den zugeteilten Kapazitäten).

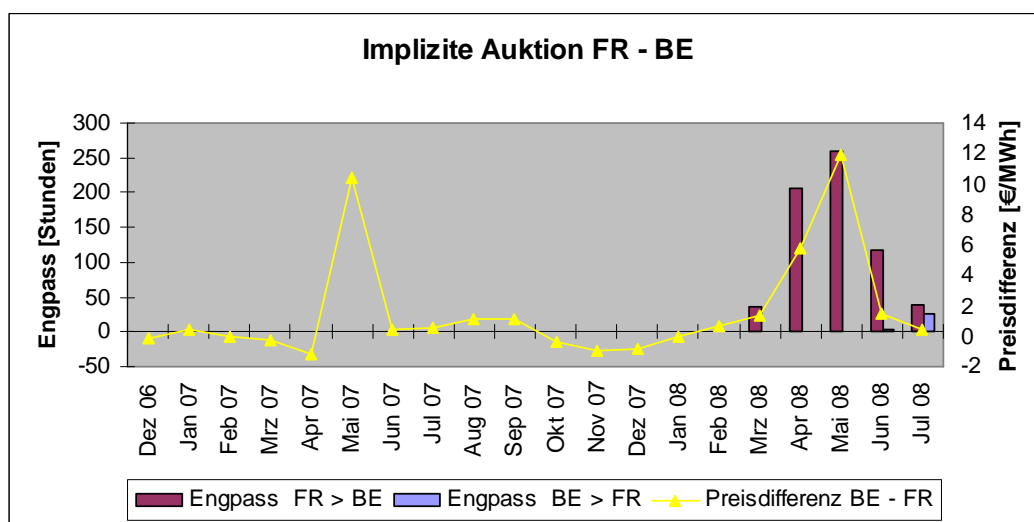


Abbildung 55: Strompreisdifferenzen und Anzahl der stündlichen Engpässe zwischen FR und BE. Quelle: Powernext, Belpex, Etsovista

Bis auf wenige Ausnahmen ist in obiger Abbildung die monatliche Strompreisdifferenz zwischen FR und BE fast Null, was auf ein deutliches Funktionieren dieses Marktintegrationskonzepts hinweist. Im Mai 2007 und Mai 2008 ist eine verbleibende mittlere Strompreisdifferenz von mehr als 10€/MWh zu erkennen, was auf viele engpassbehaftete Stunden in diesem Monat hindeutet. Für Mai 2008 kann dies auch mit 260 Stunden/Monat bestätigt werden. In diesem Monat reichte somit die Übertragungsleitungskapazität für mehr als 1/3 der Zeit nicht aus, wodurch sich ein Preisunterschied von 11,96 €/MWh ergab. Ein Monat später reduzierte sich der Engpass auf 118 Stunden/Monat, und der monatliche Mittelwert der Strompreisdifferenz viel auf 1,48 €/MWh.

Betrachtet man die Grenze zwischen Belgien und den Niederlanden, so zeigt sich ein ähnliches Ergebnis. Auch an dieser Grenze ist ab März 2008 der Monatsmittelwert der verfügbaren Kapazität stets größer als jener der zugeteilten Kapazität (siehe Abbildung 56). Im März und April 2008 ist dieser Kapazitätsunterschied am geringsten, was wieder auf eine höhere engpassbehaftete Stundenanzahl in diesen Monaten hindeutet.

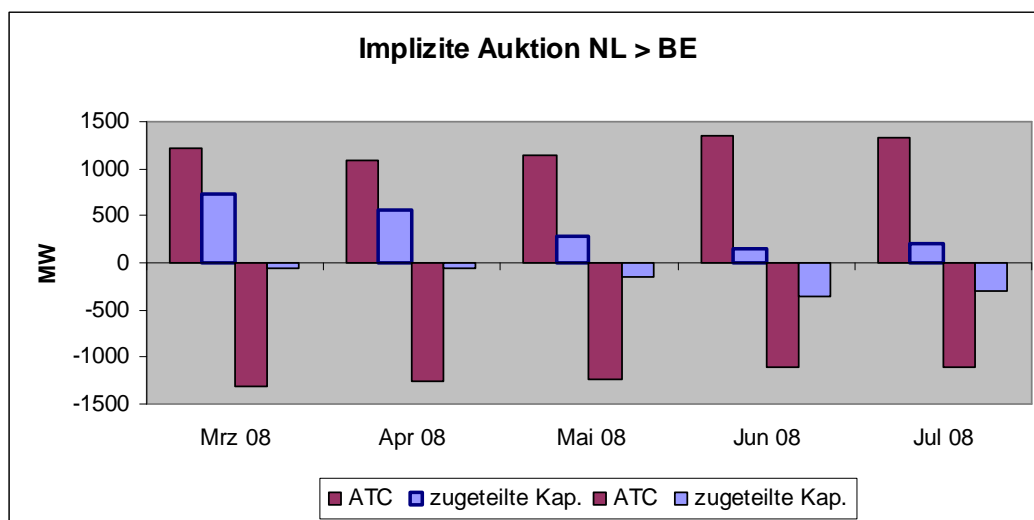


Abbildung 56: Verfügbare und zugeteilte Leitungskapazitäten zwischen NL und BE. Quelle: Etsovista

Tatsächlich gab es im März 2008 176 Stunden und im April 2008 waren es 125 Stunden, an denen die ATC's nicht ausreichten (siehe Abbildung 57). Dies führte zu durchschnittlichen Preisdifferenzen von ca. 2,5 €/MWh. Im Juni und Juli 2008 zeigten sich stündliche Engpässe in entgegen gesetzter Richtung, also von Belgien nach den Niederlanden, wodurch es auch zu einer Preisdifferenz in umgekehrter Richtung kam. Im April, Juni und vor allem im November 2007 waren die monatlichen Strompreisdifferenzen seit Beginn der impliziten Auktionen zwischen NL und BE am größten, was auf eine bedeutend höhere engpassbehaftete Stundenanzahl hindeutet (siehe Abbildung 57).

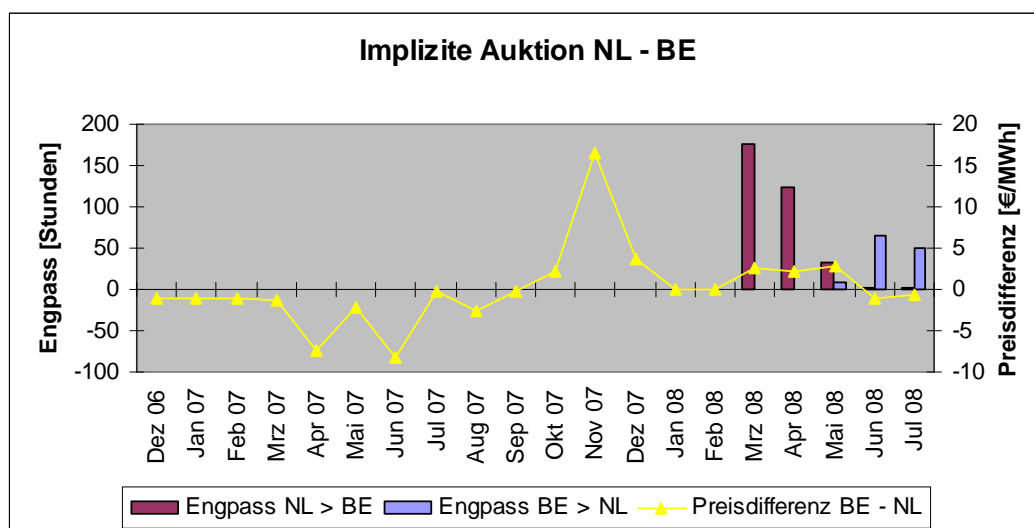


Abbildung 57: Strompreisdifferenzen und Anzahl der stündlichen Engpässe zwischen NL und BE. Quelle: APX, Belpex, Etsovista

Die Marktintegration zwischen den Ländern Frankreich, Belgien und den Niederlanden lässt sich folgendermaßen zusammenfassen:

- Vor der Einführung von „Market Coupling“ waren die monatlichen Preisdifferenzen deutlich höher (über 45 €/MWh im August 2003 zwischen NL und FR; vergleiche Kapitel „4.7.3 Spotmarktpreise der Länder FR, NL und BE“).
- Seit Beginn der Impliziten Auktionen lagen die monatlichen Strompreisdifferenzen zwischen FR und BE 17mal unter 1,5 €/MWh und zwischen NL und BE 16mal unter 3 €/MWh (für einen Beobachtungszeitraum von 20 Monaten).
- Nur 3mal (für beide Grenzen zusammen) kam es zu einer monatlichen Strompreisdifferenz von mehr als 10 €/MWh, verursacht durch zu geringe ATC's.

