



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN
Vienna University of Technology

Diplomarbeit

Die Ökonomie von grenzüberschreitenden Übertragungsleitungen

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

Ao.Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Reinhard Haas

und

Projektass. Dipl.-Ing. Dr.techn. Christian Redl

am Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft

Eingereicht an der Technischen Universität Wien
Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik

von

BSc. Andreas Braunsteiner

Baranygasse 5/21

1220 Wien

Wien, am 04.04.2011

Vorwort

An dieser Stelle möchte ich mich gerne bei allen Personen bedanken, die mich bei der Erstellung dieser Diplomarbeit unterstützt haben.

Ich bedanke mich recht herzlich bei Herrn Prof. Dr. Reinhard Haas für die wertvollen Anregungen und die Beurteilung dieser Arbeit.

Mein besonderer Dank gilt auch meinem Betreuer Herrn Dipl.Ing. Dr. Christian Redl für die Unterstützung, die mir bei der Erstellung dieser Arbeit sehr geholfen hat.

Weiters danke ich Frau Mag. Petra Hikade für das Korrekturlesen dieser Arbeit.

Die Absolvierung dieses Studiums hat mich persönlich und meine Familie vor eine große Herausforderung gestellt. Die Verbindung von Studium, Berufstätigkeit und Familie ist nicht immer einfach gewesen, und wäre ohne die Unterstützung meiner Eltern auch so nicht möglich gewesen. Dafür möchte ich ihnen an dieser Stelle einen großen Dank aussprechen.

Der größte Dank jedoch gilt meiner Frau Daniela und meinen Kindern Elisa und Pia. Ihre bedingungslose Unterstützung in jeder Lage haben mir die Kraft gegeben dieses Studium zu absolvieren.

Kurzfassung

In den neunziger Jahren wurde von der Europäischen Union der Liberalisierungsprozess des Elektrizitätsmarktes in Europa gestartet mit dem Ziel einen vollständig integrierten Binnenmarkt mit einheitlichen Preisen zu implementieren. Durch die unzureichenden Übertragungsleitungen zwischen den Submärkten bildeten sich letztendlich unterschiedliche Preise aus.

Diese Arbeit untersucht die Auswirkungen von unterschiedlichen Übertragungskapazitäten zwischen Strommärkten hinsichtlich Preisentwicklung, Konsumenten-, Produzentenrente, Wohlfahrt und Engpassrendite. Dazu wird ein Zwei-Länder-Modell mit der Numeriksoftware MATLAB implementiert. In weiterer Folge werden die beiden Submärkte Central Western Europe und Nord Pool Markt näher analysiert und in das MATLAB-Modell eingebunden. Besonderes Hauptaugenmerk gilt der Ermittlung des volkswirtschaftlichen bzw. betriebswirtschaftlichen Optimums, das eine Optimierung aus gesellschaftlicher bzw. aus betriebswirtschaftlicher Sicht beinhaltet. Die Wirtschaftlichkeitsbewertung solcher Investitionsprojekte wird in weiterer Folge behandelt. Den Abschluss bildet eine genauere Analyse des NorNed-Interconnectors, der eine Sensitivitätsanalyse beinhaltet.

Die Analyse zeigt, dass ein Ausbaupotential zwischen zentraleuropäischem und nordischem Markt vorhanden ist und, dass vor allem die Produzenten des nordischen Marktes davon profitieren. Die Wirtschaftlichkeit von privaten Übertragungsleitungen ist unter Standardannahmen gegeben, jedoch sind auch beträchtliche Risiken vorhanden, die solche Projekte schnell unwirtschaftlich machen können.

Abstract

In the nineties of the last century the European Union started the process of liberalisation of the European electricity market with the aim of a fully integrated market with common prices. The reason for different prices in the European submarkets results from a lack of transmission lines between these markets.

This thesis deals with the dependency of different interconnector capacities with the focus on the resulting prices in the submarkets, consumer surplus, producer surplus, welfare and trading margin. The Methodology is based on a two-county model which is implemented in the MATLAB environment. Furthermore the Central Western Europe and the Nord Pool market are analysed and integrated in the MATLAB-Model. Important definitions which are used in this paper are the macroeconomic and the microeconomic optimum, which defines the optimum from a socio-economic point of view or the angle of an investor of a merchant line. Moreover a profitability analysis for merchant lines is illustrated and used for the NorNed-Interconnector. To uncover the risks, a sensitivity analysis is also made.

The analysis shows that there is enough potential for future investors to build such lines between the central European and the northern market. Especially the producers in the northern market take an advantage from increased capacities. The profitability analysis of a merchant line with default economic assumptions indicates that it is reasonable to build such a line. But there are also numerous risks which can make such an investment unprofitable.

Inhalt

1	Einführung	1
1.1	Motivation	1
1.2	Fragestellung und Ansatz	2
1.3	Aufbau	3
2	Hintergrund und rechtlicher Rahmen	5
3	Modellierung	12
3.1	Einleitung und Definitionen	12
3.2	Basismodell	13
3.2.1	Voraussetzungen und Annahmen	13
3.2.2	Einfaches Zwei-Länder-Modell	15
3.2.3	Bestimmung des volkswirtschaftlichen und betriebswirtschaftlichen Optimums	19
3.3	Implementierung in MATLAB	21
4	Wirtschaftlichkeit von Kuppelleitungen	27
4.1	Abschätzung der Kosten einer Kuppelleitung	27
4.1.1	Kostenelemente	27
4.2	Abschätzung der Einnahmen durch Kuppelleitungen	30
4.3	Wirtschaftlichkeitsanalyse der Kuppelleitung	31
5	Analyse der Strommärkte CWE und Nord Pool	34
5.1	Marktsituation in Europa	34
5.2	Genauere Analyse der Märkte CWE und Nord Pool	35
5.3	Evaluierung und Parametrisierung der Angebotskurven	39
5.3.1	Angebotskurve CWE Markt	40
5.3.2	Angebotskurve Nord Pool Markt	42
5.4	Evaluierung und Parametrisierung der Nachfragekurven	44
5.4.1	Nachfrage Central Western Europe und Nord Pool	45
5.5	Parametrisierung der Kurven	45
5.6	Ermitteln des volkswirtschaftlichen und betriebswirtschaftlichen Optimums	48
5.7	Aktuelle Situation zwischen CWE und Nord Pool	50
5.8	Einfluss der Kapazität auf Konsumenten- und Produzentenrente	51
5.9	Einfluss der Kapazität auf Preiseffekte	53
5.10	Ermitteln der Engpassrendite	54

6	Wirtschaftlichkeitsanalyse NorNed-Interconnector	55
6.1	Empirische Analyse NorNed	55
6.2	Theoretische Analyse NorNed	58
6.2.1	Kostenanalyse.....	58
6.2.2	Abschätzung der Einnahmen.....	59
6.2.3	Wirtschaftlichkeitsanalyse	59
6.2.4	Parametervariation, Sensitivitätsanalysen.....	60
6.2.4.1	Variation der Engpassrendite	60
6.2.4.2	Variation der Investitionskosten.....	61
6.2.4.3	Variation des Kalkulationszinssatzes	62
6.2.4.4	Variation der Abschreibedauer	63
6.2.4.5	Zusammenfassung der Sensitivitätsanalyse.....	63
6.3	Investitionshindernisse und Risiken?	65
6.3.1	Risiko der Kostenüberschreitung	65
6.3.2	Risiko bei Abschätzung der Einnahmen	65
6.3.3	Hindernisse durch Formulierungen der Verordnungen.....	66
6.3.4	Unsicherheiten beim Regulator	67
6.3.5	Blockierung der langfristigen Marktintegration.....	67
7	Schlussfolgerungen.....	68
	Anhang.....	69
	Parameter zur Angebotskurvenmodellierung	69
	Simulationsergebnisse für die Referenzfälle	72
	Literaturverzeichnis.....	76

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Submärkte in Europa; Quelle: (Stüdemann, 2008).....	1
Abbildung 2: Unterschiedliche Preisentwicklung in den europäischen Submärkten; Quelle: (Haas, 2008) basierend auf Power Exchanges 2006	2
Abbildung 3: Graphischer Zusammenhang der Kapazitätsdefinitionen; Quelle: ENTSO-E	13
Abbildung 4: Zusammenhang Preisbildung, Konsumenten- und Produzentenrente; Quelle: (Roth, 2006).....	13
Abbildung 5: Preisbildung am Strommarkt; Quelle: (Haas, 2007)	15
Abbildung 6: Niedrig- und Hochpreismarkt im Vergleich; Quelle: (Kampff et al., 2010).....	16
Abbildung 7: Veränderung des Preisniveaus, der Konsumentenrente und Produzentenrente bei Marktkopplung; Quelle: (Turvey, 2004)	17
Abbildung 8: Zusammenhang zwischen Exportmenge und Netto-Exportkurve im Markt A; Quelle: (Belpex, 2006)	18
Abbildung 9: Zusammenhang zwischen Exportmenge und Netto-Exportkurve im Markt B; Quelle: (Belpex, 2006)	18
Abbildung 10: Graphische Ermittlung des volkswirtschaftlichen Optimums mit Netto-Exportkurven; Quelle: (Belpex, 2006)	19
Abbildung 11: Veränderung der Renditen in Abhängigkeit der verfügbaren Übertragungskapazität; Quelle: (de Jong et al., 2006).....	20
Abbildung 12: Blockdiagramm MATLAB-Modell.....	22
Abbildung 13: Algorithmus zur Berechnung des volkswirtschaftlichen Optimums	24
Abbildung 14: Algorithmus zur Berechnung des betriebswirtschaftlichen Optimums	25
Abbildung 15: MATLAB-Modell mit graphischer Benutzeroberfläche	26
Abbildung 16: Kabelkosten für HGÜ-Seekabelprojekte in Abhängigkeit der Kabellänge; Quelle: (de Jong et al., 2006).....	27
Abbildung 17: Economies of Scale bei den spezifischen Kabelkosten; Quelle: (de Jong et al., 2006).....	28
Abbildung 18: Kostenaufteilung eines 500MW HGÜ-Kabels	28
Abbildung 19: Prozentuelle Kostenaufteilung bei 500MW HGÜ-Leitung.....	29
Abbildung 20: Prinzipblockschaltbild einer HGÜ; Quelle: (van der Tempel et al., 2002)	29
Abbildung 21: Einnahmen und Ausgaben zu verschiedenen Zeitpunkten; Quelle: (Haas, Nakicenovic, 2009)	32
Abbildung 22: Europäische Stromsubmärkte; Quelle: (Kampff et al., 2010).....	34
Abbildung 23: Energiemix bei der Stromerzeugung für die CWE Länder; Quelle: ENTSO-E 2009.....	35
Abbildung 24: Energiemix bei der Stromerzeugung für CWE Markt; Quelle: ENTSO-E 2009..	36
Abbildung 25: Geographische Zuordnung Nord Pool Markt; Quelle: (Ulbig, 2010)	37
Abbildung 26: Energiemix bei der Stromerzeugung für Nord Pool Länder; Quelle: Nordel 2008.....	38
Abbildung 27: Energiemix bei der Stromerzeugung für Nord Pool Markt; Quelle: Nordel 2008	38

Abbildung 28: Unterschied bei niederschlagsarmen bzw. niederschlagsreichen Jahren im Nord Pool Markt; Quelle: (Ulbig, 2010)	39
Abbildung 29: Angebotskurve für CWE.....	42
Abbildung 30: Angebotskurve für Nord Pool Markt	44
Abbildung 31: Angebots- und Nachfragekurven für CWE Markt.....	46
Abbildung 32: Angebots- und Nachfragekurven für Nord Pool Markt	47
Abbildung 33: Netto-Exportkurven für die Winterreferenzfälle.....	48
Abbildung 34: Netto-Exportkurven für die Sommerreferenzfälle	49
Abbildung 35: Relative Änderung von Konsumenten- Produzentenrente durch vollständige Kopplung der Märkte	51
Abbildung 36: Einfluss auf Schnittpunkte bei vollständiger Kopplung bei CWE und Nord Pool Markt.....	52
Abbildung 37: Absolute Preisveränderung in den Märkten CWE und Nord Pool bei betriebswirtschaftlichen Optimum	53
Abbildung 38: Relative Preisveränderung in den Märkten CWE und Nord Pool bei betriebswirtschaftlichen Optimum	53
Abbildung 39: Verlauf und Querschnitt des NorNed-Kabels; Quelle: (Stattnet, Tennet, 2008), (Johnstone, 2009).....	55
Abbildung 40: Energiemix von Holland und Norwegen; Quelle: ENTSO-E, NORDEL.....	56
Abbildung 41: Tagesverläufe der Stromnachfrage für Sommer und Winter in Holland; Quelle: ENTSO-E.....	57
Abbildung 42: Tagesverläufe der Stromnachfrage für Sommer und Winter in Norwegen; Quelle: Nordel	57
Abbildung 43: Sensitivitätsanalyse über der Engpassrendite	61
Abbildung 44: Sensitivitätsanalyse über die Investitionskosten.....	62
Abbildung 45: Sensitivitätsanalyse über dem Zinssatz	62
Abbildung 46: Sensitivitätsanalyse über der Abschreibedauer der Investition.....	63
Abbildung 47: Sensitivitätsanalysen im Vergleich	64

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Wohlfahrtseffekte bei Kopplung der Märkte A und B; Quelle: (Turvey, 2004)	17
Tabelle 2: Primärenergiepreise, spezifische CO ₂ -Emissionen und Zertifikatspreise der Energieträger; Quelle: BAFA, EEX 2009	40
Tabelle 3: Ausbauleistung der Kraftwerkcluster in CWE; Quelle: Nationale Statistiken, Platts, Power Plant Tracker, Stand 2005	41
Tabelle 4: Grenzkosten der Kraftwerke im CWE Markt	41
Tabelle 5: Ausbauleistungen der Kraftwerkscluster im Nord Pool Markt; Quelle: (Nordel, 2009), Stand 2008	42
Tabelle 6: Wirkungsgrade für fossile Kraftwerkstechnologien im Nord Pool Markt; Quelle: (Oranen, 2006)	43
Tabelle 7: Grenzkosten der Kraftwerke im Nord Pool Markt	43
Tabelle 8: : Mittelwert der Nachfrage für die Referenzfälle am CWE Markt; Quelle: ENTSO-E, eigene Berechnungen.....	45
Tabelle 9: Mittelwert der Nachfrage für die Referenzfälle am Nord Pool Markt; Quelle: NORDEL, eigene Berechnungen	45
Tabelle 10: Parametrisierte Nachfragefunktionen für CWE	46
Tabelle 11: Parametrisierte Angebotsfunktionen für Nord Pool	47
Tabelle 12: Parametrisierte Nachfragefunktionen für Nord Pool.....	47
Tabelle 13: Volkswirtschaftliches und betriebswirtschaftliches Optimum bei den 4 Referenzfällen (Alle Werte im MW)	50
Tabelle 14: Extrapolierte NTC Werte zwischen CWE und Nord Pool Markt für einen Spitzenlastreferenzfall; Quelle: ENTSO-E 2011	50
Tabelle 15: Potentielle jährliche Engpassrendite für CWE und Nord Pool	54
Tabelle 16: Parameter für Berechnung der Investitionskosten von NorNed; Quelle: (de Jong, 2006).....	58
Tabelle 17: Theoretische jährliche Engpassrenditen aus NorNed-Interconnector.....	59
Tabelle 18: Parameter für Barwertanalyse für NorNed-Projekt; Quelle: (de Jong et al., 2006), eigene Berechnungen.....	59
Tabelle 19: Zeitreihe für Kraftwerkswirkungsgrade; Quelle: (EUSUSTEL, 2007)	69
Tabelle 20: Zeitreihe der Ausbaupkapazitäten für die Kraftwerkstechnologien in Österreich; Quelle: Nationale Statistiken, Platts, Power Plant Tracker, Stand 2005.....	69
Tabelle 21: Zeitreihe der Ausbaupkapazitäten für die Kraftwerkstechnologien in Deutschland; Quelle: Nationale Statistiken, Platts, Power Plant Tracker, Stand 2005.....	69
Tabelle 22: Zeitreihe der Ausbaupkapazitäten für die Kraftwerkstechnologien in Frankreich; Quelle: Nationale Statistiken, Platts, Power Plant Tracker, Stand 2005.....	70
Tabelle 23: Zeitreihe der Ausbaupkapazitäten für die Kraftwerkstechnologien in Schweiz; Quelle: Nationale Statistiken, Platts, Power Plant Tracker, Stand 2005.....	70
Tabelle 24: Zeitreihe der Ausbaupkapazitäten für die Kraftwerkstechnologien in Belgien; Quelle: Nationale Statistiken, Platts, Power Plant Tracker, Stand 2005.....	70

Tabelle 25: Zeitreihe der Ausbaukapazitäten für die Kraftwerkstechnologien in Holland; Quelle: Nationale Statistiken, Platts, Power Plant Tracker, Stand 2005.....	71
Tabelle 26: Simulationsergebnisse für Isolierte Märkte, volkswirtschaftliches Optimum, betriebswirtschaftliches Optimum und 700MW Koppelkapazität für CWE Markt und Nord Pool Markt für Referenzfall Winter Peak	72
Tabelle 27: Simulationsergebnisse für Isolierte Märkte, volkswirtschaftliches Optimum, betriebswirtschaftliches Optimum und 700MW Koppelkapazität für CWE Markt und Nord Pool Markt für Referenzfall Winter Off Peak	73
Tabelle 28: Simulationsergebnisse für Isolierte Märkte, volkswirtschaftliches Optimum, betriebswirtschaftliches Optimum und 700MW Koppelkapazität für CWE Markt und Nord Pool Markt für Referenzfall Sommer Peak.....	74
Tabelle 29: Simulationsergebnisse für Isolierte Märkte, volkswirtschaftliches Optimum, betriebswirtschaftliches Optimum und 700MW Koppelkapazität für CWE Markt und Nord Pool Markt für Referenzfall Sommer Off Peak.....	75

Abkürzungsverzeichnis

AAC	Already Allocated Capacity
ATC	Available Transfer Capacity
CWE	Central Western Europe
EEX	European Energy Exchange
ENTSO-E	European Network Of Transmission System Operators For Electricity
EUSUSTEL	European Sustainable Electricity
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
K	Kapazität
KR	Konsumentenrente
NEK	Netto-Export Kurve
NTC	Net Transfer Capacity
NPV	Net Present Value(Barwert)
PR	Produzentenrente
RC	Rated Capacity
SRMC	Short Run Marginal Costs
TM	Trading Margin
TRM	Transmission Reliability Margin
TSO	Transmission System Operator
TTC	Total Transfer Capacity
VO	Verordnung
WF	Wohlfahrt

1 Einführung

1.1 Motivation

Mitte der neunziger Jahre begann eine Umstrukturierung des europäischen Elektrizitätsmarktes. Mit der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie 96/92/EG des europäischen Parlaments und des Rates begann der Liberalisierungsprozess in Europa. Ziel der Liberalisierung war und ist, die Schaffung eines einheitlichen EU-Binnenmarktes für den Stromhandel (Europäisches Parlament, 1996). Diese Zusammenführung der Märkte sollte vor allem auf der Konsumentenseite für Vorteile durch Preissenkungen sorgen. Allgemein lässt sich auch zeigen, dass die Gesamtwohlfahrt des europäischen Strommarktes durch eine vollständige Kopplung der Märkte ansteigt.

Ein weiterer wichtiger Punkt ist jedoch auch, dass die Stromproduzenten eindeutig durch diese Entwicklung profitieren. Im Bereich der Ausfallsicherheit sind durch entsprechende gemeinsame Planung große Einsparpotentiale vorhanden.

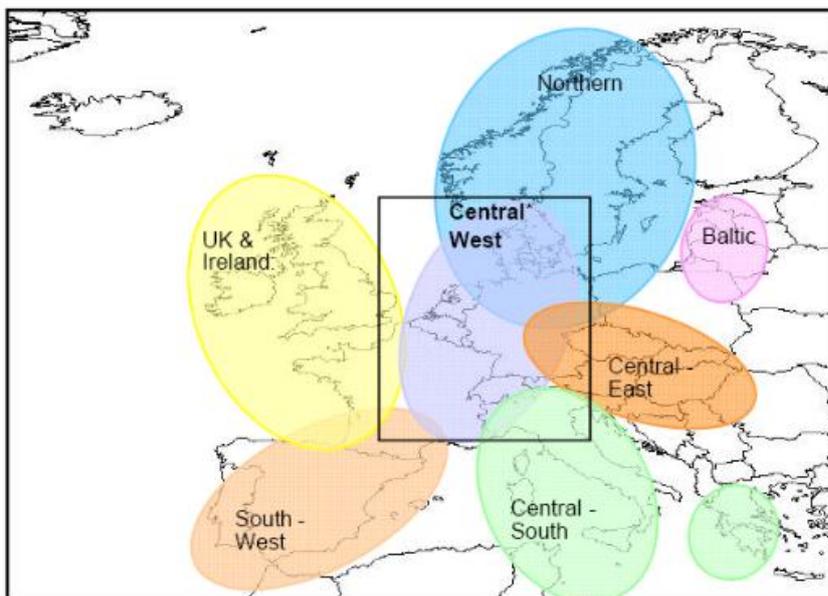


Abbildung 1: Submärkte in Europa; Quelle: (Stüdemann, 2008)

Aus historischen Gründen sind die Teilnetze in Europa jedoch nur sehr eingeschränkt miteinander verbunden, was natürlich der Schaffung von vollständigem Wettbewerb innerhalb Europas im Wege steht. Durch diese Engpässe an den Grenzen bildeten sich letztendlich mehrere Submärkte aus (Abbildung 1), die sich durch unterschiedliche Preise auszeichnen, wie in Abbildung 2 dargestellt. Will man aber einen vollständigen europaweiten Wettbewerb implementieren und damit die Gesamtwohlfahrt optimieren, müssen die Übertragungskapazitäten zwischen diesen Submärkten erhöht werden.

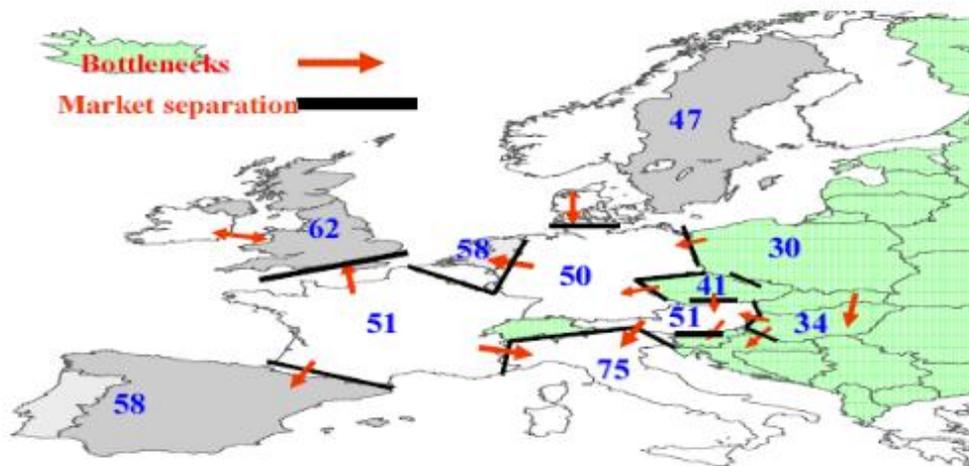


Abbildung 2: Unterschiedliche Preisentwicklung in den europäischen Submärkten; Quelle: (Haas, 2008) basierend auf Power Exchanges 2006

Ein weiterer Punkt ist der zunehmende Anteil an erneuerbaren Energieträgern am Gesamtenergiemix, im speziellen Solar- und Windkraft. Durch diese hoch volatilen Technologien steigen die Anforderungen an die Netze deutlich. Aufgrund der höheren Prognoseunsicherheiten wird in Zukunft deutlich mehr Energie zwischen den Netzen verschoben werden, von dem steigenden Energiebedarf ganz zu schweigen. Weitere wichtige Gründe für die Erhöhung der Kapazitäten der Verbindungsleitungen sind zweifelsohne (de Jong et al., 2007):

- Erhöhung der Marktliquidität
- Erhöhung der Preisstabilität
- Erhöhung der Versorgungssicherheit

1.2 Fragestellung und Ansatz

Im Rahmen der Diplomarbeit wird die Wirtschaftlichkeit von grenzüberschreitenden Übertragungsleitungen durch ein MATLAB-Modell näher untersucht. Dabei werden die unterschiedlichen Sichtweisen, einerseits aus gesellschaftlicher Sicht und andererseits aus betriebswirtschaftlicher Sicht, gegenübergestellt. Es wird der Einfluss auf Preiseffekte, Produzenten-, Konsumentenrente und Engpassrendite unter unterschiedlichen Annahmen analysiert. Aus gesellschaftlicher Sicht wird die Frage gestellt, unter welchen Bedingungen die Wohlfahrt zwischen zwei Märkten maximiert werden kann, wenn diese über eine

gemeinsame Übertragungsleitung miteinander verbunden sind. Eine weitere Frage ergibt sich aus der Sicht eines privaten Investors, der eine Übertragungsleitung (merchant interconnector) bauen möchte. Für den Investor ist vor allem interessant, wie groß die Übertragungskapazität einer Übertragungsleitung sein muss, damit dieser seine Einnahmen maximiert. Diese beiden Szenarios werden in weiterer Folge als volkswirtschaftliches bzw. betriebswirtschaftliches Optimum bezeichnet. Um Antworten auf diese Fragen zu erhalten wird ein MATLAB-Modell implementiert, mit dessen Hilfe Aussagen bezüglich Produzenten-, Konsumentenrente, Gesamtwohlfahrt und auch Engpassrenditen getroffen werden können. Mit den Resultaten des MATLAB-Modells wird in weiterer Folge die Wirtschaftlichkeit von internationalen Übertragungsleitungen untersucht. Dazu wird auch ein konkretes Projekt genauer analysiert, um die in dieser Arbeit verwendeten Methoden und Analysen mit den realen Ergebnissen vergleichen zu können.

1.3 Aufbau

Das vorliegende Kapitel gibt einen groben Überblick über den Aufbau der vorliegenden Arbeit.

Die Tatsache, warum die Übertragungskapazitäten in den europäischen Verbundnetzen zu gering sind, wird im folgenden Kapitel genauer betrachtet. Es wird weiters auf die historische Entwicklung des europäischen Strommarktes mit Verweis auf die jeweiligen EU-Richtlinien eingegangen.

Im dritten Kapitel geht es um die Modellierung des Zwei-Länder-Modells. Neben einigen Definitionen wird hier ein einfaches kurzfristiges Modell vorgestellt, mit dem die Situation von zwei Strommärkten mit gemeinsamer Kuppelleitung abgebildet wird. Im Weiteren wird das MATLAB-Modell, welches zur Analyse verwendet wird, dargestellt.

In Kapitel 4 wird auf die Wirtschaftlichkeit von internationalen Kuppelleitungen eingegangen. Als erstes müssen die Kosten und die charakteristischen Daten solcher Projekte abgeschätzt werden. Mit Hilfe des MATLAB-Modells und 4 Referenzszenarios wird versucht die jährliche Engpassrendite zu ermitteln, die sich mit einer solchen Leitung theoretisch erzielen lässt. Mit der Abschätzung der Kosten und der Einnahmen lässt sich nun mit Hilfe der Barwertmethode eine Wirtschaftlichkeitsanalyse durchführen.

Im fünften Kapitel werden diese Methoden auf reale Märkte angewandt. Es wird eine genauere Analyse mit den beiden Submärkten Central Western Europe und Nord Pool durchgeführt. Aus den ermittelten Angebots- und Nachfragekurven werden entsprechend parametrisierte Näherungsfunktionen gebildet.

Im sechsten Kapitel wird ein bereits bestehender Interconnector (NorNed) genauer untersucht und versucht die Wirtschaftlichkeit dieses Projekts zu analysieren. Zuerst wird eine empirische Analyse durchgeführt, mit der die realen Kosten und die Einnahmen dieses Projekts ermittelt werden. In weiterer Folge wird versucht eben diese Parameter durch den theoretischen Ansatz dieser Arbeit abzuschätzen und mit den tatsächlichen Werten zu vergleichen. Weiters wird eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, bei der die Wirtschaftlichkeit dieser Verbindungsleitung bei Variation der Investitionskosten, der Preisdifferenzen, der Zinssätze und der Abschreibedauer untersucht wird. Den Abschluss dieses Kapitels bildet eine Risikoanalyse, die einen Überblick über typische Risiken und Hindernisse geben soll, die bei Projekten dieser Art auftreten können.

Das abschließende siebente Kapitel beschäftigt sich mit den Schlussfolgerungen, die aus dieser Arbeit gezogen werden können.

2 Hintergrund und rechtlicher Rahmen

In diesem Kapitel wird der rechtliche Rahmen, der für internationale Verbindungsleitungen gültig ist, im historischen Kontext in den wesentlichen Punkten analysiert und zusammengefasst. Zuerst wird auf die Beschleunigungsrichtlinie 2003/54/EG und vor allem auf die zugehörige Verordnung 1228/2003/EG eingegangen. Mit dem 3.März 2011 traten die die neue Richtlinie 2009/72/EG mit zugehöriger Verordnung 714/2009 in Kraft, die die Beschleunigungsrichtlinie 2003/54/EG und die Verordnung 1228/2003/EG ersetzen. Am Ende dieses Kapitels wird auf die wesentlichen Änderungen hinsichtlich internationaler Verbindungsleitungen eingegangen.