Somit stellen implizite Auktionen ein sehr gelungenes Marktintegrationskonzept dar.

Derzeit gibt es bereits Pläne einer Ausweitung von Market Coupling auf die Länder Deutschland und Luxemburg. Geplant ist dabei eine Marktkopplung der Länder Deutschland, Frankreich, Niederlande, Belgien und Luxemburg durch

implizite Kapazitätsauktionen. Die Strombörsen der Länder FR, BE und NL präsentieren diese Pläne auf deren Homepages unter dem Titel „Tender for market coupling system is starting“.

Die zeitweise vorhandenen Engpässe zwischen den Grenzen FR-BE und NL-BE könnten dann eventuell über Deutschland ausgeglichen werden. Auch die Märkte von Deutschland und Frankreich würden dadurch noch enger zusammenwachsen, denn obwohl die mittleren Monatspreise beider Länder quasi gleich sind, gibt es trotzdem stündliche Preisdifferenzen, welche sich lediglich im Monatsmittel kompensieren.

7 Schlussfolgerungen

Das von der EU festgelegte Ziel einer Schaffung eines gemeinsamen europäischen Elektrizitätsmarktes, welcher durch starken Wettbewerb zu einheitlich niedrigen Strompreisen in Europa führen soll, wurde meines Erachtens noch nicht erreicht.

Eine durch die Liberalisierung erhoffte bzw. versprochene Strompreissenkung kann nicht beobachtet werden. Im Gegenteil, der EEX-Spotmarktpreis ist im Zeitraum 1999-2007 um 167% angestiegen.

Jedoch haben sich in dieser Zeit auch der Gaspreis um 230% und der Kohlepreis um 98% erhöht. Zusätzlich wurde der Handel mit CO₂-Zertifikaten eingeführt.

Trotzdem liegt der Day-ahead-Spotmarktpreis an der deutschen EEX über weite Bereiche deutlich über den kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugung (betrachtet für den Submarkt A, CH, DE und FR). Dies lässt vermuten, dass es sich bei den Preisen oft nicht um Wettbewerbspreise handelt, sondern dass gewisse Marktakteure (Großerzeuger) ihre Marktmacht mit strategischer Preissetzung ausnützen (Loske, 2007 und Müsgens, 2004).

Die elektrische Erzeugungsstruktur (Angebotskurve) und der Verbrauch der 4 Länder sind die bestimmenden Einflussgrößen der Grenzkosten.

- Auffällig ist, dass die natürliche Wasserverfügbarkeit nicht nur die Angebotskurve horizontal verschiebt, sondern eine erhöhte Differenz zwischen EEX-Spotmarktpreis und der Systemgrenzkostenberechnung zu wasserarmen Zeiten erkennbar ist (vergleiche Abbildung 36 „Preiseinfluss durch Laufwasserverfügbarkeit“). Möglicherweise wurden die geringeren Gewinne aus der Wasserkraft durch erhöhte Preise wettgemacht.
- Da das Grenzkostenkraftwerk jeweils durch fossile Kraftwerkstypen bestimmt wird, haben der Kohle- und Gaspreis sowie die CO₂-Zertifikatspreise einen direkten Einfluss auf die Grenzkosten. Um die Kosten dieser Kraftwerkstypen einzugrenzen (über den Beobachtungszeitraum betrachtet hat sich der Kohlepreis verdoppelt und der Gaspreis vervierfacht) sollten alte Kohlekraftwerke mit schlechtem Wirkungsgrad und hohem CO₂-Ausstoß stillgelegt werden, und durch Kombinationskraftwerke (Gas- und Dampfturbinen-Anlagen sowie Kraft-

Wärme-Kopplung) mit hohem Wirkungsgrad ersetzt werden. Auch die Substitution der alten Kohlekraftwerke durch Erneuerbare Energie bzw. Atomkraftwerke (Wegen eines gestiegenen Umweltbewusstseins der Bevölkerung könnte es hier Probleme geben) ist denkbar.

- Wie aus der Abbildung 24 „Summen- Erzeugung und Verbrauch (A+CH+DE+FR)“ zu erkennen ist, hat der Konsum an elektrischer Energie nicht abgenommen. Im Gegenteil, problematisch sind einerseits der jährliche Verbrauchszuwachs von 2-3% im Marktgebiet A, CH, DE und FR, und andererseits die unelastische Nachfragekurve, da elektrische Energie kurzfristig so gut wie nicht substituierbar ist. Zukünftig sind vor allem verbraucherseitige Maßnahmen wichtig, die dieser Entwicklung entgegenwirken. Um auch kurzfristig eine elastische Nachfragekurve und somit mehr Wettbewerb zu erlangen, müssen die Konsumenten ein Kenntnis über den „tatsächlichen“ Strommarktpreis haben, um entsprechend reagieren zu können. Maßnahmen wären:

- Real-Time-Pricing
- Zeitvariable Tarife
- Unterbrechbare (intelligente) Geräte
- Energieeffizienz (z.B.: Energiesparlampen)

Die Unterstützung solcher Lastmanagementprogramme ist sinnvoll, um der steigenden Nachfrage an elektrischer Energie entgegenzuwirken. Die Alternative zur Lastabdeckung wäre wohl der Neubau weiterer thermischer Kraftwerke mit zusätzlichem CO₂-Ausstoß (Stadler und Auer, 2004).

Durch die Engpässe im europäischen Übertragungsnetz ist Europa in Teilstrommärkte gegliedert. Diese Teilmärkte waren bzw. sind geprägt durch unterschiedliche Strompreisniveaus (siehe Abbildung 32 „Spotmarktpreisübersicht Base-load“). Prinzipiell ist die Anzahl von Produzenten in einem Teilmarkt geringer als in einem gemeinsamen europäischen Strommarkt, wodurch sich die Gefahr der Marktmacht einzelner Großproduzenten erhöht.

Aus diesem Grund wurden in Europa Engpassmanagementverfahren zur besseren Marktintegration eingeführt. Derzeit setzen die Länder großteils explizite Kapazitätsauktionen (hauptsächlich in Form von Tages-, Monats- und Jahresauktionen) zur Übertragungsleistungskapazitätsvergabe ein. Nur wenige Länder führen implizite Auktionen durch (vergleiche Tabelle 1 „Explizite Tagesauktionen in Europa“ mit Tabelle 3 „Implizite Auktionen in Europa“).

Bei der Marktintegration von Tschechien und Polen in Richtung Deutschland und Österreich zeigt sich, dass die Jahresauktionspreise für Übertragungsleistungskapazitäten recht gut den monatlichen Spotmarktpreisdifferenzen folgen. Auch die Monatsauktionspreise stimmen bis auf einige Ausnahmen relativ gut mit den Spotmarktpreisdifferenzen überein. Eine besonders hohe Übereinstimmung ergibt sich zwischen den Monatsmittelwerten der stündlichen Kapazitätsauktionen mit den zugehörigen Monatsmittelwerten der stündlichen Preisdifferenzen.