Historisch betrachtet wurden die Netze in Europa eher als abgeschlossene nationale Systeme betrachtet und auch so aufgebaut. Das Hauptziel der Staaten in Europa war eine möglichst unabhängige Elektrizitätsversorgung zu gewährleisten. Natürlich gab es in der Vergangenheit auch einige internationale Kuppelleitungen, die jedoch in erster Linie für Ausgleichsenergie und Netzstabilisierung dimensioniert waren und nicht für einen internationalen Stromhandel.

Wie bereits oben erwähnt, war die Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 96/92/EG die Initialzündung für den Liberalisierungsprozess des europäischen Strommarktes. Durch Deregulierung und Privatisierung des Strommarktes sollte ein schrittweise möglichst vollständiger Wettbewerb implementiert werden, der in erster Linie den Konsumenten durch Preissenkungen entgegenkommen sollte. Hindernisse für eine vollständige Marktentwicklung waren unter anderem (Haas et al., 2008b) basierend auf (CEC, 2006):

- Mangel an Übertragungsinfrastruktur auf nationaler Ebene
- Mangel an Anreizen zum Ausbau der internationalen Übertragungsleitungen
- Ineffiziente Nutzung der vorhandenen Kapazitäten
- Ineffizientes Marktdesign zwischen den Übertragungsnetzbetreibern(TSOs)

In den Jahren 2003 und 2004 traten die Beschleunigungsrichtlinie 2003/54/EG „über die gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG“ und die EU-Verordnung 1228/2003/EG „über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel“ in Kraft. Damit wurde der Grundstein für den grenzüberschreitenden Stromhandel im europäischen Verbundnetz gelegt. Das Ziel der Verordnung 1228/2003(Europäisches Parlament, 2003b) ist in Artikel 1 festgelegt.

Verordnung 1228/2003, Art 1:

„Ziel dieser Verordnung ist die Festlegung gerechter Regeln für den grenzüberschreitenden Stromhandel und somit eine Verbesserung des Wettbewerbs auf dem Elektrizitätsbinnenmarkt unter Berücksichtigung der Besonderheiten nationaler und regionaler Märkte. Dies beinhaltet die Schaffung eines Ausgleichsmechanismus für grenzüberschreitende Stromflüsse und die Festlegung harmonisierter Grundsätze für die Entgelte für die grenzüberschreitende Übertragung und für die Zuweisung der auf den Verbindungsleitungen zwischen nationalen Übertragungsnetzen verfügbaren Kapazitäten.“

Die Europäische Union definiert eine Verbindungsleitung wie folgt (Europäische Union, 2003b), Verordnung 1228/2003, Art. 2(1):

„„Verbindungsleitung“ bezeichnet eine Übertragungsleitung, die eine Grenze zwischen Mitgliedstaaten überquert oder überspannt und die nationalen Übertragungsnetze der Mitgliedstaaten verbindet.“

Ursprünglich war es die Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber (Transmission System Operator TSO) für die Erweiterung und den Betrieb des Übertragungsnetzes zu sorgen (Europäisches Parlament 2003a). Dazu gehört natürlich auch der Ausbau von internationalen Übertragungsleitungen. Das Übertragungsnetz stellt ein natürliches Monopol dar. Die entstehenden Kosten beim Übertragungsnetzbetreiber durch die Investition in neue Infrastruktur, werden durch vom Regulator festgelegte Tarife abgegolten (de Jong et al., 2007).

Wenn nun an der Verbindungsleitung Engpässe auftreten, müssen die Kapazitäten durch marktorientierte Engpassmanagementmethoden vergeben werden (Europäisches Parlament 2003b). Eine ökonomische effiziente Engpassmanagementmethode (Nischler et al., 2009, Kap. 2.2, S. 2-3):

- *„gewährleistet Netzsicherheit und Einhaltung der Betriebsstandards bei der Energieversorgung*
- *setzt ein koordiniertes Berechnungs- und Vergabeverfahren der Übertragungskapazität aller beteiligten Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) voraus,*

- *liefert effiziente wirtschaftliche Signale für die Marktakteure, fördert den Wettbewerb,*
- *verhindert die Ausübung von Marktmacht,*
- *beschränkt den grenzüberschreitenden Stromhandel nur dann, wenn tatsächlich Engpässe auftreten bzw. ein sicherer Netzbetrieb durch die kommerziellen, notierten Lastflüsse nicht gewährleistet werden kann,*
- *gewährleistet Transparenz und Koordinierung (Informationsfluss, Datenverfügbarkeit und Datenqualität).“*

Zwei sehr häufig angewendete marktorientierte Verfahren sind implizite und explizite Auktionen. Bei der expliziten Auktion werden ausschließlich die Übertragungsrechte für einen gewissen Zeitraum versteigert. Bei der implizierten Auktion wird die Energie gemeinsam mit den Übertragungsrechten erworben. Beide Verfahren finden an den europäischen Strombörsen Anwendung.

Die aus den Engpässen gewonnenen Renditen müssen nach (Europäisches Parlament, 2003b) zweckgebunden verwendet werden. Verordnung 1228/2003/EG, Art 6(6):

„Einnahmen aus der Zuweisung von Verbindungen sind für einen oder mehrere der folgenden Zwecke zu verwenden:

a) Gewährleistung der tatsächlichen Verfügbarkeit der zugewiesenen Kapazität;

b) Netzinvestitionen für den Erhalt oder Ausbau von Verbindungskapazitäten;

c) als Einkünfte, die von den Regulierungsbehörden bei der Genehmigung der Berechnungsmethode für die Tarife und/oder bei der Beurteilung der Frage, ob die Tarife geändert werden sollten, zu berücksichtigen sind.“

(de Jong et al., 2006) weist darauf hin, dass nur etwa ein Viertel der Einnahmen aus solchen Engpässen für den Bau neuer Verbindungsleitungen aufgewendet werden.

Die Übertragungsnetze werden grundsätzlich als natürliches Monopol behandelt. Aufgrund fehlender Investitionen wurde mit der Richtlinie 2003/54/EG und der Verordnung 1228/2003 der rechtliche Rahmen definiert, der es privaten Investoren ermöglichte private internationale Übertragungsleitungen (merchant interconnectors) zu betreiben.

Die Hauptgründe für die Öffnung der Netze für private Investoren waren (de Jong et al., 2006) :

- Zu wenig Anreize für Investitionen
- Widerstand der Regulierungsbehörde in den Niedrigpreismärkten
- Zu wenig politischer Wille zur Anhebung der Netztarife

Beim ersten Punkt ist gemeint, dass es Märkte mit vertikal integrierten Betreibern gibt, von denen es wenig Initiativen hinsichtlich des Ausbaus von Verbindungsleitungen gibt. Hier bräuchte es private Initiativen zum Bau solcher Leitungen.

Der zweite Punkt beschreibt die Situation, wenn ein Niedrigpreismarkt mit einem Hochpreismarkt gekoppelt wird. Da der Strompreis im Niedrigpreismarkt mit der Kopplung steigt, kann es von Seiten der Regulierungsbehörde Widerstand gegen ein Projekt dieser Art geben.

Der dritte Punkt beinhaltet, dass andere Prioritäten gesetzt werden und es am Mangel des politischen Willens fehlt die regulierten Übertragungstarife zu erhöhen. Auch in dieser Situation hier bräuchte es private Investoren.

Die Verordnung 1228/2003 beschreibt unter welchen Voraussetzungen eine private Verbindungsleitung möglich ist. Verordnung 1228/2003, Art 7:

„Neue Gleichstrom-Verbindungsleitungen können auf Antrag von den Bestimmungen des Artikels 6 Absatz 6 der vorliegenden Verordnung sowie des Artikels 20 und des Artikels 23 Absätze 2, 3 und 4 der Richtlinie 2003/54/EG unter folgenden Voraussetzungen ausgenommen werden:

- a) Durch die Investition wird der Wettbewerb in der Stromversorgung verbessert;*
- b) das mit der Investition verbundene Risiko ist so hoch, dass die Investition ohne die Gewährung einer Ausnahme nicht getätigt würde;*
- c) die Verbindungsleitung muss Eigentum einer natürlichen oder juristischen Person sein, die zumindest der Rechtsform nach von den Netzbetreibern getrennt ist, in deren Netzen die entsprechende Verbindungsleitung gebaut wird;*
- d) von den Nutzern dieser Verbindungsleitung werden Entgelte verlangt;*
- e) seit der teilweisen Marktöffnung gemäß Artikel 19 der Richtlinie 96/92/EG dürfen keine Anteile der Kapital- oder Betriebskosten der Verbindungsleitung über irgendeine Komponente der Entgelte für die Nutzung der Übertragungs- oder Verteilernetze, die durch diese Verbindungsleitung miteinander verbunden werden, gedeckt worden sein;*

f) die Ausnahme wirkt sich nicht nachteilig auf den Wettbewerb oder das effektive Funktionieren des Elektrizitätsbinnenmarkts oder das effiziente Funktionieren des regulierten Netzes aus, an das die Verbindungsleitung angeschlossen ist.“

Der erste Absatz dieses Artikels beschreibt die Ausnahmen, die für eine neue Gleichstrom-Verbindungsleitung dieser Art gelten. Die folgende Zusammenstellung ist (Nacht et al., 2011, Kap. 2.1, S. 3-4) entnommen und zeigt die Ausnahmen bei diesen privaten Verbindungsleitungen auf:

- Ausgenommen ist VO 1228/2003, Art 6, Abs.6
 - Hierdurch wird dem Betreiber nicht vorgeschrieben, wie er seine Einnahmen verwenden muss. Er kann diese völlig frei verwenden.
- Ausgenommen ist Richtlinie 2003/54/EG, Art. 20:
 - Der Betreiber kann die mit dem Regulator freie ausgehandelte Kapazität unter Ausschluss dritter frei verfügen.
- Ausgenommen ist Richtlinie 2003/54/EG, Art. 23, Abs. 2, 3, 4
 - Betreiber ist vom Regulator weitgehend entkoppelt
 - *„Er muss seine Methoden zur Bestimmung von Tarifen sowie Ausgleichsleistungen nicht prüfen lassen (Abs. 2)*
 - *der Regulator ist nicht berechtigt dem Betreiber bezüglich der Abs. 2 und 3 Vorschriften zu machen (Abs. 4)*
 - *und somit hat der Betreiber auch kein Recht auf Absegnung der Prüfung durch eine dem Regulator übergeordnete Stelle (Abs. 3).“*

Die folgende Auflistung basiert auf (de Jong et al., 2007) und fasst die wichtigsten Unterschiede zwischen regulierten und privaten Verbindungsleitungen zusammen:

- Private Verbindungsleitungen werden nicht durch vom Regulator festgelegte Tarife finanziert, sondern durch Preisunterschiede zwischen den Märkten. Dadurch entsteht natürlich ein gewisses kommerzielles Risiko
- Private Verbindungsleitungen werden nicht durch einen TSO betrieben. Der Betreiber muss eine unabhängige Rechtsperson sein.
- Private Verbindungsleitungen können von den Regeln für den diskriminierungsfreien Zugang dritter ausgenommen sein und weiters über die freien Kapazitäten beliebig verfügen.
- Private Betreiber können von der Zweckgebundenheit der Einnahmen ausgenommen sein.

Seit dem 3. März 2011 ersetzt die Verordnung 714/2009 die Verordnung 1228/2003/EG bzw. ist die neue Richtlinie 2009/72/EG in Kraft. In der Verordnung 714/2009 wird erstmals auf die Aufgaben der European Net Transmission System Operators-Electricity (ENTSO-E) eingegangen. Hierbei interessiert die Fragestellung, ob die neue Verordnung neue Investitionsanreize für Übertragungsnetzbetreiber bietet in internationale Übertragungsleitungen zu investieren. Hierfür ist vor allem wichtig ob sich der Art. 16(6) der VO 714/2009 der das Äquivalent zum Art 6(6) der Verordnung 1228/2003/EG darstellt, in wesentlichen Punkten verändert hat. Ein Vergleich mit der VO 1228/2003/EG zeigt, dass die Punkte a und b ident sind. Erst wenn eine Verwendung der Engpasserlöse für die Punkte a und b nicht möglich ist, VO 714/2009 (Europäisches Parlament, 2009b) Abs. 16(6):

„... so dürfen sie vorbehaltlich der Genehmigung durch die Regulierungsbehörden der betroffenen Mitgliedstaaten bis zu einem von diesen Regulierungsbehörden festzusetzenden Höchstbetrag als Einkünfte verwendet werden, die von den Regulierungsbehörden bei der Genehmigung der Berechnungsmethode für die Netztarife und/oder bei der Festlegung der Netztarife zu berücksichtigen sind.

Die übrigen Einnahmen sind auf ein gesondertes internes Konto zu übertragen, bis sie für die in Unterabsatz 1 Buchstaben a und/oder b genannten Zwecke verwendet werden können...“

Diese Umformulierung hat das Ziel, dass mehr Geld in den Netzausbau investiert wird. Ob dies wirklich einen relevanten Einfluss auf das Investitionsverhalten der Übertragungsnetzbetreiber hat bleibt abzuwarten.

Die folgende Zusammenfassung weiter wichtiger Punkte der Richtlinie 2009/72/EG ist (Nacht et al., 2011, Kap. 2.2, S. 5) entnommen.

- *„Regelung über die Pflichten und Aufgaben eines Übertragungsnetzbetreibers. (Europäische Union, Richtlinie 2009/72/EG, 2009) Art. 9.*
 - *Mit der Ausnahme von diesem Artikel wird klar festgelegt, dass es sich bei einem Merchant Line Betreiber um keinen Übertragungsnetzbetreiber handelt und er somit auch nicht dessen Rechte und Pflichten hat.*
- *Regelung über den Netzzugang Dritter (Europäische Union, Richtlinie 2009/72/EG, 2009) Art 32.*
 - *Somit kann der Merchant Line Betreiber über die mit dem Regulator ausgehandelte freie Kapazität der Leitung nach eigenem Ermessen und unter Ausschluss Dritter verfügen.*
- *Regelung über die Aufgaben und Befugnisse der Regulatoren (Europäische Union, Richtlinie 2009/72/EG, 2009) Art. 37 Abs. 6 und 10.*
 - *Durch diese Ausnahme wird der Merchant Line Betreiber weitgehend vom Regulator entkoppelt:*

- *Der Betreiber ist muss sich bezüglich Zugang und Tarife, den Verfahren für die Kapazitätszuweisung und des Engpassmanagements nicht an die Weisungen des Regulators halten (Abs. 6)*
- *Der Regulator ist nicht berechtigt dem Betreiber Vorschriften über die in diesem Artikel angeführten Vertragsbedingungen inklusive der Tarife oder Methoden zu erteilen (Abs. 10)“*

3 Modellierung

3.1 Einleitung und Definitionen

Grundsätzlich gibt es zwei verschiedene Arten Kuppelleitungen technisch zu realisieren. Die erste Möglichkeit ist eine einfache Wechselstromverbindung. Diese wird vor allem bei kürzeren Übertragungstrecken eingesetzt. Die zweite Möglichkeit ist eine Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung(HGÜ). Der Vorteil hierbei ist, dass der Leistungsfluss nahezu beliebig gesteuert werden kann, was bei Wechselstromübertragung durch technische Restriktionen nicht der Fall ist. Ein Nachteil ist aber, dass man hier zusätzliche Wandlerstationen braucht. Diese Art der Realisierung wird vor allem bei langen Übertragungswegen aufgrund der geringeren Verluste eingesetzt. Sie wird ausschließlich in den größeren Unterseekabelprojekten eingesetzt.

Im Weiteren sind einige genormte Begriffe im Zusammenhang mit Verbindungsleitungen nach (ENSO-E, 2000) , (ENSO-E, 2001) und (Turvey, 2004) zusammengefasst. Ein wichtiger Begriff ist die *Rated Capacity* (RC) einer Verbindungsleitung. Diese bezieht sich auf die maximale Übertragungskapazität einer Übertragungsleitung in Abhängigkeit der Temperatur und anderen externen Einflüssen. Diese RC reduziert sich auf die *Total Transfer Capacity* (TTC). Diese Reduktion rührt von Einschränkungen von einem oder beiden Netzen her. Somit kann die Total Transfer Capacity als maximaler permanenter Leistungsfluss bei dem beide Netze im sicheren Arbeitsbereich arbeiten angesehen werden. Die wichtigste Kenngröße beschreibt die *Net Transfer Capacity* (NTC). Diese ist in der Regel geringer als die TTC und beschreibt die in jedem Fall verfügbare Übertragungskapazität. Der Unterschied zwischen NTC und TTC resultiert aus den Unsicherheiten bei der Ermittlung der TTC. Diese Unsicherheiten werden als *Transmission Reliability Margin* TRM bezeichnet. Bei einer HGÜ-Leitung ist der Wert für TTC und NTC ident. Der momentane Leistungsfluss wird als *Already Allocated Capacity* (AAC) bezeichnet. Die Differenz aus NTC und AAC ist die *Available Transfer Capacity* (ATC). Den graphischen Zusammenhang dieser Kapazitätsdefinitionen zeigt Abbildung 3.

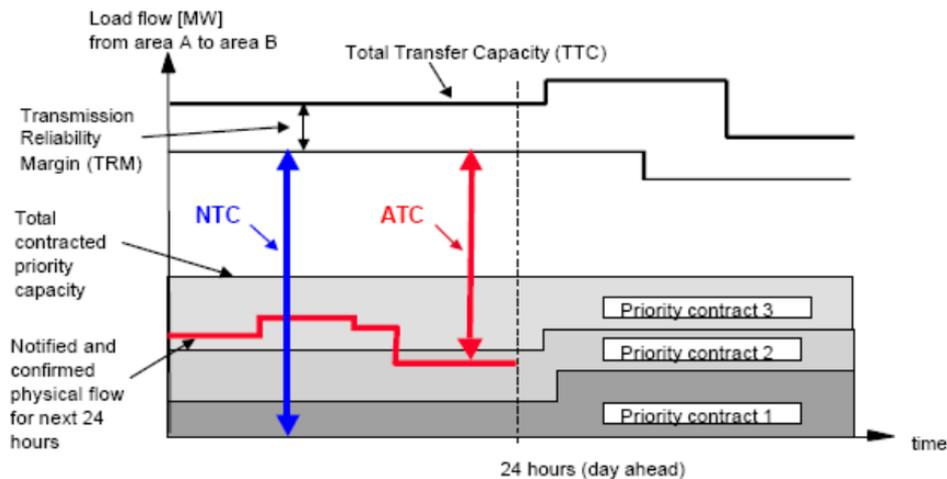


Abbildung 3: Graphischer Zusammenhang der Kapazitätsdefinitionen; Quelle: ENTSO-E

3.2 Basismodell

3.2.1 Voraussetzungen und Annahmen

Um ein sinnvolles Modell für die Preisbildung auf den Elektrizitätsmärkten zu erhalten, wird auf Gleichgewichtsmodelle der Wohlfahrtsökonomie zurückgegriffen. Die folgenden Ausführungen und theoretischen Grundlagen beziehen sich auf (Haas, 2007) und (Roth, 2006). Nach dieser Theorie ergibt sich der Marktpreis eines Gutes aus dem Schnittpunkt zwischen Angebots- und Nachfragekurve, wie in Abbildung 4 dargestellt.

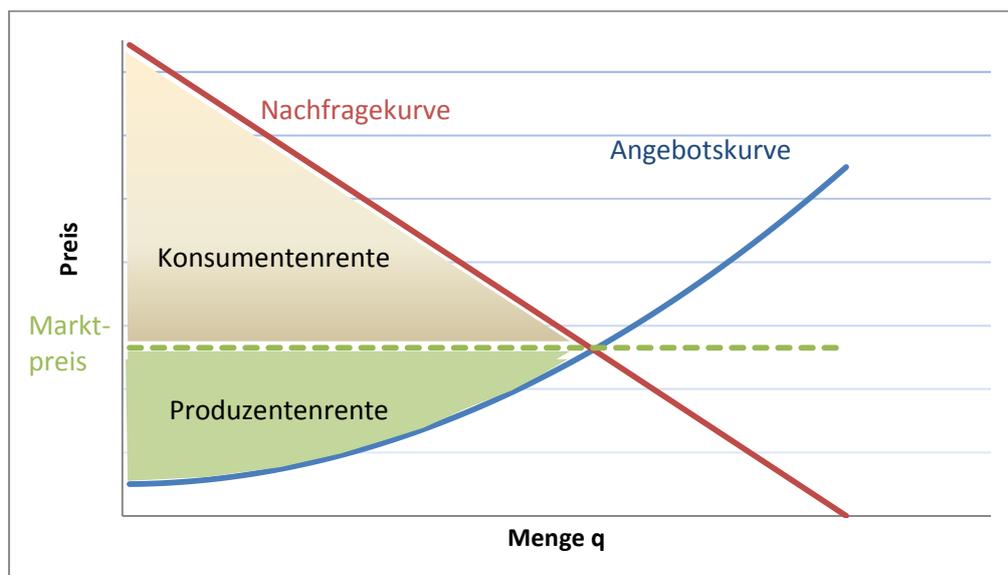


Abbildung 4: Zusammenhang Preisbildung, Konsumenten- und Produzentenrente; Quelle: (Roth, 2006)

Die Angebotskurve beschreibt die Grenzkosten der Produktion, also die Kosten der nächsten Einheit des zu produzierenden Outputs. Auf Elektrizitätsmärkte umgelegt bedeutet dies die Merit Order Kurve eines vorhandenen Kraftwerksparks. Die Nachfragekurve beschreibt allgemein welche Menge eines bestimmten Gutes zu welchem Preis abgesetzt werden kann. Auf einen Strommarkt umgelegt bedeutet dies den aktuellen Leistungsbedarf aller Verbraucher in Abhängigkeit des Strompreises. Diesen Zusammenhang für einen Strommarkt zeigt Abbildung 5. Ein wichtiger Begriff aus der Wohlfahrtsökonomie ist die *Produzentenrente* PR. Sie bildet sich aus der Fläche zwischen dem Marktpreis und den Grenzkosten und ist proportional zu dem Gewinn, den der Produzent auf dem Markt erzielen kann. Demzufolge wird ein Stromproduzent danach trachten die Produzentenrente zu maximieren. Ein anderer wichtiger Begriff ist die *Konsumentenrente* KR. Sie setzt sich aus der Fläche zwischen Nachfragekurve und Schnittpunkt mit dem Marktpreis zusammen und stellt die Nutzenfunktion aus der Sicht der Konsumenten dar. Um den gesamtgesellschaftlichen Nutzen zu beschreiben, bedient man sich des Begriffs der *Gesamtwohlfahrt*, die sich aus der Summe von Produzenten- und Konsumentenrente zusammensetzt.

$$PR = \int_0^{q_{\text{schnitt}}} \text{Marktpreis} - \text{Angebot}(q) dq$$

$$KR = \int_0^{q_{\text{schnitt}}} \text{Nachfrage}(q) - \text{Marktpreis} dq$$

$$WF = PR + KR$$

Den Zusammenhang der Preisbildung für einen Strommarkt zeigt Abbildung 5. Wichtig hierbei ist, dass der Preis hier den kurzfristigen Grenzkosten SRMC entspricht. Die Treppen der Kurve ergeben sich aus zusammengesetzten Kraftwerksclustern, die die gleichen Grenzkosten haben. Wie aus Abbildung 5 hervorgeht, bestimmt das teuerste Kraftwerk, das den Bedarf gerade noch abdeckt, den resultierenden Marktpreis (Market Clearing Price MCP).

Einige wichtige Voraussetzungen, die bei diesem Modell getroffen werden sind im Folgenden zusammengefasst.

- Vollständiger und transparenter Wettbewerb
- Externalitäten sind nicht miteinbezogen
- Keine Marktmacht einzelner Marktakteure
- Vollständige Information

Dass einige dieser Punkte in der Realität nicht bzw. nur zum Teil zutreffen, kann hier natürlich kritisch hinterfragt werden, jedoch können mit einfachen Modellen dieser Art die grundsätzlichen Zusammenhänge oft sehr gut abgebildet werden.

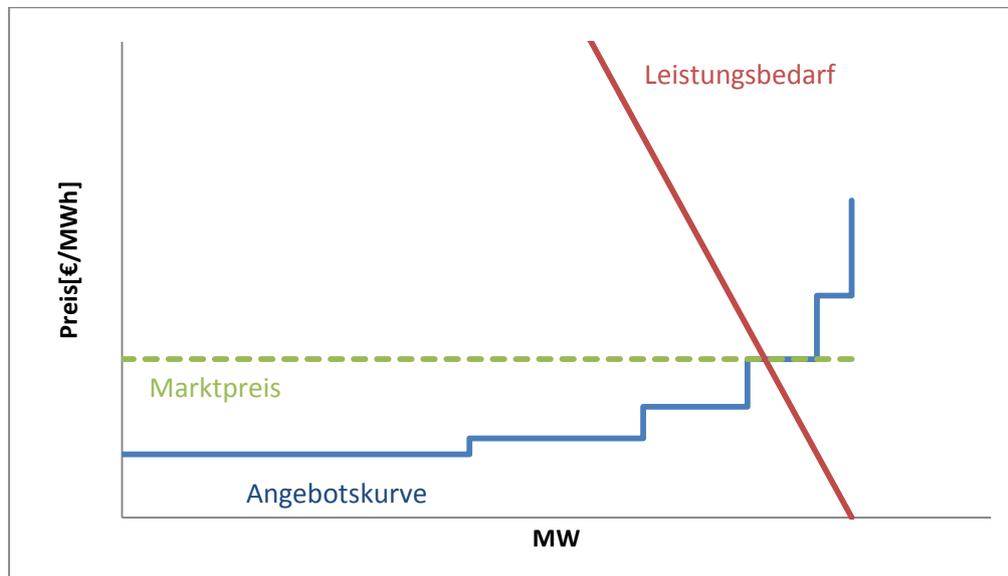


Abbildung 5: Preisbildung am Strommarkt; Quelle: (Haas, 2007)

3.2.2 Einfaches Zwei-Länder-Modell¹

Für die Analyse in dieser Arbeit wurde ein einfaches Zwei-Länder-Modell ausgewählt. Es werden zwei separierte Strommärkte mit ihren jeweiligen Angebots- und Nachfragefunktionen betrachtet. Die beiden Märkte werden in weiterer Folge als Markt A bzw. Markt B bezeichnet. Die Abbildung 6 zeigt modelhaft den Zusammenhang zwischen einem Niedrigpreismarkt A und einem Hochpreismarkt B.

Die Fragestellung ist nun, wie verändern sich die Preise in den beiden Märkten, wenn sie über eine gemeinsame Übertragungsleitung miteinander verbunden sind. Da der Markt A den niedrigeren Marktpreis hat, wird dieser logischerweise Energie in den Markt B exportieren. Dies führt zu einer Verschiebung der Nachfragekurve nach rechts im Markt A um die Exportmenge. Dadurch ergibt sich ein neuer Schnittpunkt zwischen Nachfrage und Angebot und der Marktpreis im Markt A steigt von p_A auf p_A^* an, wie in Abbildung 7 dargestellt. Da wir hier nur ein Zwei-Länder-Modell betrachten, muss die Exportmenge im

¹ Die theoretischen Erklärungen in diesem Kapitel gehen im Wesentlichen auf (Turvey 2004) und (Belpex 2006) zurück

Markt A gleich der Importmenge im Markt B entsprechen. Dies führt zu einer Verschiebung der Angebotskurve im Markt B nach rechts und zu einem fallenden Marktpreis p_B^* .

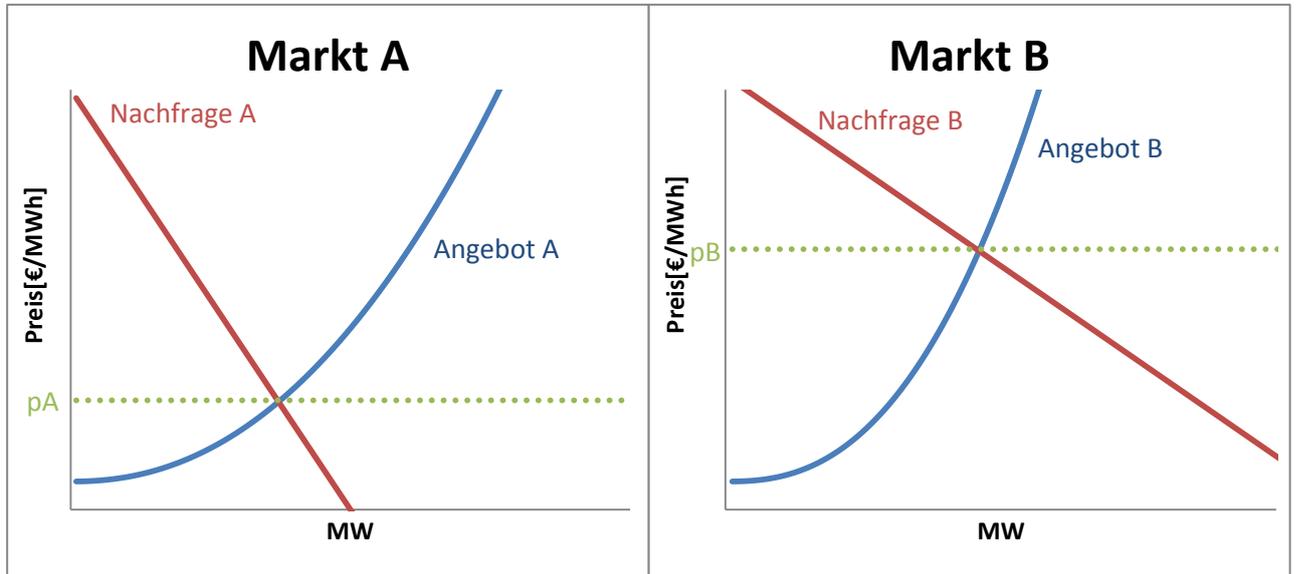


Abbildung 6: Niedrig- und Hochpreismarkt im Vergleich; Quelle: (Kampff et al., 2010)

Betrachtet man nun, wie sich die Konsumentenrenten und Produzentenrenten durch die Kopplung verändern, kann man hier einige interessante Punkte sehen. Die Konsumentenrente verringert sich im Exportmarkt A um die Fläche -A-B aus der Abbildung 7, während sie sich im Importmarkt B um die Fläche D+E+F vergrößert. Bei der Produzentenrente verhält es sich gänzlich anders. Hier profitiert der Exportmarkt A durch eine Vergrößerung um die Flächen A+B+C, während es im Importmarkt B zu einer Reduzierung um -D kommt. Hier wird bereits deutlich, dass die Produzenten im Exportmarkt A ein größeres Interesse haben werden die Märkte zu koppeln, als die Produzenten im Importmarkt B. Betrachtet man nun die Effekte der Kopplung auf die Wohlfahrt in den Märkten, sieht man, dass diese sich um die Fläche C im Markt A und um die Fläche E+F im Markt B vergrößert. Zählt man beide Wohlfahrten zusammen, ergibt sich eine Gesamtwohlfahrtssteigerung von C+E+F. Aus der Abbildung 7 erkennt man, dass die Fläche C+E+F genau dann maximal wird, wenn die Märkte vollständig gekoppelt werden und sich Preiskonvergenz einstellt.