Aus diesen Gründen und angesichts der Tatsache, dass von Tschechien nach Deutschland und Österreich in Summe ab dem Jahr 2007 ca. 2300MW an Übertragungsleistungskapazitäten per Auktion zugeteilt wurden, hat sich ab dieser Zeit der Tschechische Strompreis sehr gut an die Strompreise von Deutschland bzw. Österreich angepasst. Die per Auktion zugeteilten Leitungskapazitäten von Polen in Richtung des westeuropäischen Strommarktes sind viel geringer als jene von Tschechien. Im Jahr 2008 wurden von Polen nach Deutschland und Tschechien (hat bereits westliches Strompreisniveau) in Summe durchschnittlich nur 350MW an Leitungskapazitäten per Auktion vergeben. Deshalb liegt das Strompreisniveau von Polen noch immer unter jenem von Westeuropa. Das dennoch die polnischen Spotmarktstrompreise im Jahr 2008 deutlich gestiegen sind, liegt meines Erachtens daran, dass Erzeuger in Polen nun auch die CO₂-Zertifikatspreise in der Kostenrechnung berücksichtigen (siehe Abbildung 30 „Spotmarktpreisübersicht Base-load (DE, A, CZ und PL)“).

Vergleicht man für Tschechien bzw. Polen die stündlichen Auktionspreise für Übertragungsleistungskapazitäten in Richtung Westeuropa mit den zugehörigen stündlichen Strompreisdifferenzen, so erkennt man für viele Stunden deutliche

Preisunterschiede. Teils sind die Kapazitätspreise höher und teils niedriger als die Preisdifferenzen. Im Monatsmittel kompensieren sich diese Effekte, wodurch die bereits erwähnte hohe Preisgleichheit zwischen Kapazitätspreis und Strompreisdifferenz auf Monatsbasis zustande kommt. Es kommt auch immer wieder vor, dass Preise für Kapazitäten in die „falsche“ Richtung bezahlt wurden, d.h. Kapazitäten wurden in diesen Stunden in Richtung der Niedrigpreiszone ersteigert (betrifft alle Punkte die links von der Kapazitätspreisachse liegen; siehe Abbildung 41, 58, 59, 60 und 61). Ein derartiges Vorgehen ist ineffizient und somit verbesserungswürdig. Abhilfe schaffen implizite Auktionen.

Durch die Einführung der impliziten Auktionen (Market Coupling) zwischen Frankreich, Belgien und den Niederlanden am 22.11.2006 haben sich die Großhandelsstrompreise dieser Länder fast vollständig angeglichen (siehe Abbildung 30 „Spotmarktpreisübersicht Base-load FR, NL und BE“). Hier ergibt sich jedoch die hohe Strompreisgleichheit auf Monatsbasis durch eine hohe Anzahl von stündlichen Strompreiskonvergenzen. Nur vereinzelt gab es monatliche Strompreisunterschiede zwischen den Märkten, hervorgerufen durch eine höhere engpassbehaftete Stundenanzahl durch zuwenig ATC's in diesen Stunden (siehe Abbildung 55 und 57 „Strompreisdifferenzen und Anzahl der stündlichen Engpässe zwischen NL und BE bzw. zwischen FR und BE“). Eine bleibende stündliche Strompreisdifferenz zwischen den Ländern entspricht exakt dem Wert der Leitungskapazität zu dieser Stunde, und eine Kapazitätszuteilung in Richtung der Niedrigpreiszone ist bei impliziten Auktionen ausgeschlossen.

Allgemein zeigen sowohl die expliziten als auch die impliziten Auktionen eine positive Wirkung, und die Strompreisniveaus aller betrachteten Länder glichen sich gegen Ende der Zeitreihe (Juli 2008) deutlich an (siehe Abbildung 32 „Spotmarktpreisübersicht Base-load“).

Implizite Auktionen sind wegen der höheren Effizienz zu bevorzugen, da Preisannäherungen auf Monatsbasis auf stündliche Preiskonvergenzen zwischen den Märkten zurückzuführen sind, ohne dass der marktwirtschaftliche Wert der Übertragungsleitungskapazität über- bzw. unterschätzt werden kann. Das ist auch

der Grund, warum manche Länder die täglichen expliziten Auktionen durch implizite ersetzen wollen. So werden ab dem Jahr 2009 zwischen Tschechien und der Slowakei implizite Auktionen durchgeführt, und es gibt bereits Pläne einer Ausweitung von Market Coupling zwischen FR, NL und BE auf die Länder Deutschland und Luxemburg.

Ein weiterer Abbau alter Langzeitverträge für die Nutzung von Übertragungskapazitäten würde die ATC-Werte erhöhen, und die Einführung eines lastflussbasierten Konzepts unter der Nutzung von PTDF-Koeffizienten würde eine kurzfristige Kapazitätszuteilung ermöglichen und zu höherer Effizienz führen.

8 Zusammenfassung

Mit der Strommarktliberalisierung innerhalb Europas erhoffte sich die EU einen gemeinsamen europäischen Elektrizitätsmarkt, in dem sich ein einheitlich niedriger Wettbewerbsstrompreis bilden sollte. Da dieser europäische Strommarkt wegen nicht ausreichender Übertragungsleitungskapazitäten und wegen unterschiedlichen Netzzugangsbestimmungen in Teilmärkte mit unterschiedlichen Strompreisniveaus gegliedert ist, wurden marktbasierende Verfahren zur Vergabe von grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten eingeführt (Solange es Strompreisdifferenzen zwischen den Märkten gibt, solange haben Händler einen Anreiz elektrische Energie vom Niedrigpreisgebiet ins Hochpreisgebiet zu verkaufen, wobei aus der Sicht der Händler die Leitungskapazität nicht mehr kosten sollte als die entsprechende Strompreisdifferenz). Diese Arbeit untersucht einerseits ob der Großhandelsstrompreis im Teilmarktgebiet Österreich, Deutschland, Frankreich und der Schweiz einem Wettbewerbspreis entspricht, und andererseits ob durch explizite und implizite Kapazitätsauktionen von Übertragungsleitungen eine Marktintegration der Länder Belgien und Niederlande sowie Tschechien und Polen zum vorher erwähnten Teilmarktgebiet Österreich, Deutschland, Frankreich und der Schweiz stattgefunden hat.

Diesbezüglich wurden für den Beobachtungszeitraum von 1999-2007 für das Marktgebiet A, DE, FR und CH die kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugung auf Monatsbasis modelliert, diese mit der Grund- und Spitzenlast geschnitten, um die so erhaltenen Systemgrenzkosten der Erzeugung mit dem EEX-Spotmarktpreis vergleichen zu können (Grenzkostenmodell). Weiters wurden sowohl implizite Kapazitätsauktionsergebnisse zwischen den Ländern FR, BE und den NL als auch explizite Auktionsergebnisse zwischen den Ländern CZ-A, CZ-DE, PL-DE und PL-CZ recherchiert, um diese mit den jeweiligen Strompreisdifferenzen vergleichen und analysieren zu können. Die dafür notwendigen Daten (elektrische Erzeugungsstrukturen, elektrischer Stromverbrauch, Kohle- und Gaspreise, CO₂-Zertifikatspreise, Emissionsfaktoren, Großhandelsstrompreise und Auktionsergebnisse) wurden dem Internet entnommen.