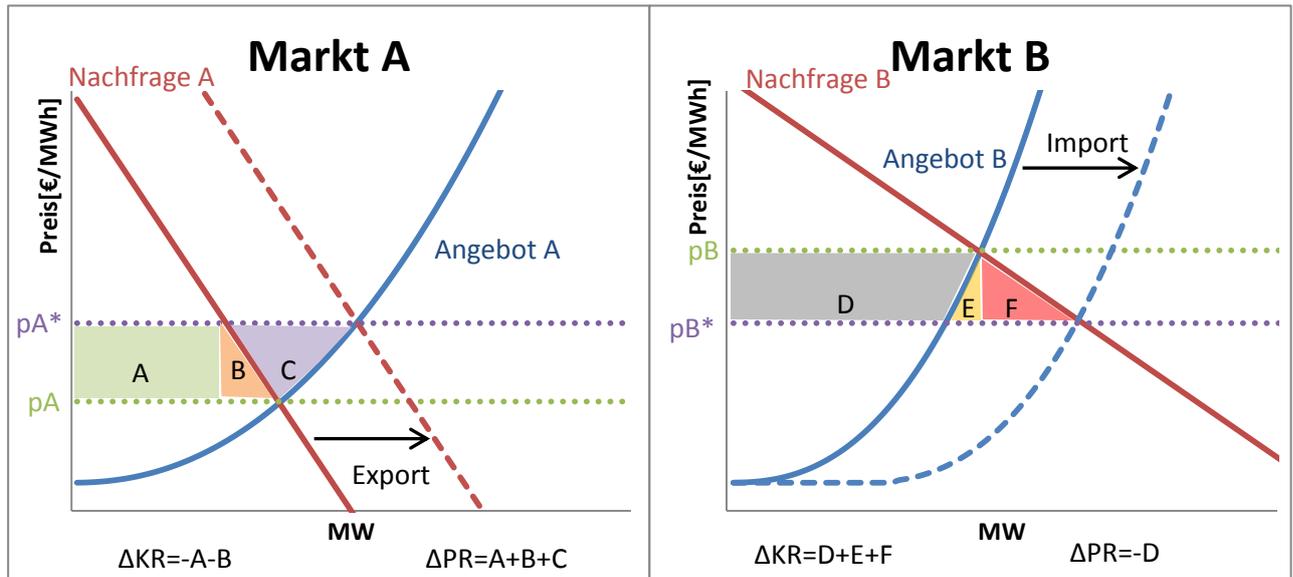


Abbildung 7: Veränderung des Preisniveaus, der Konsumentenrente und Produzentenrente bei Marktkopplung; Quelle: (Turvey, 2004)

Die Ergebnisse aus dieser graphischen Analyse sind der Übersicht halber nochmals in Tabelle 1 zusammengefasst.

	Markt A	Markt B
Konsumentenrente	-A-B	D+E+F
Produzentenrente	A+B+C	-D
Wohlfahrt	+C	E+F

Tabelle 1: Wohlfahrtseffekte bei Kopplung der Märkte A und B; Quelle: (Turvey, 2004)

Eine beliebte Darstellungsform der Vorgänge bei gekoppelten Märkten stellen sogenannte Netto-Exportkurven dar. Sie stellen den Zusammenhang zwischen Exportmenge und resultierendem Marktpreis dar. Für einen bestimmten Marktpreis lässt sich damit an der Abszissenparallele die Differenz zwischen Angebot und Nachfrage ablesen.

Weiters lässt sich damit auch graphisch das volkswirtschaftliche Optimum bilden. Ein weiterer Vorteil dieser Darstellung liegt in der übersichtlichen Darstellung der Wohlfahrtsverschiebungen in Abhängigkeit von der Übertragungskapazität. Die Abbildung 8 zeigt die Netto-Exportkurve für den Markt A. Die Konstruktion ist der Einfachheit halber mit linearen Angebots- und Nachfragekurven dargestellt. Zur Bildung der Netto-Exportkurve wird der resultierende Marktpreis in Abhängigkeit von der Exportmenge aufgezeichnet. Dazu wird die Nachfragekurve kontinuierlich verschoben und dazu jeweils der Schnittpunkt in der Netto-Exportkurve aufgetragen.

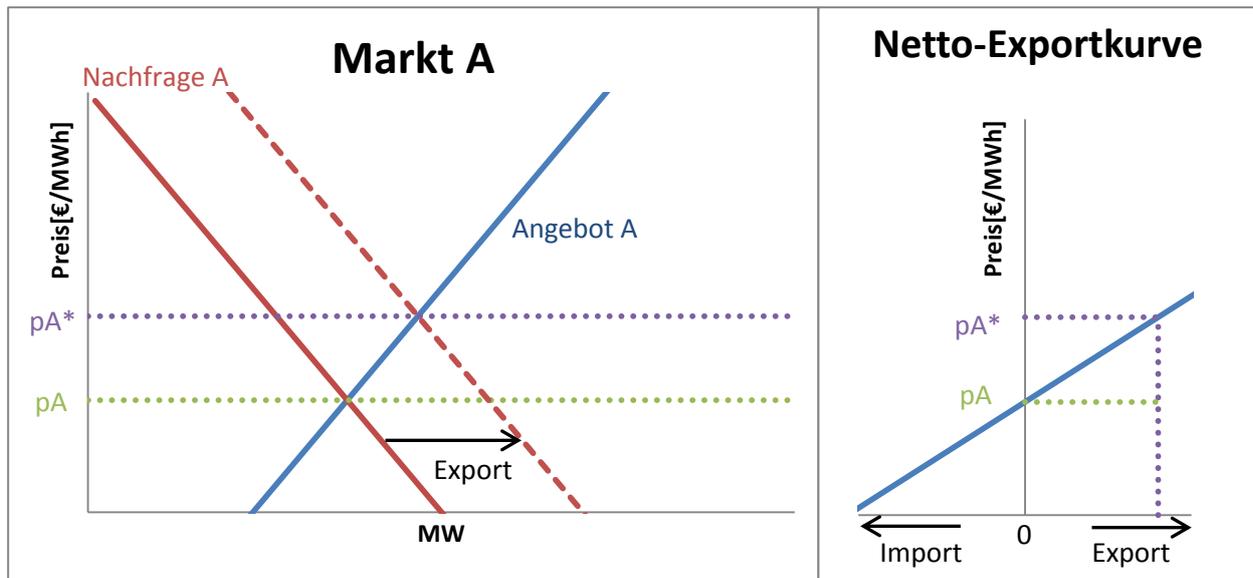


Abbildung 8: Zusammenhang zwischen Exportmenge und Netto-Exportkurve im Markt A; Quelle: (Belpex, 2006)

Für den Markt B lässt sich natürlich ein ähnlicher Verlauf erwarten. Die Netto-Exportkurve beginnt hier aber in einem anderen Schnittpunkt, wie in Abbildung 9 dargestellt.

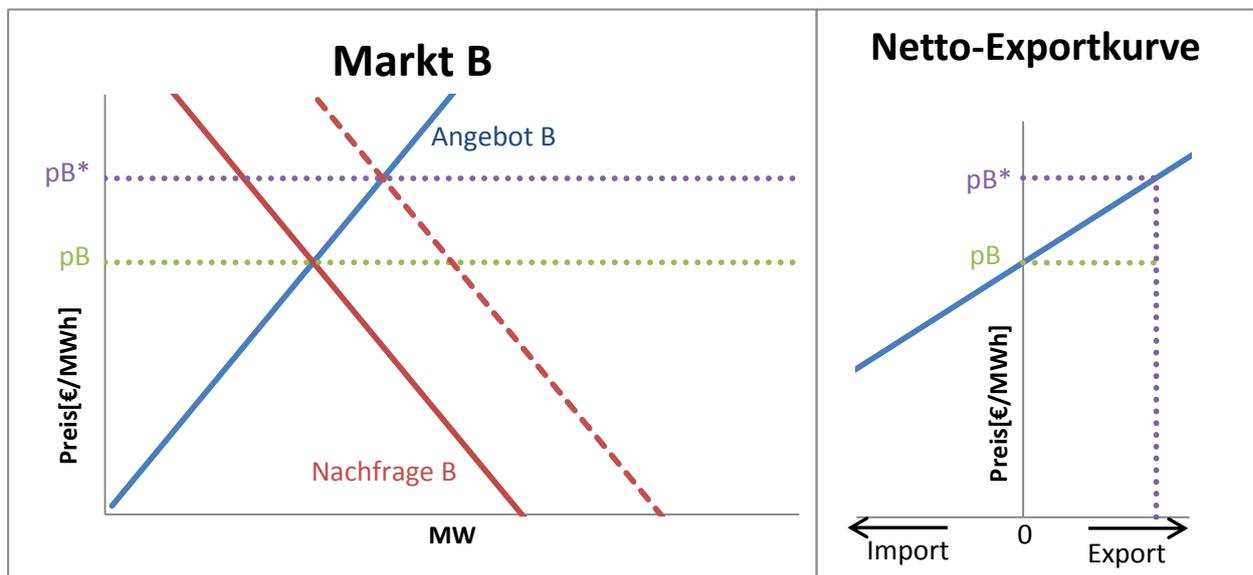


Abbildung 9: Zusammenhang zwischen Exportmenge und Netto-Exportkurve im Markt B; Quelle: (Belpex, 2006)

Da bei einem Zwei-Länder-Modell die Exportmenge des einen Marktes gleich der Importmenge des anderen Marktes darstellt, kann man graphisch den Konvergenzpunkt des volkswirtschaftlichen Optimums bilden. Die Abbildung 10 zeigt, wie das volkswirtschaftliche Optimum gebildet wird. Im linken Bild sieht man die Netto-Exportkurven beider Märkte, die

in ein gemeinsames Diagramm gezeichnet sind. Da die Exportmenge des Marktes A der Importmenge des Marktes B entspricht, kann die Netto-Exportkurve des Marktes B als invertierte Kurve in ein gemeinsames Diagramm gezeichnet werden, wie in der rechten Graphik der Abbildung 10 dargestellt ist. Diese invertierte Kurve wird in weiterer Folge als NEK B* bezeichnet. Um von der ursprünglichen Netto-Exportkurve zu der invertierten Kurve zu kommen, muss die Netto-Exportkurve an der Ordinate gespiegelt werden. Im Schnittpunkt der beiden Kurven kann nun die Übertragungskapazität abgelesen werden, die notwendig ist, um das volkswirtschaftliche Optimum zu erreichen. Eine weitere Erhöhung der Übertragungskapazität hat keinen Einfluss mehr auf die Preisentwicklung, da die Energie nur exportiert wird, wenn $p_A^* < p_B^*$ gilt. In diesem Diagramm kann man nun auf einfache Weise die Preise in den beiden Märkten in Abhängigkeit von der Export(Import)menge ablesen.

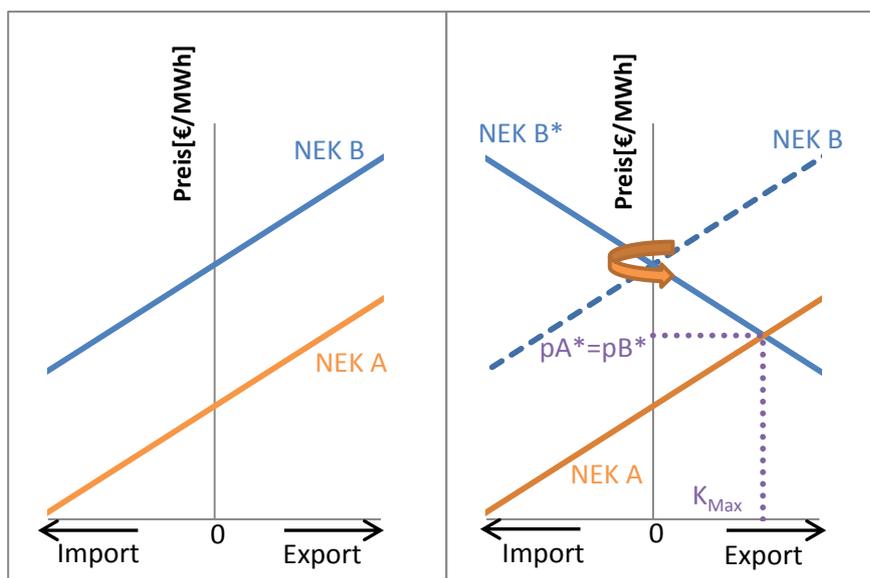


Abbildung 10: Graphische Ermittlung des volkswirtschaftlichen Optimums mit Netto-Exportkurven; Quelle: (Belpex, 2006)

3.2.3 Bestimmung des volkswirtschaftlichen und betriebswirtschaftlichen Optimums

Im letzten Kapitel wurde bereits gezeigt, dass das volkswirtschaftliche Optimum genau dann eintritt, wenn die beiden Märkte vollständig miteinander gekoppelt sind und sich Preiskonvergenz einstellt.