Die wichtigsten Ergebnisse zum Grenzkostenmodell sind:

- Der Day-ahead-Spotmarktpreis an der deutschen EEX lag für Grundlast über weite Bereiche deutlich über den kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugung. Für Spitzenlast war dieser Unterschied geringer (siehe Abbildung 58).
- Der EEX-Spotmarktpreis ist von 1999-2007 um 167% gestiegen.
- Im gleichen Zeitraum hat sich der Gaspreis um 230% und der Kohlepreis um 98% erhöht.
- Zusätzlich wurde der Handel mit CO₂-Zertifikaten eingeführt.
- Im Marktgebiet A, DE, FR und CH stieg der elektrische Energieverbrauch jährlich um ca. 2-3%.
- Im Beobachtungszeitraum von 1999-2007 bildete stets ein fossiler Kraftwerkstyp das Grenzkostenkraftwerk.

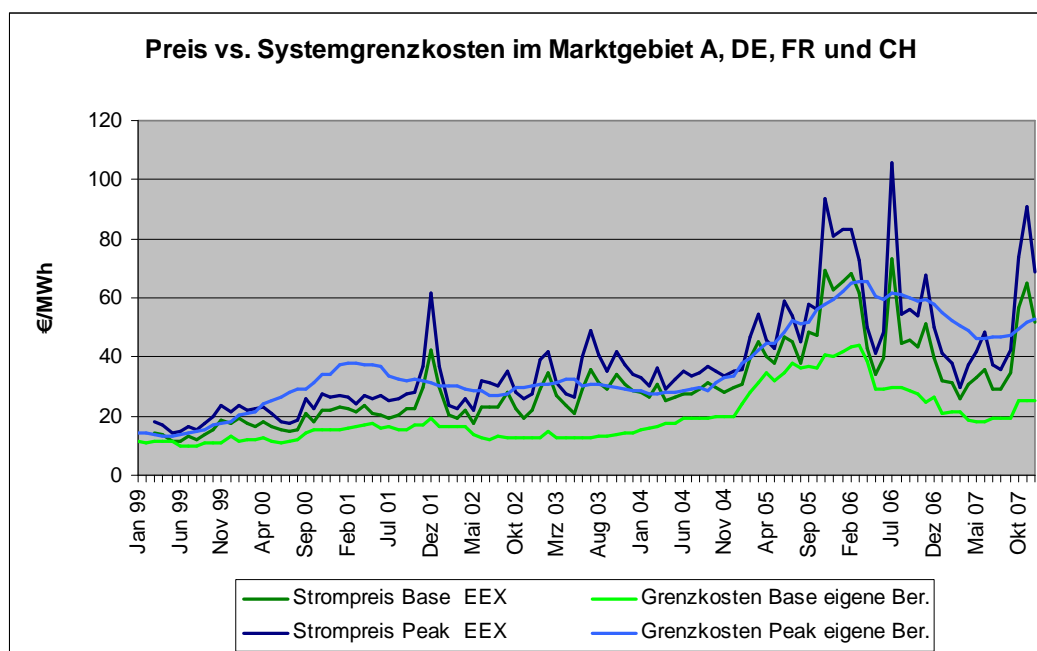


Abbildung 58: Preis und Grenzkosten. Quellen: UCTE, E-Control, BFE, BDEW, BAFA, BMWI, EEX, EZV; eigene Berechnung

Die wichtigsten Ergebnisse zu den expliziten Leitungskapazitätsauktionen sind:

- Es gibt mehr explizite als implizite Auktionen in Europa.

- Die recherchierten expliziten Jahresauktionen folgen zeitlich versetzt relativ gut der Spotmarktpreisdifferenz, und die Monats- und Tagesauktionen stimmen bei monatlicher Betrachtung recht gut mit der zugehörigen Preisdifferenz überein (siehe exemplarisch Abbildung 59).

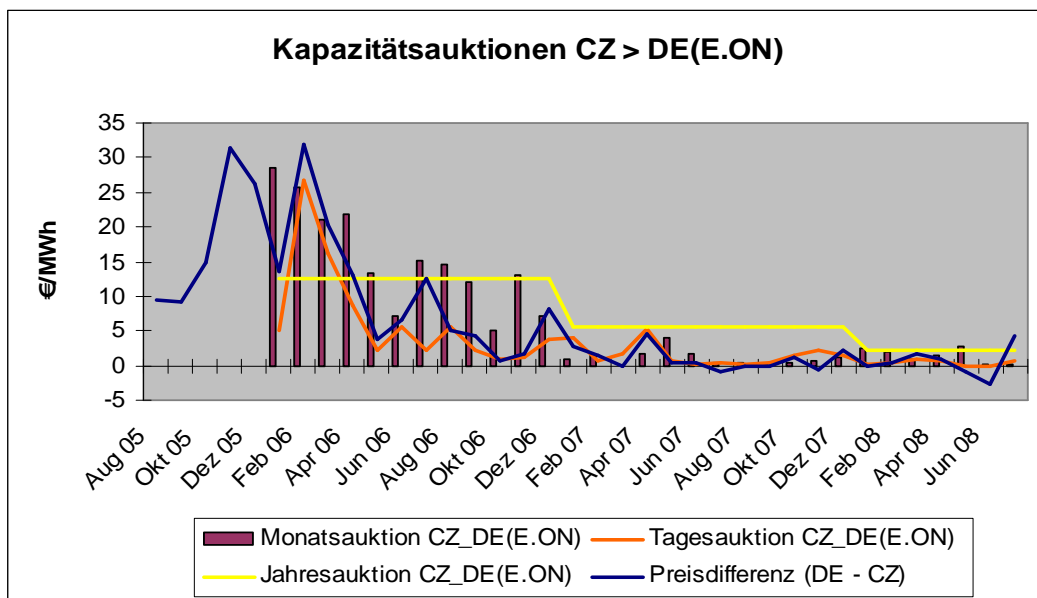


Abbildung 59: Explizite Kapazitätsauktionen von CZ nach DE(E.ON). vs. Preisdifferenz. Quellen: E-trace, EEX, OTE

- Werden ausreichend viele Kapazitäten per Auktion vergeben (geschehen ab dem Jahr 2007 von Tschechien in Richtung Deutschland und Österreich), so gleichen sich die Strompreise zwischen den Ländern deutlich an (Marktintegration).
- Von Polen in Richtung Deutschland wurden viel weniger Kapazitäten per Auktion vergeben, wodurch Polen noch immer ein niedrigeres Strompreinsniveau als Deutschland oder Österreich hat.
- Vergleicht man die expliziten Tagesauktionen nicht im Monatsmittel sondern für jede Stunde mit den zugehörigen Strompreisdifferenzen, so ergeben sich folgende Erkenntnisse (siehe Abbildung 60).
 - Für viele Stunden gibt es deutliche Unterschiede zwischen den Auktionspreisen und den Strompreisdifferenzen (Abweichung von der zusätzlich dargestellten Geraden).

- Im Monatsmittel gleichen sich diese Preisunterschiede wie oben erwähnt recht gut aus (Die Punkte liegen relativ symmetrisch zur Geraden).
- Es wurden immer wieder Kapazitäten in Richtung der Niedrigpreiszone ersteigert (Punkte links von der Kapazitätsachse).

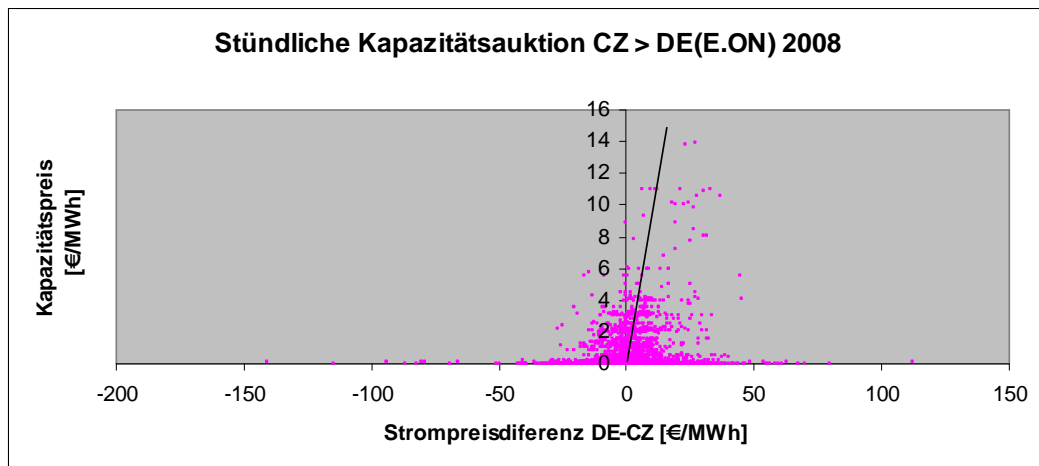


Abbildung 60: Stündliche Kapazitätsauktion von CZ nach DE(E.ON) vs. Preisdifferenz. Quellen: E-trace, EEX, OTE

Die wichtigsten Ergebnisse zu den impliziten Leitungskapazitätsauktionen sind:

- Durch implizite Auktionen (Auktionsbeginn: 22.11.2006) haben sich die Strompreise der Länder Frankreich, Belgien und Niederlande recht gut angenähert (Marktintegration).
- Das Angleichen der Großhandelsstrompreise geschieht systembedingt durch die hohe Anzahl von stündlichen Strompreiskonvergenzen.
- Nur durch eine hohe Anzahl engpassbehafteter Stunden ergibt sich eine größere Strompreisdifferenz auf Monatsbasis (siehe Mai 2007 u. 2008 in Abbildung 61).
- Der Preis der Leitungskapazität entspricht immer exakt der Strompreisdifferenz (für jede Stunde).
- Die impliziten Auktionsergebnisse zwischen FR, BE und NL werden von Etsovista erst ab März 2008 publiziert (siehe Abbildung 61).

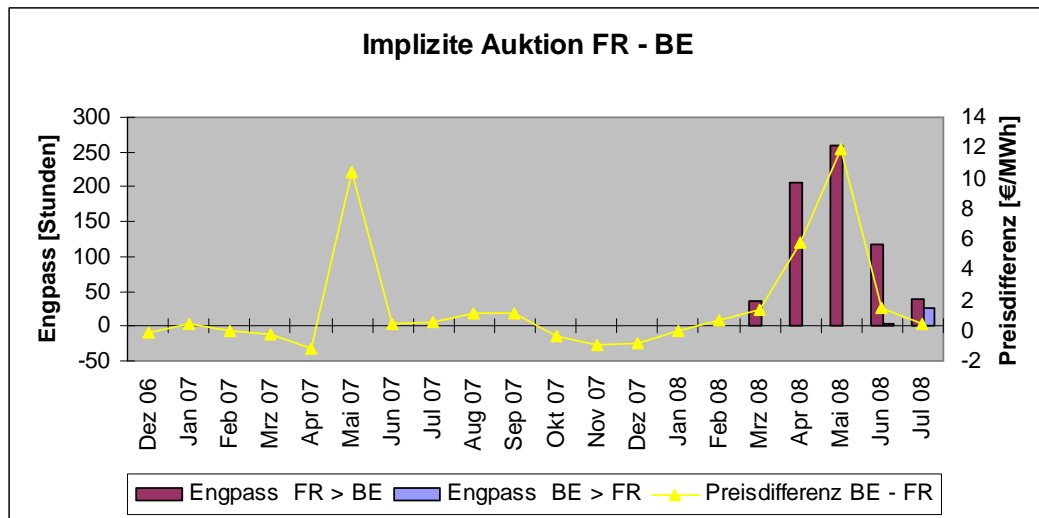


Abbildung 61: Strompreisunterschiede und Anzahl der stündlichen Engpässe zwischen FR und BE. Quelle: Powernext, Belpex, Etsovista

Schlussfolgerungen:

Die deutlichen Preisunterschiede zwischen den modellierten Systemgrenzkosten und den EEX-Spotmarktpreisen lassen vermuten, dass es sich bei den Preisen oft nicht um Wettbewerbspreise handelt, sondern dass gewisse Marktakteure (Großerzeuger) ihre Marktmacht mit strategischer Preissetzung ausnützen. Diese Vermutung wird auch durch die Tatsache unterstützt, dass zu lafwasserarmen Zeiten eine erhöhte Differenz zwischen dem EEX-Spotmarktpreis und der Systemgrenzkostenberechnung erkennbar ist. Möglicherweise sollen die geringeren Gewinne aus der Wasserkraft durch erhöhte Preise wettgemacht werden.

Da die Kosten des Grenzkostenkraftwerks durch die Brennstoffkosten von fossilen Energieträgern und den Preisen von CO₂-Zertifikaten bestimmt sind, muss man weiterhin von hohen Strompreisen ausgehen. Ein weiteres Anwachsen der elektrischen Energienachfrage könnte die Situation noch verschärfen.

Sowohl die expliziten als auch die impliziten Kapazitätsauktionen führten zu einer Angleichung der Großhandelsstrompreise. Implizite Auktionen sind jedoch wegen ihrer höheren Effizienz zu bevorzugen, da für jede Stunde der Wert der Übertragungskapazität der Strompreisunterschied entspricht. Für eine gute

Marktintegration sind vor allem ausreichend viele ATC's zwischen den Ländern notwendig, die per Auktion zugeteilt werden können.

Zukünftig sollte eine weitere ATC-Erhöhung durch sukzessiven Abbau von alten Langzeitverträgen betreffend der Nutzung von Übertragungskapazitäten möglich sein. Die Einführung eines lastflussbasierten Konzepts unter der Nutzung von PTDF-Koeffizienten würde eine kurzfristige Kapazitätszuteilung ermöglichen und zu höherer Effizienz führen. Weiters sollten explizite Tagesauktionen durch implizite ersetzt werden, um zu mehr stündlichen Preiskonvergenzen zu gelangen. Eine verbesserte Marktintegration führt zu einem größeren Marktgebiet und zu einer erhöhten Zahl an elektrischen Energieerzeugern, wodurch sich das Marktmachtpotential einzelner Erzeuger vermindert.

Durch die Einführung von verbraucherseitigen Maßnahmen könnte der Konsument auf Strompreisänderungen reagieren und eine weitere Effizienzsteigerung von elektrischen Betriebsmitteln würde dem steigenden Stromverbrauch entgegenwirken.

9 Literaturverzeichnis

APX (2008): APX Power NL Day-Ahead Market results / Monthly Price and Volume, <http://www.apxgroup.com/index.php?id=36>

Auction-Office (2007): Auction Procedure, http://www.auction-office.at/Austrian-Czech_Border/Participation/Auction_Procedure.html

Auction-Office (2008a): Editorial Information, <http://www.auction-office.at/editorinf.html>

Auction-Office (2008b): Auction Results, http://www.auction-office.at/Austrian-Czech_Border/

Auction-Office (2008c): Auction Rules for the Allocation of capacities on the interconnection congestion between the control areas of CEPS and APG, http://www.auction-office.at/Austrian-Czech_Border/Auction_Rules/

Auer, Hans: Elektrizitäts- und Wasserwirtschaft / Vorlesungsskriptum, TU - Wien, 2004

BAFA (2008): Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, <http://www.bafa.de/bafa/de/energie/steinkohle/statistiken/index.html>

BDEW (2008): Stromzahlen 2007: Der deutsche Strom- und Energiemarkt auf einen Blick, http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_Stromzahlen_2007_Der_deutsche_Strom-_und_Energiemarkt_auf_einen_Blick?open&l=DE&ccm=300050020010

Belpex / Powernext / APX (2006): Trilateral Market Coupling / Algorithm Appendix, März 2006

Belpex (2008a): Market Coupling, <http://www.belpex.be/index.php?id=4>

Belpex (2008b): Frequently Asked Questions / When will the trade of electricity on Belpex start?