$$\text{volkswirtschaftliches Optimum} = \text{Max}[WF] = \text{Max}[KR + PR]$$

Betrachten wir nun nochmals die Netto-Exportkurven der beiden Märkte in Abbildung 11. Die Netto-Exportkurven sind hier in vergrößerten Maßstab dargestellt. Hier erkennt man in welcher Art und Weise sich die Wohlfahrten bzw. die Wohlfahrtsverluste der beiden Märkte in Abhängigkeit von der Export(Import)menge verändern. Um nun das volkswirtschaftliche Optimum zu erzielen, müssen die Wohlfahrtsverluste minimiert werden. Dies ist genau dann der Fall, wenn der Marktpreis beider Märkte gegen einen gemeinsamen Wert konvergiert.

$$\text{volkswirtschaftliches Optimum} \rightarrow \text{abs}(p_A^* - p_B^*) = 0$$

Es ergibt sich die Fragestellung, welche Gewinne sich durch das Betreiben der Leitung erzielen lassen. Dieser Wert wird als *Engpassrendite* (Trading Margin TM) bezeichnet und ist proportional der Preisdifferenz mal der übertragenen Leistung.

$$\text{Engpassrendite} = \text{abs}(p_A^* - p_B^*) * K$$

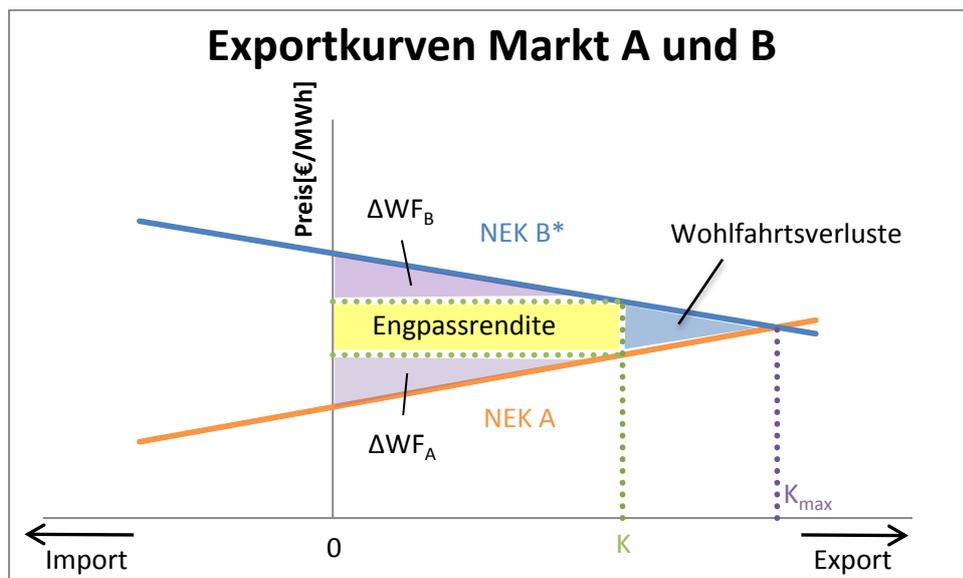


Abbildung 11: Veränderung der Renditen in Abhängigkeit der verfügbaren Übertragungskapazität; Quelle: (de Jong et al., 2006)

Vergleicht man die Formel der Engpassrendite mit obiger Bedingung für das volkswirtschaftliche Optimum wird klar, dass genau im Falle des volkswirtschaftlichen Optimums die erzielbare Engpassrendite gegen Null geht. Ein privater Betreiber einer solchen Verbindungsleitung wird also kein Interesse an einer Preiskonvergenz haben, sondern versuchen seine Engpassrendite zu maximieren. Dieser Fall wird in weiterer Folge als betriebswirtschaftliches Optimum bezeichnet.

betriebswirtschaftliches Optimum = Max[Engpassrendite]

Es gilt also die Übertragungskapazität zu finden, bei der die gelbe Fläche in Abbildung 11 einen maximalen Wert annimmt. Für lineare Netto-Exportkurven lässt sich zeigen (de Jong et al., 2006), dass dies genau dann der Fall ist, wenn die verfügbare Übertragungskapazität gleich der halben Kapazität des volkswirtschaftlichen Optimums ist.

$$\text{betriebswirtschaftliches Optimum} \rightarrow K = \frac{K_{max}}{2}$$

Für nichtlineare Netto-Exportkurven ist dieser Wert zumindest ein guter Richtwert.

Mit diesen Erkenntnissen lässt sich nun ein entsprechendes MATLAB-Modell entwickeln. Die Implementierung dieses Modells wird im folgenden Kapitel erläutert.

3.3 Implementierung in MATLAB

Im Zuge dieser Arbeit wurde ein MATLAB-Modell mit graphischer Benutzeroberfläche entwickelt, welches die oben beschriebenen Parameter automatisiert berechnet. Das Blockdiagramm in Abbildung 12 zeigt den Zusammenhang zwischen Input- und Outputgrößen. Grundlage der Berechnung bilden die Angebots- und Nachfragefunktionen der beiden Märkte. Diese müssen als analytische Funktionen vom Benutzer zur Verfügung gestellt werden. Weiters kann eine Preisobergrenze (Price Cap) bei den Nachfragefunktionen eingegeben werden, da sonst die Werte der Konsumentenrente gegen unendlich gehen können. Dieser Wert entspricht einer maximalen Zahlungsbereitschaft der Konsumenten. Ein Eingabefeld steht für die Angabe der maximalen Leistung (Maximum Power) der Märkte zur Verfügung. Hiermit kann im Prinzip die Skalierung der Abszisse verändern. Das Modell gibt die Werte für Konsumentenrente, Produzentenrente, Wohlfahrt, Strompreis, Leistung für die separierten Märkte A und B und optional für die gekoppelten Märkte für beliebige Kapazität, volkswirtschaftliches und betriebswirtschaftliches Optimum aus.

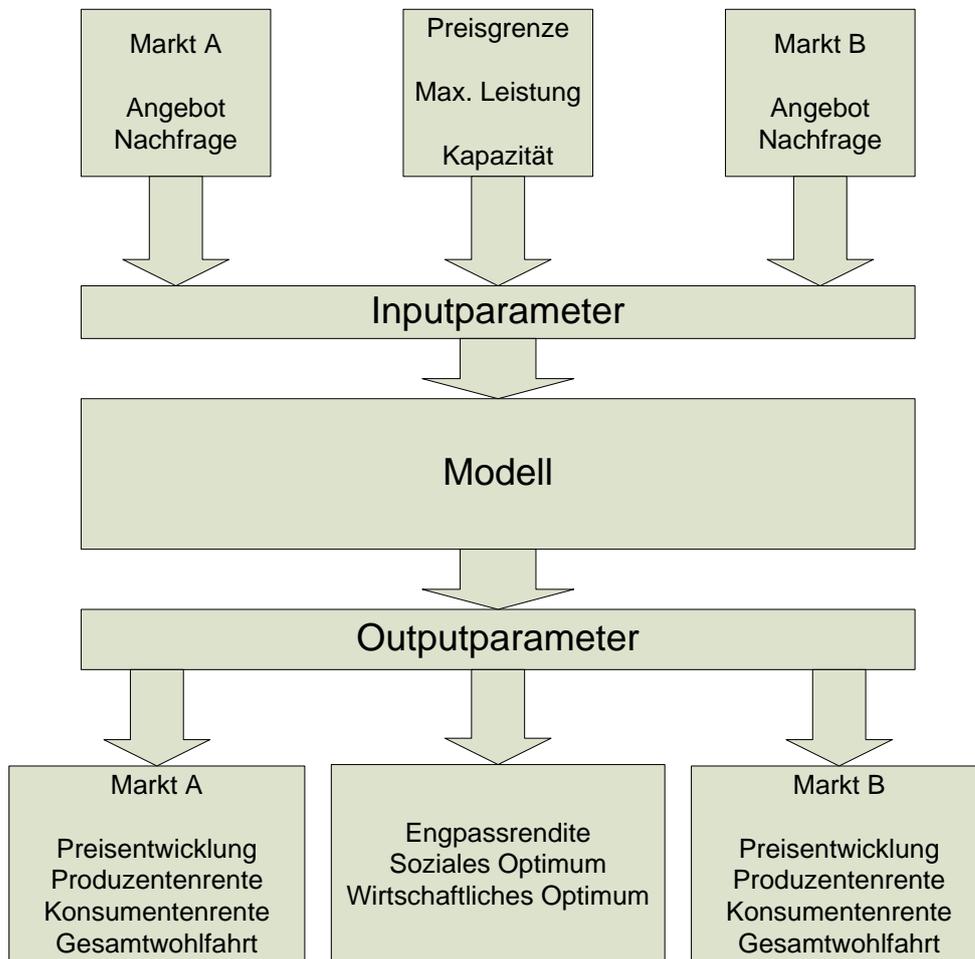


Abbildung 12: Blockdiagramm MATLAB-Modell

Die Abbildung 13 und Abbildung 14 zeigen vereinfacht den Algorithmus zur Berechnung des volkswirtschaftlichen bzw. betriebswirtschaftlichen Optimums. Die Berechnung erfolgt rein numerisch. Zuerst muss ermittelt werden, welcher der beiden Märkte der Export- bzw. Importmarkt ist. Anschließend werden die jeweiligen Kurven schrittweise um $\Delta K=10\text{MW}$ verschoben und die Schnittpunkte berechnet, bis ein bestimmter Konvergenzpunkt erreicht wird.

Die Abbildung 15 zeigt die graphische Benutzeroberfläche des MATLAB-Modells. Im oberen Teil werden die Funktionen für beide Märkte in die jeweiligen Fenster eingetragen. Der untere Teil der Oberfläche dient der Visualisierung der Daten. Es werden jeweils die Angebots- und Nachfragekurven und die verschobenen Kurven in die entsprechenden Diagramme geplottet. Unten in der Mitte werden zusätzlich die Netto-Exportkurven beider

Märkte geplottet, wobei die Netto-Exportkurve des Importmarktes gleich invertiert, wie in Kapitel 3.2.2 erläutert, in das Diagramm eingezeichnet wird. Etwa in der Mitte der Oberfläche kann optional ausgewählt werden, welche Art der Analyse durchgeführt werden soll. Man kann sich die Situation mit einem beliebigen Übertragungskapazitätswert (optional) ansehen, oder aber eine volkswirtschaftliche bzw. betriebswirtschaftliche Analyse durchführen. Die errechneten Daten werden automatisch in den Arbeitsbereichsordner von MATLAB unter dem Namen `interconnector.csv` gespeichert und können in weiterer Folge bequem mit Microsoft Excel weiterverarbeitet werden. Mit diesen Daten lässt sich eine Wirtschaftlichkeitsanalyse, wie im nächsten Kapitel gezeigt wird, durchführen.