http://www.belpex.be/index.php?id=25#irfaq_1_acc73

Belpex (2008c): Spot Market / Market Data,

<http://www.belpex.be/index.php?id=5>

BFE (2008): Bundesamt für Energie / Elektrizitätsstatistik,

http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00541/00542/00630/index.html?lang=de&dossier_id=00769

BMWi (2008): Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie,

<http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Service/publikationen.did=53736.html>

Brauner, Günther: Energieübertragung und Kraftwerke / Vorlesungsskriptum, TU - Wien, 2007

Damas (2008a): Elektronische Handelsplattform vom CEPS,

http://www.ceps.cz/detail_eng.asp?cepsmenu=14&IDP=178&PDM2=0&PDM3=0&PDM4=0

Damas (2008b): Auction result overview, <http://market.ceps.cz/uc17.asp>

EC (1997): 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

E-CONTROL (2004-2007): Energiestatistik-Archiv, [http://www.e-control.at/portal/page/portal/ECONTROL_HOME/STROM/ZAHLENDATENFA](http://www.e-control.at/portal/page/portal/ECONTROL_HOME/STROM/ZAHLENDATENFAKTEN/ENERGIESTATISTIK/Archiv)

[KTEN/ENERGIESTATISTIK/Archiv](http://www.e-control.at/portal/page/portal/ECONTROL_HOME/STROM/ZAHLENDATENFAKTEN/ENERGIESTATISTIK/Archiv)

EEX (2005-2007): EU - Emissionsberechtigungen,
<http://www.eex.com/de/Downloads/Marktdaten>

EEX (2008a): EU - Emissionsberechtigungen,
<http://www.eex.com/de/Produkte/Emissionsberechtigungen/Emission%20Allowances%20%7C%20Spot-%20und%20Terminmarkt>

EEX (2008b): Stundenkontrakte / Spotmarkt,
<http://www.eex.com/de/Marktinformation/Strom/Stundenkontrakte%20%7C%20Spotmarkt#>

EEX (2008c): Day-ahead / Spotmarkt,
<http://www.eex.com/de/Produkte/Strom/Day%20Ahead%20%7C%20Spotmarkt>

E-trace (2008a): Coordinated Auction Office / Daily, Monthly and Yearly Auctions, <http://www.e-trace.biz/>

E-trace (2008b): Announcement of coordinated yearly capacities for year 2008,
http://www.e-trace.biz/2006/index_year.htm

E-trace (2008c): Auction Rules for Year 2008, http://www.e-trace.biz/2006/index_rules.htm

ETSO: Definitions of Transfer Capacities in liberalised Electricity Markets / Final Report, April 2001, http://www.etsonet.org/NTC_Info/general_information/e_default.asp

ETSOVISTA (2008a): Daily Explicit Auctions,
<https://www.etsovista.org/data.aspx?IdMenu=3&IdPeriodicity=1>

ETSOVISTA (2008b): Daily Implicit Auctions,
<https://www.etsovista.org/data.aspx?IdMenu=6&IdPeriodicity=1>

EXAA (2005-2007): CO₂-Marktdaten, <http://www.exaa.at/market/historical/co2/>

EXAA (2008a): CO₂-Emissionshandel, http://www.exaa.at/spotmarket_CO2/

EXAA (2008b): Marktdaten / Spotmarkt Strom, http://www.exaa.at/market/historical/austria_germany/index.html

EXAA (2008c): Handelskonzept Spotmarkt Strom, http://www.exaa.at/spotmarket_energy/marketplace/trading_concept.html

EZV (17.9.2007): Anhang1: Anhang zu den Erläuterungen zur Verordnung über die CO₂ - Abgabe , http://www.ezv.admin.ch/zollinfo_firmen/steuern_abgaben/00379/02315/index.html?lang=de

Fasching, Gerhard: Werkstoffe für die Elektrotechnik / Mikrophysik Struktur Eigenschaften, Springer Verlag, Wien, 1987

Frontier Economics / Consentec / IAEW: Ökonomische Bewertung verschiedener Engpassmanagementmethoden / Bericht für die Bundesnetzagentur, London, 2006

Haas, Reinhard: Energiewirtschaft / Vorlesungsskriptum, TU - Wien, 2002

Haas, Reinhard: Regulierung und Markt in der Energiewirtschaft / Vorlesungsskriptum, TU - Wien, 2003

Haas, Reinhard: Die Wirtschaftlichkeitsrechnung in der Energiewirtschaft / Vorlesungsskriptum, TU - Wien, 2004

Haas, Reinhard / Redl, Christian / Auer, Hans: Mid-term perspectives for the Western/Central European electricity market / Energy Economics Group, TU - Wien, 2006

Heimerl, Stephan: Wasserkraft in Deutschland – wie geht`s weiter? / 2. Konferenz der Elektrizitätswirtschaft „Regenerative Energien-Mut zum Wandel“ des VDEW, Stuttgart, 6./7. April 2005

Loske, Annette: Funktionieren die Großhandelsmärkte für Strom? / Energiewirtschaftliche Tagesfragen 57. Jg. (2007) Heft 9, etv GmbH, 2007

Müsgens, Felix (2004): Market Power in the German Wholesale Electricity Market – An Analysis of Marginal Costs and Prices, EWI Working Paper, Nr. 04/03

OENB (2008a): Aktuelle Zinssätze und Wechselkurse, <http://www.oenb.at/ebusinesszinssaetze/zinssaetzewechselkurse?mode=wechselkurse>

OENB (2008b): Aktuelle Zinssätze und Wechselkurse / Zeitreihen zum Euro, http://www.oenb.at/ebusinesszinssaetze/zinssaetzewechselkurse?mode=zeitreihen_zumeuro

OTE (2008): Tschechischer Energy Market Operator / Daily market statistic, http://www.ote-cr.cz/data-publication/statistic/month-report/daily-market-statistic/page_report_0708

OTE (2008a): Market coupling zwischen Tschechien und der Slowakei, http://www.ote-cr.cz/informace-ote/novinky/market-coupling-czech-republic-and-slovakia/?set_language=en

POLPX (2008): Market Results / Download / Day-Ahead Market,
<http://www.polpx.pl/main.php?index=223&show=38&lang=en&okres=dzien&sdata=02%2F08%2F2008>

POLPX (2008a): DAM Trading and Settlement Rules,
<http://www.polpx.pl/main.php?index=210&show=41&lang=en>

Powernext (2008): Statistik / Spotmarkt Strom,
<http://www.powernext.fr/modules.php?op=modload&name=PwnStat&file=index&req=stat>

Stadler, Michael / Auer, Hans: Innovative Maßnahmen auf der Verbraucherseite zur Verbesserung der Marktperformance in liberalisierten Strommärkten: Eine ökonomische Bewertung für Österreich, Bericht zum 8. Symposium Energieinnovation, Graz, 2004

UCTE (2008a): Production, Consumption, Exchange Package,
<http://www.ucte.org/services/onlinedatabase/packages/>

UCTE (2008b): Hourly load values for a specific country for a specific month (in MW), <http://www.ucte.org/services/onlinedatabase/consumption/>

Verbund (2008): Allokation von knappen Leitungskapazitäten,
http://www.verbund.at/cps/rde/xchg/internet/hs.xsl/197_2174.htm?lev=5

Wenzel, Bernd: Ermittlung des Stromgroßhandelspreises im Schweizer Strommarkt / Untersuchung im Auftrag des Bundesamtes für Energie / Endbericht, Teltow 2007

Anhang

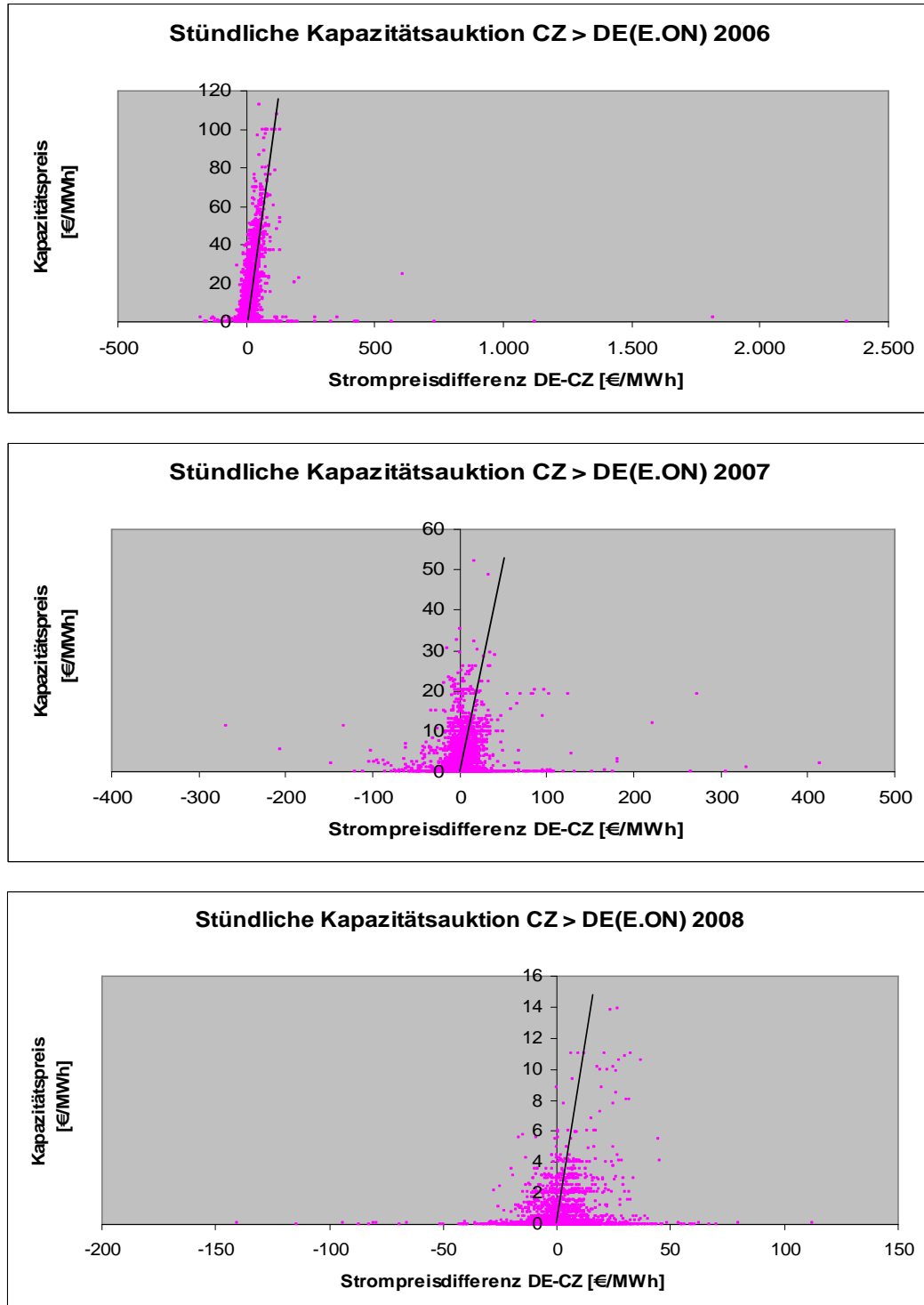


Abbildung 62: Stündliche Kapazitätsauktion von CZ nach DE(E.ON) vs. Preisdifferenz. Quellen: E-trace, EEX, OTE

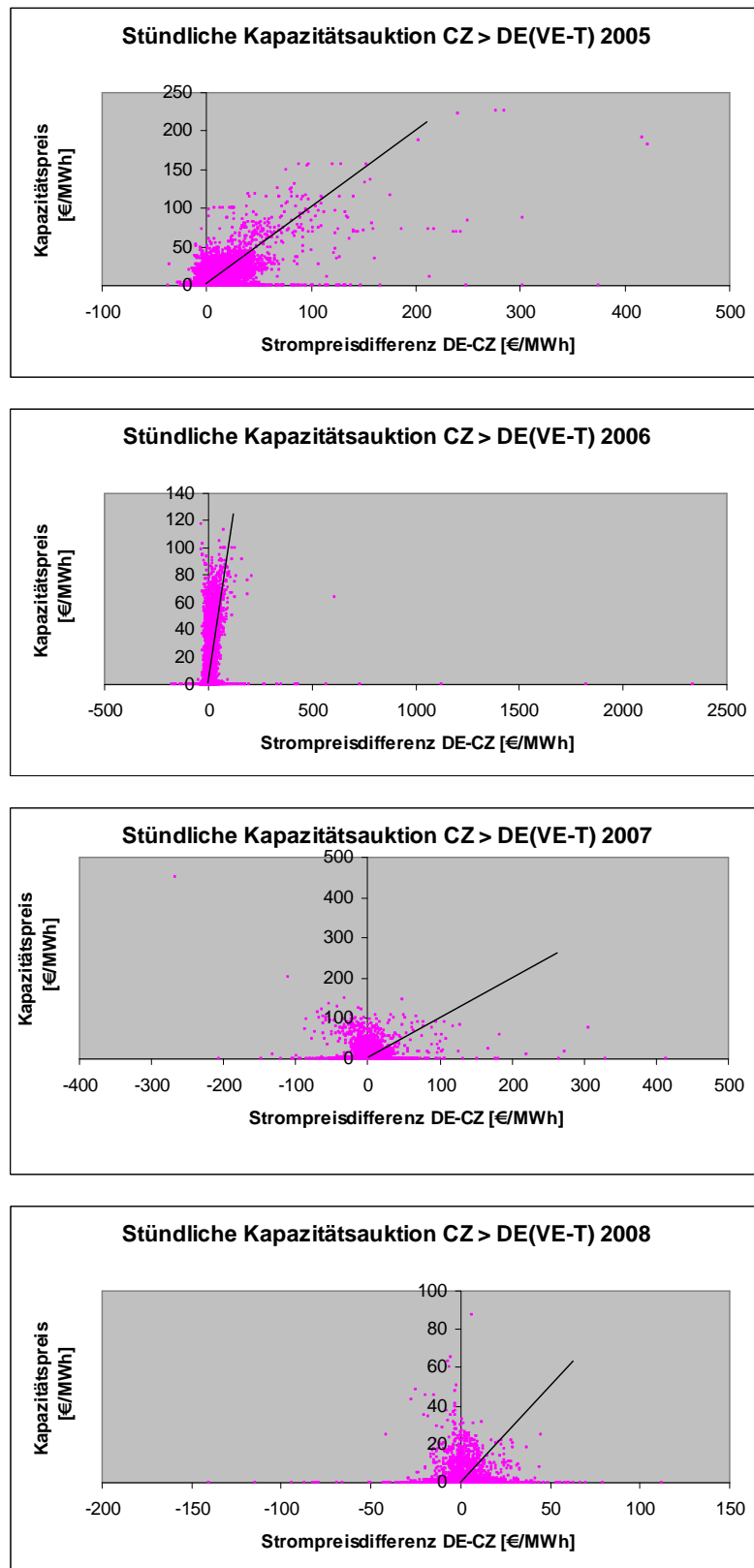


Abbildung 63: Stündliche Kapazitätsauktion von CZ nach DE(VE-T) vs. Preisdifferenz. Quellen: E-trace, EEX, OTE