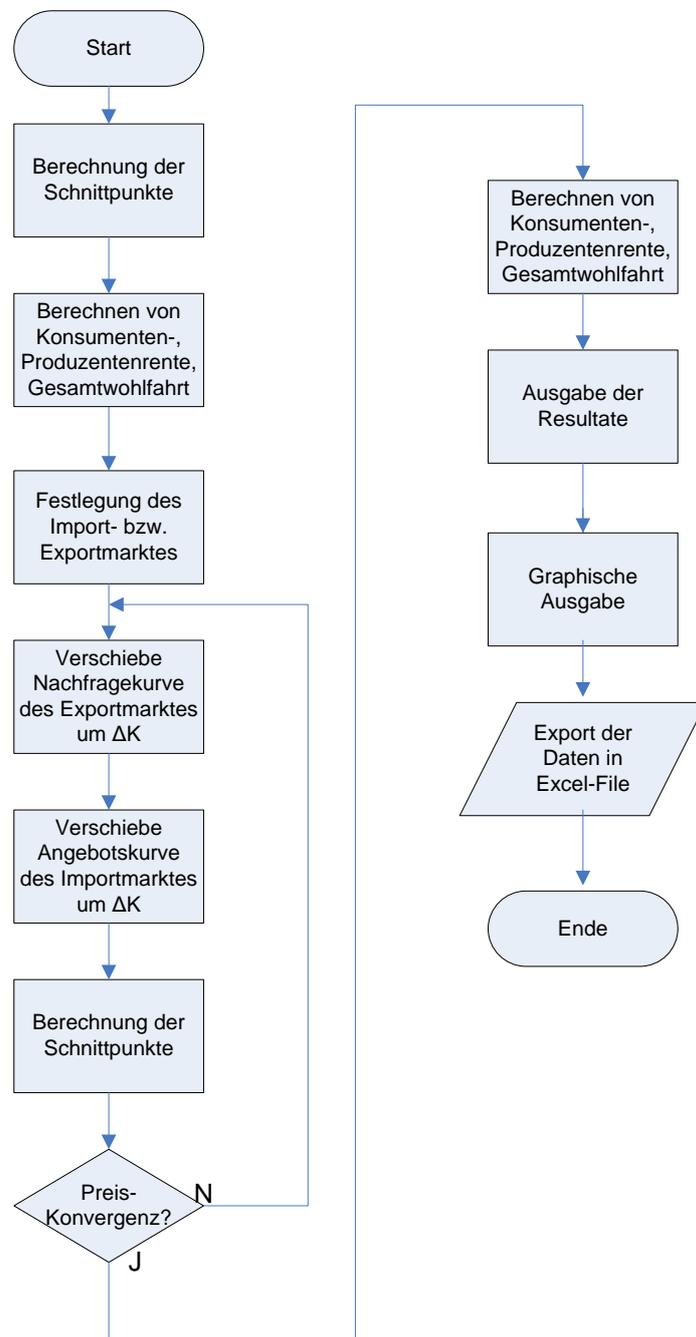


Abbildung 13: Algorithmus zur Berechnung des volkswirtschaftlichen Optimums

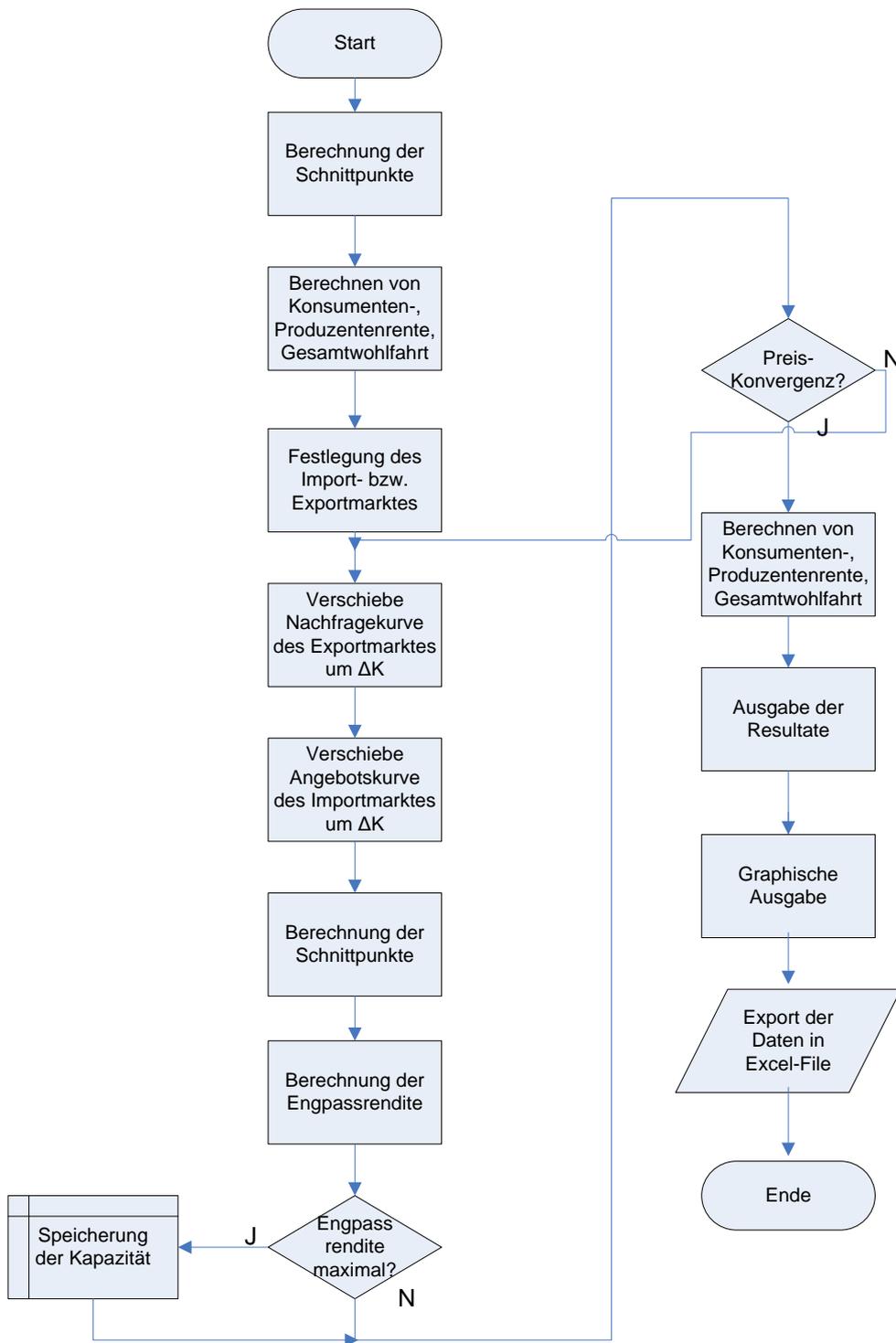


Abbildung 14: Algorithmus zur Berechnung des betriebswirtschaftlichen Optimums

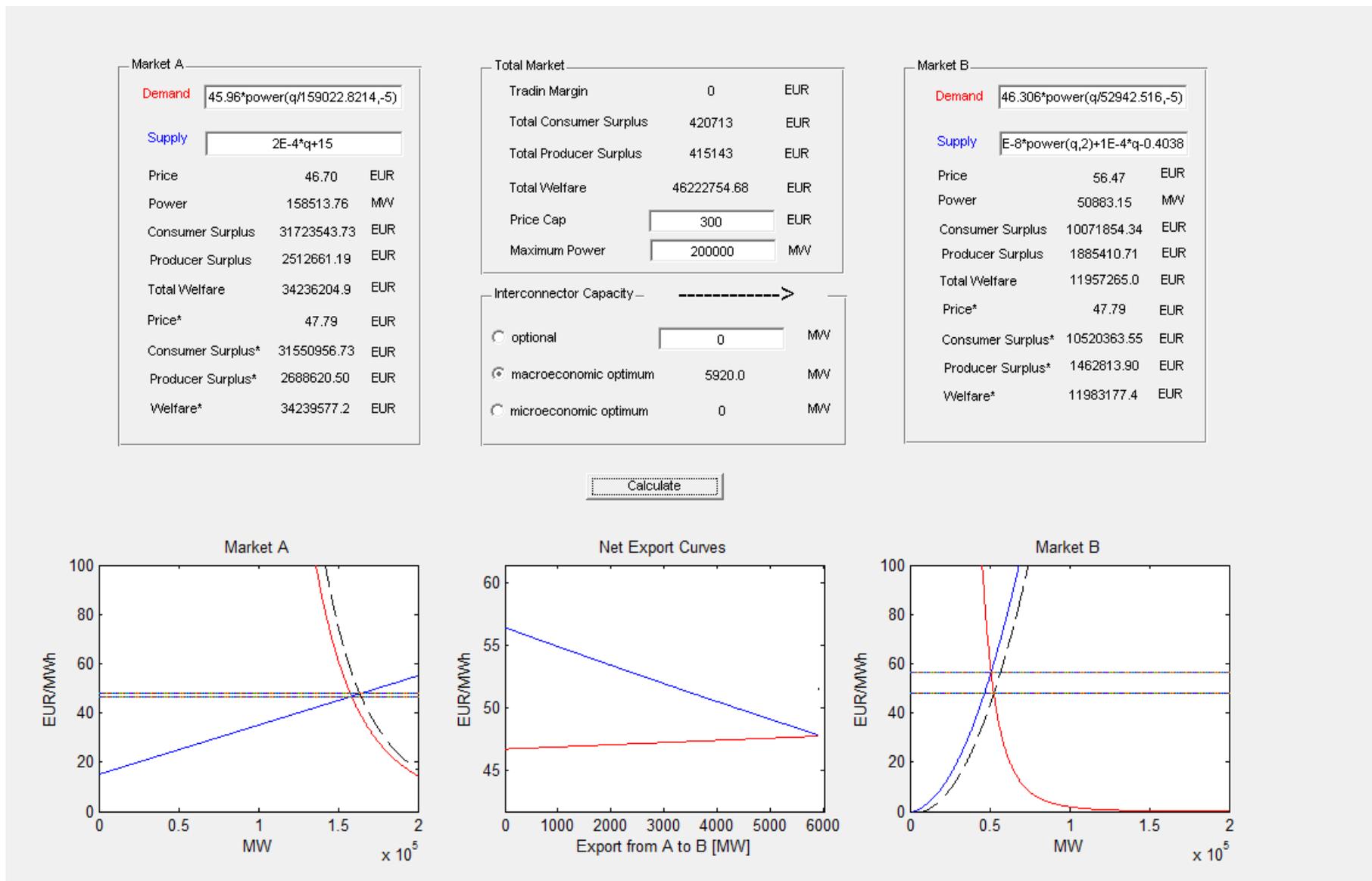


Abbildung 15: MATLAB-Model mit graphischer Benutzeroberfläche

4 Wirtschaftlichkeit von Kuppelleitungen

4.1 Abschätzung der Kosten einer Kuppelleitung²

In diesem Kapitel sollen die Kosten für eine HGÜ Verbindungsleitung abgeschätzt und aufgelistet werden. Wie in der Abbildung 16 zu erkennen ist, gibt es einen näherungsweise linearen Zusammenhang zwischen der Kabellänge und den spezifischen Kosten pro MW.

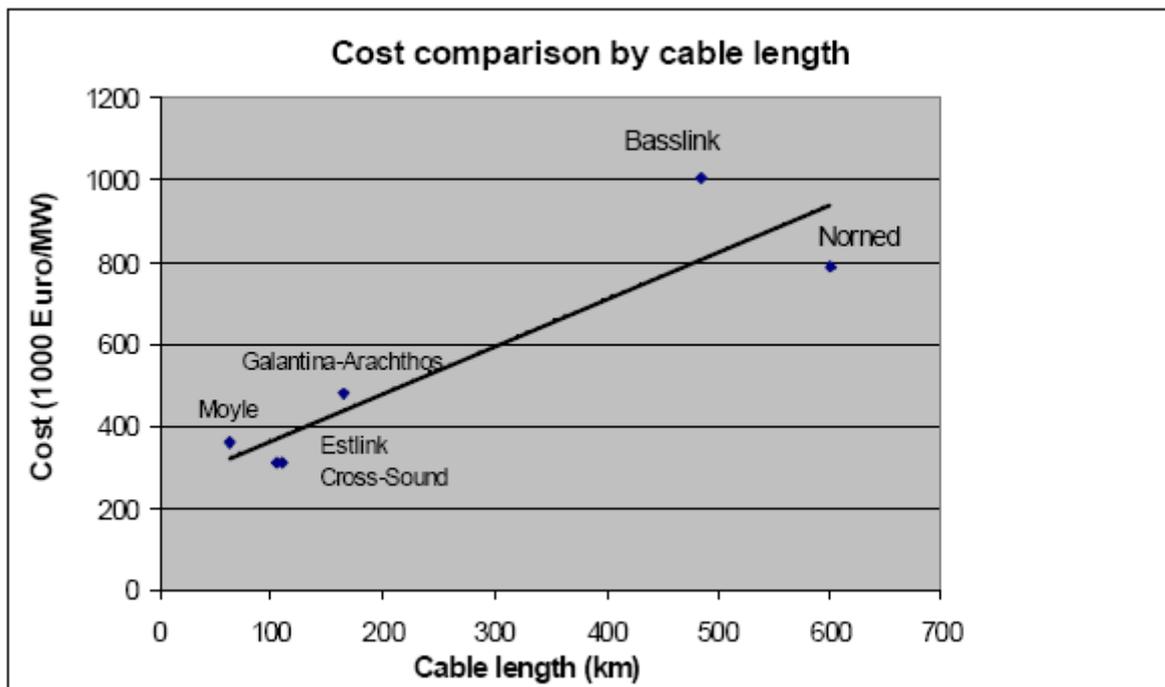


Abbildung 16: Kabelkosten für HGÜ-Seekabelprojekte in Abhängigkeit der Kabellänge; Quelle: (de Jong et al., 2006)

4.1.1 Kostenelemente

Der wichtigste Kostenfaktor bei HGÜ-Projekten sind erfahrungsgemäß die Kabelerzeugungskosten. Diese können nach Abbildung 17 (inflationsbereinigt und in Euro umgerechnet) für Kabel mit einer Übertragungskapazität zwischen 150 und 1500 MW wie folgt abgeschätzt werden.

$$C_{\text{Kabel}} = \varphi K + v = -0,447K + 1007 \left[\frac{\text{€}}{\text{MWkm}} \right]$$

φ Steigung der linearen Regression der Kabelkosten aus Abbildung 17 [€/MW²km]

v Offset der linearen Regression der spezifischen Kabelkosten aus Abbildung 17 [€/MW²km]

² Die Zusammenfassung und die Werte, die hier verwendet werden, basieren im Wesentlichen auf (de Jong et al., 2006) und behandeln ausschließlich Gleichstromverbindungsleitungen (HGÜ).

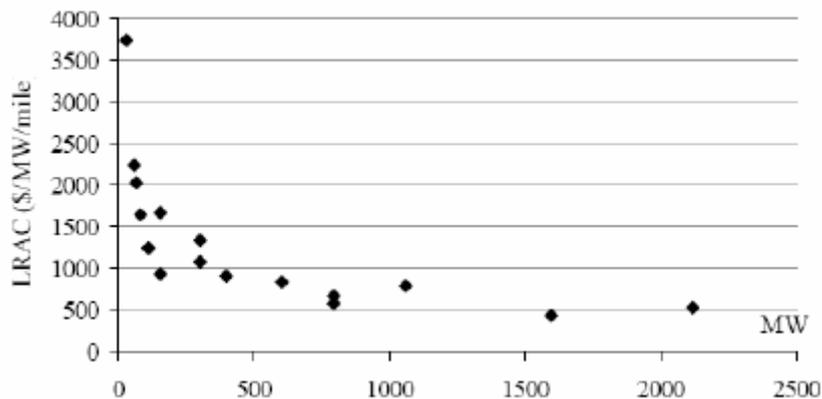


Abbildung 17: Economies of Scale bei den spezifischen Kabelkosten; Quelle: (de Jong et al., 2006)

Ein weiterer wichtiger Kostenfaktor sind die Kosten für die Wandlerstationen, die bei einer HGÜ-Leitung unabdingbar sind. Die Wandlerstationen werden durch aufwendige und teure Stromrichter realisiert und diese verursachen einen nicht vernachlässigbaren Anteil an den Gesamtkosten. Die Kosten der Wandlerstationen sind proportional zur Übertragungskapazität und können wie folgt abgeschätzt werden, wobei ω hier mit $250 \cdot 10^3$ [€/MW] angenommen wird.

$$C_{Wandler} = K \cdot \omega [\text{€}]$$

ω spezifische Wandlerkosten [€/MW]

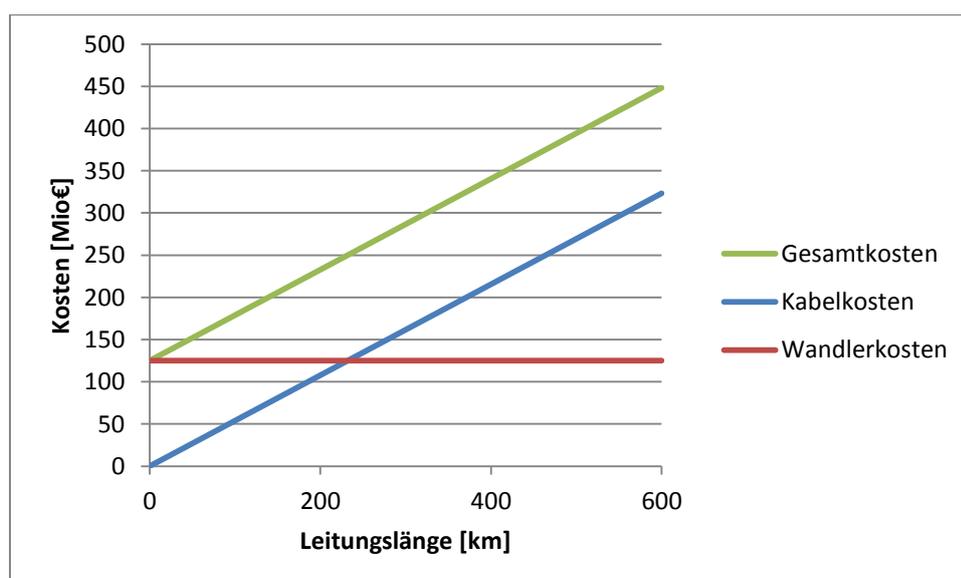


Abbildung 18: Kostenaufteilung eines 500MW HGÜ-Kabels

In der Abbildung 18 sind beispielsweise die Kosten für eine 500MW HGÜ-Leitung in Abhängigkeit von der Leitungslänge aufgetragen, während die Abbildung 19 die prozentuelle Verteilung dieser Kosten darstellt. Die gewählte Übertragungskapazität entspricht durchaus einem üblichen Wert bei Projekten dieser Art. Aus den beiden Abbildungen erkennt man, dass bis zu einer Leitungslänge von etwa 240km die Wandlerkosten sogar überwiegen. Sogar bei einer Leitungslänge von 600km³ liegen die Wandlerkosten noch immer bei 30% der Gesamtkosten.