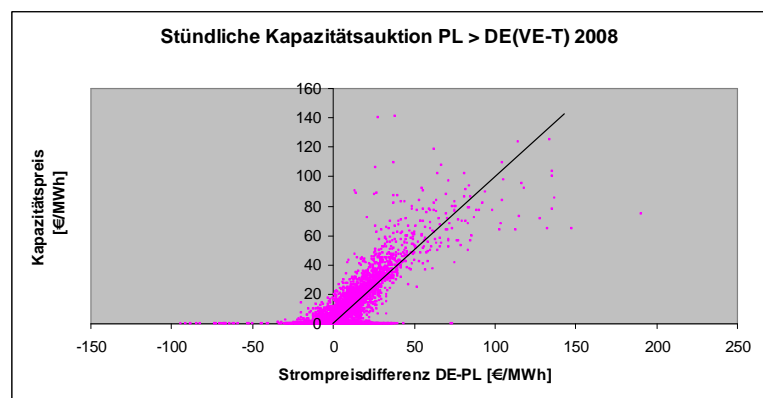
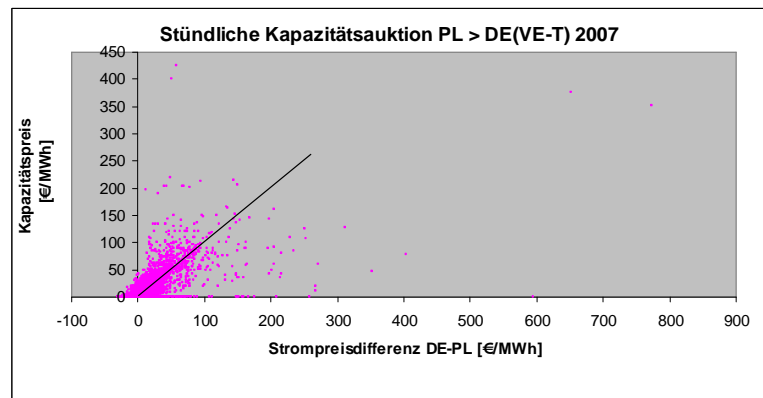
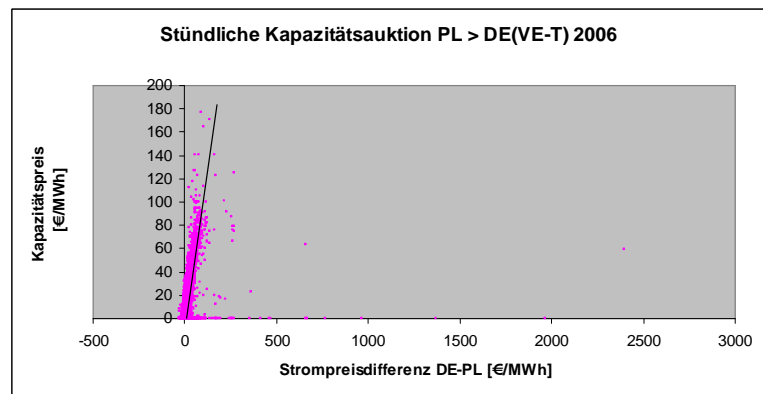
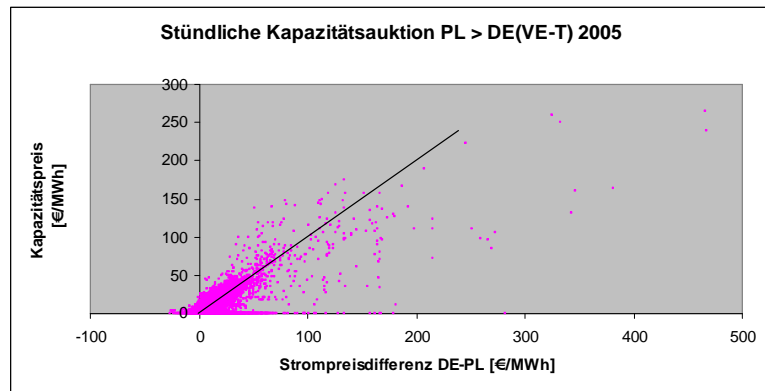


Abbildung 64: Stündliche Kapazitätsauktion von PL nach DE(VE-T) vs. Preisdifferenz. Quellen: E-trace, EEX, POLPX

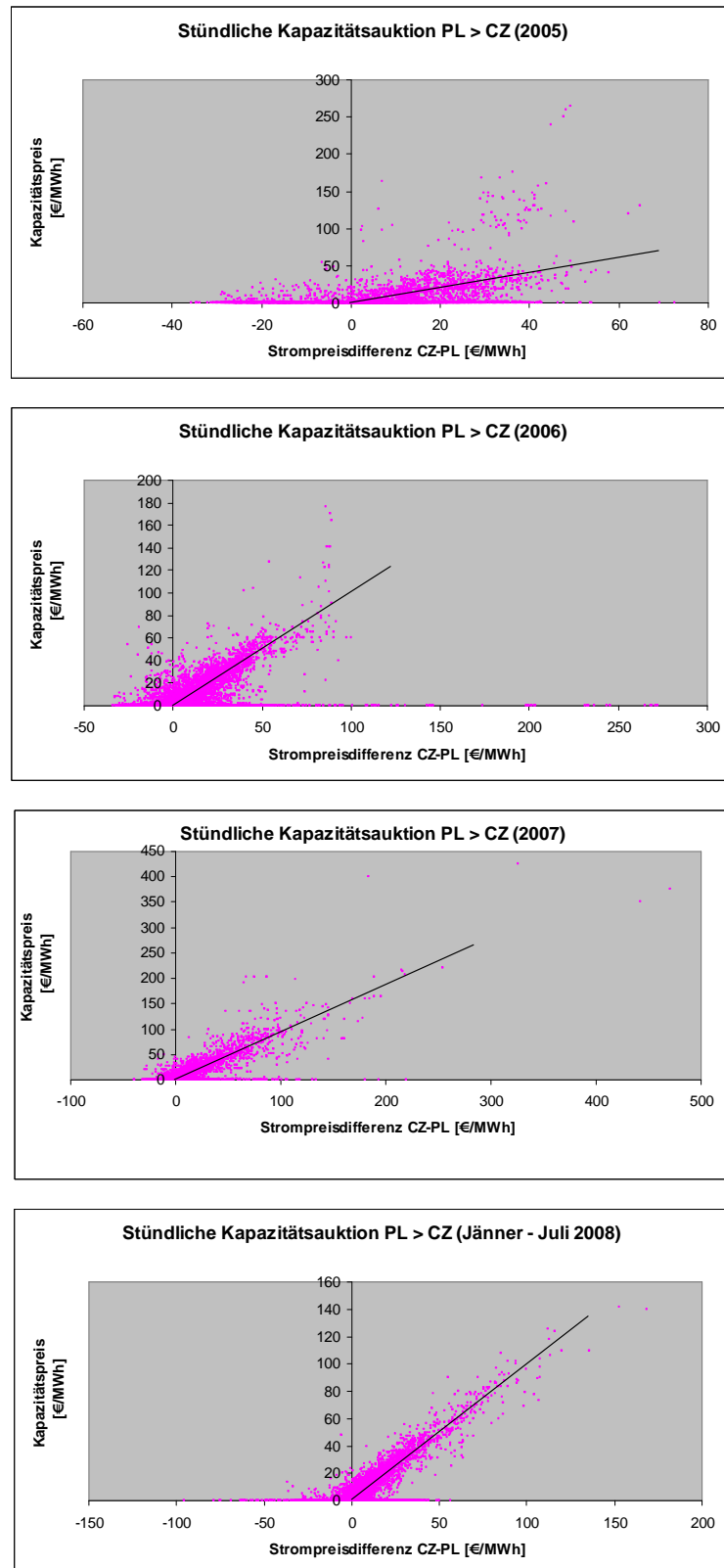


Abbildung 65: Stündliche Kapazitätsauktion von PL nach CZ vs. Preisdifferenz. Quellen: E-trace, OTE, POLPX