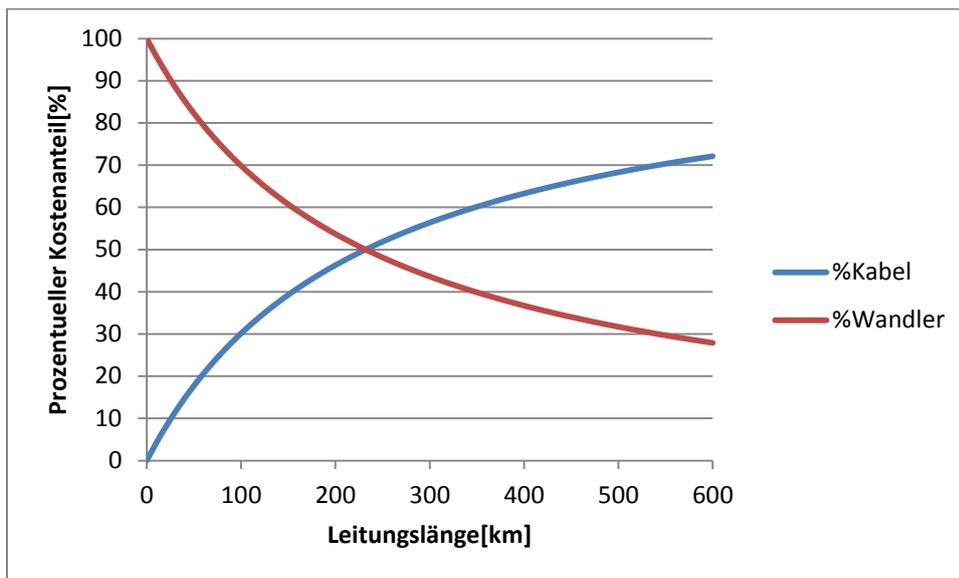


Abbildung 19: Prozentuelle Kostenaufteilung bei 500MW HGÜ-Leitung

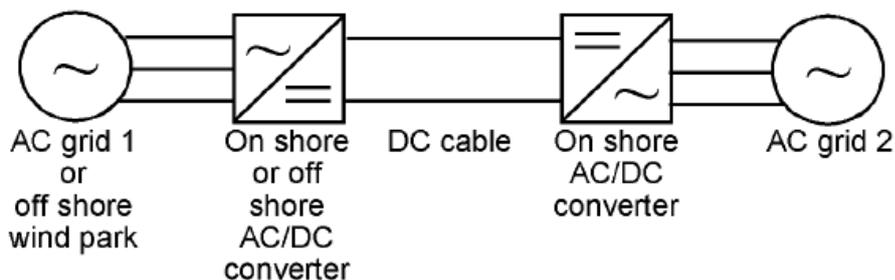


Abbildung 20: Prinzipblattschaltbild einer HGÜ; Quelle: (van der Tempel et al., 2002)

Vergangene Projekte haben gezeigt, dass durch Verzögerungen und umwelttechnische Einschränkungen signifikante Mehrkosten entstehen können. Diese können mit 25% der Baukosten (Kabel und Wandler) angenommen werden. Um diese zu berücksichtigen wird der Umweltfaktor η eingeführt.

³ Die längste HGÜ-Leitung derzeit (NorNed) hat eine Gesamtlänge von 580km

Die jährlichen Instandhaltungs- und Wartungskosten werden mit 3% der Investitionssumme angenommen. Diese gehen mit dem jährlicher Wartungs- und Instandhaltungskostenfaktor ω in die Analyse ein.

Die typische technische Lebensdauer einer solchen Leitung liegt zwischen 20 und 50 Jahren.

Da es in manchen großen Interconnector-Projekten manchmal zu unerwarteten Erhöhungen des ursprünglichen Investitionsrahmens kommt, wird mit einem Kostenrisikofaktor von 10% der Investitionssumme gerechnet, was durch den Kostenrisikofaktor λ berücksichtigt wird.

Somit ergibt die theoretische Gesamtinvestitionssumme für HGÜ-Leitungen mit einer Übertragungskapazität zwischen 150MW und 1500MW:

$$C = \eta\lambda(\varphi K + \nu)KL + \omega K = (\eta\lambda\varphi L)K^2 + [(\eta\lambda(\nu L + \omega))]K$$

$C_{\text{Kabel}} = \varphi K + \nu$ Kabelkosten[€/MW/km]

ω spezifische Wandlerkosten[€/MW]

L Kabellänge[km]

η Umweltfaktor[1]

λ Kostenrisikofaktor[1]

K Übertragungskapazität[MW]

4.2 Abschätzung der Einnahmen durch Kuppelleitungen

Um die Einnahmen einer Übertragungsleitung abschätzen zu können, muss auf den in Kapitel 3 erwähnten Begriff der Engpassrendite zurückgegriffen werden. Diese berechnet sich folgendermaßen:

$$TM = \text{abs}(pA^* - pB^*) * K$$

Dieser Wert bezieht sich auf die Obergrenze der stündlich erzielbaren Einnahmen aus dem Betrieb der Leitung, wenn wir annehmen, dass sich in dieser Stunde die Verläufe von Nachfrage und Angebot nicht ändern. Die Angebotskurve wird aus den Grenzkosten der

Erzeugung und den vorhandenen Kapazitäten gebildet. Die kurzfristigen Grenzkosten sind vor allem abhängig von den Primärenergiepreisen und den Kosten für CO₂-Emissionen. Bei den Kapazitäten ändert sich über das Jahr betrachtet nur wenig. Eine Ausnahme kann der Anteil sein, der aus Wasserkraft gewonnen wird, da das Wasserdargebot saisonal variiert. Bei dieser Analyse wurde als Näherung eine statische über das ganze Jahr gleichbleibende Angebotskurve verwendet.

Bei der Nachfragekurve sieht das Ganze ein wenig anders aus. Hier gibt es sowohl stündlich als auch saisonal sehr starke Unterschiede im Verbrauch. Um nun die jährlichen Einnahmen abschätzen zu können, müssen für den Verbrauch Referenzkurven gebildet werden. Eine Möglichkeit ist die Unterteilung des Verbrauchs in Winter, Sommer, Peak und Off Peak. Die aus den unterschiedlichen Analysen gewonnenen Werte für die Engpassrendite, müssen dann mit der Anzahl der Stunden multipliziert werden für die sie gültig sind. Durch Summation dieser Werte kann man auf die jährlichen Einnahmen schließen. Eventuell sollte man noch berücksichtigen, dass die Leitung nicht 100% der Zeit in Betrieb ist bzw. ausgenutzt wird. Dies wird in weiterer Folge durch einen Ausnutzungsfaktor A berücksichtigt, der in der Wirtschaftlichkeitsanalyse im nächsten Kapitel zum Tragen kommt.

4.3 Wirtschaftlichkeitsanalyse der Kuppelleitung

Um zu beurteilen, ob die Investition für eine Verbindungsleitung wirtschaftlich ist, wird auf die Barwertmethode zurückgegriffen. Bei dieser dynamischen Wirtschaftlichkeitsanalyse werden die Einnahmen und Kosten in Abhängigkeit von dem Bezugszeitpunkt unterschiedlich bewertet wie in der Abbildung 21 dargestellt. Grundsätzlich dürfen nur Einnahmen bzw. Kosten, die zum gleichen Zeitpunkt auftreten, einfach summiert werden. Beträge die vor dem Bezugspunkt liegen werden aufgezinst, Beträge, die nach dem Betrachtungszeitpunkt anfallen, werden abgezinst (Haas, Nakicenovic, 2009). Damit ergibt sich die Barwertformel wie folgt dargestellt. Es wird der Barwert mit Bezugszeitpunkt Null berechnet. Zuerst werden die Investitionskosten zum Zeitpunkt Null berücksichtigt. Der zweite Term stellt die über die gesamte Laufzeit des Projekt anfallenden Einnahmen dar. Hier kommt der oben erwähnte Ausnutzungsfaktor der Leitung zum Tragen, der berücksichtigt, dass die Leitung nicht die gesamte Zeit in Betrieb ist. Dies kann aus wartungstechnischen oder aber auch aus wirtschaftlichen Gründen kurzfristig der Fall sein. Der letzte Term berücksichtigt die gesamten Wartungs- und Instandhaltungskosten, die über die Laufzeit anfallen.

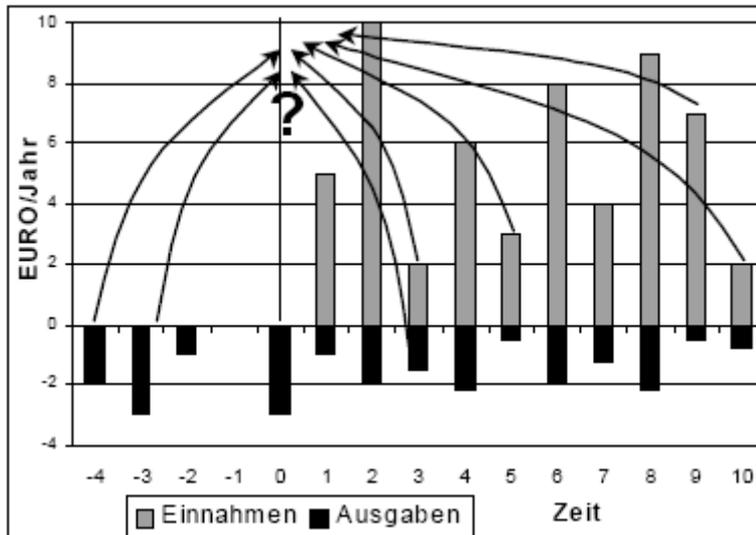


Abbildung 21: Einnahmen und Ausgaben zu verschiedenen Zeitpunkten; Quelle: (Haas, Nakicenovic, 2009)

$$NPV = -I_0 + \sum_{t=1}^{LD} \frac{TM(t) \cdot A}{(1+z)^{LD}} - \sum_{t=1}^{LD} \frac{I_0 \cdot o(t)}{(1+z)^{LD}}$$

NPV Barwert[€]

I_0 Investitionssumme zum Zeitpunkt Null [€]

LD Abschreibedauer

TM jährliche Engpassrendite[€]

z Kalkulationszinssatz

o jährlicher Wartungs- und Instandhaltungskostenfaktor[1]

A Ausnutzungsfaktor der Leitung[1]

Nimmt man vereinfachend an, dass sich die Engpassrenditen über die Jahre nicht ändern, vereinfacht sich die Formel mit dem Barwertfaktor β zu:

$$NPV = -I_0 + TM \cdot A \cdot \beta - I_0 \cdot o \cdot \beta = -I_0(1 + o \cdot \beta) + TM \cdot A \cdot \beta$$

$$\beta = \frac{(1+z)^{LD} - 1}{(1+z)^{LD} z}$$

Kommt man bei der Berechnung des Barwerts auf einen positiven Wert, ist die Investition unter den gewählten Annahmen sinnvoll. Ist der Barwert negativ, ist von der Investition abzuraten.

Diese Methode ist auch beim Vergleichen von mehreren verschiedenen Investitionsprojekten nützlich. Hier stellt das Projekt mit dem größeren Barwert die wirtschaftlich interessanteste Option dar.

Im nächsten Kapitel werden die vorgestellten Ansätze und Überlegungen auf konkrete Märkte und Investitionsprojekte angewendet.

5 Analyse der Strommärkte CWE und Nord Pool

5.1 Marktsituation in Europa

Im Folgenden soll die Marktsituation in Europa etwas genauer betrachtet und die theoretischen Erkenntnisse an praktischen Beispielen untersucht werden.

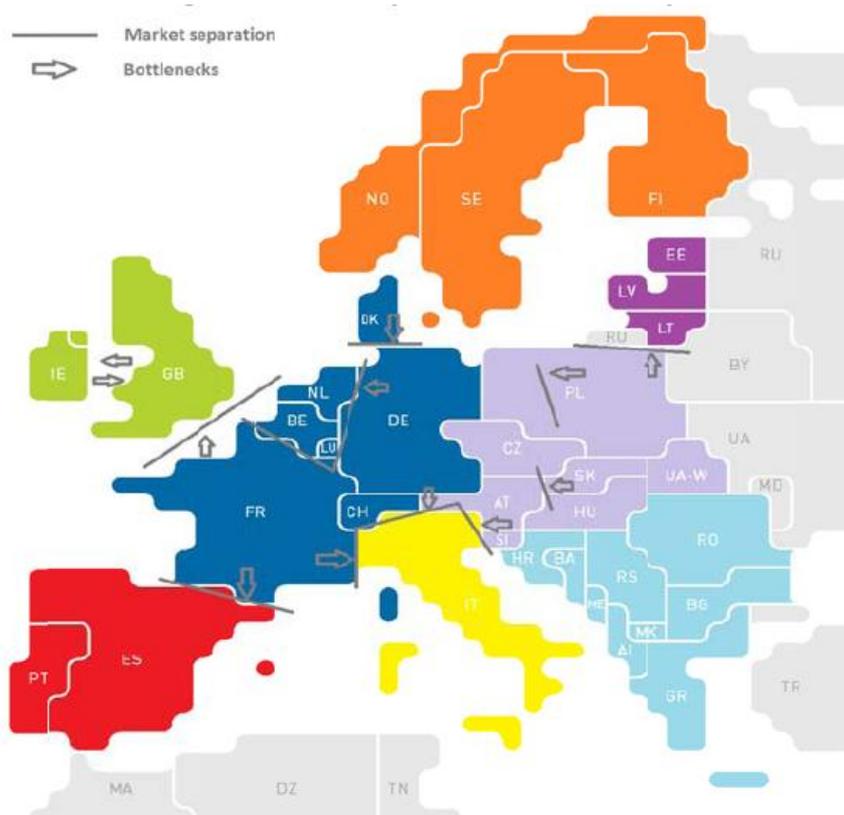


Abbildung 22: Europäische Stromsubmärkte; Quelle: (Kampff et al., 2010)

Der europäische Strommarkt teilt sich grob in sieben bis acht Submärkte auf, wobei sich diese nicht immer eindeutig trennen lassen. Diese Märkte sind:

- Central Western Europe CWE
- Central Eastern Europe CEE
- Iberian Region
- Italia
- Baltic Region
- Nord Pool
- UK/Ireland

In weiterer Folge wird näher auf den zentraleuropäischen Markt CWE bzw. auf den nordischen Markt Nord Pool eingegangen.

5.2 Genauere Analyse der Märkte CWE und Nord Pool

Der zentraleuropäische Strommarkt CWE wird nun genauer betrachtet. Zu diesem Markt lassen sich eindeutig Österreich, Deutschland, Frankreich und die Schweiz zuordnen. Auch Holland und Belgien werden oft diesem Markt zugeordnet. In diesem Marktgebiet gibt es mehrere Strombörsen, wobei die wichtigste Strombörse die EEX in Leipzig ist.

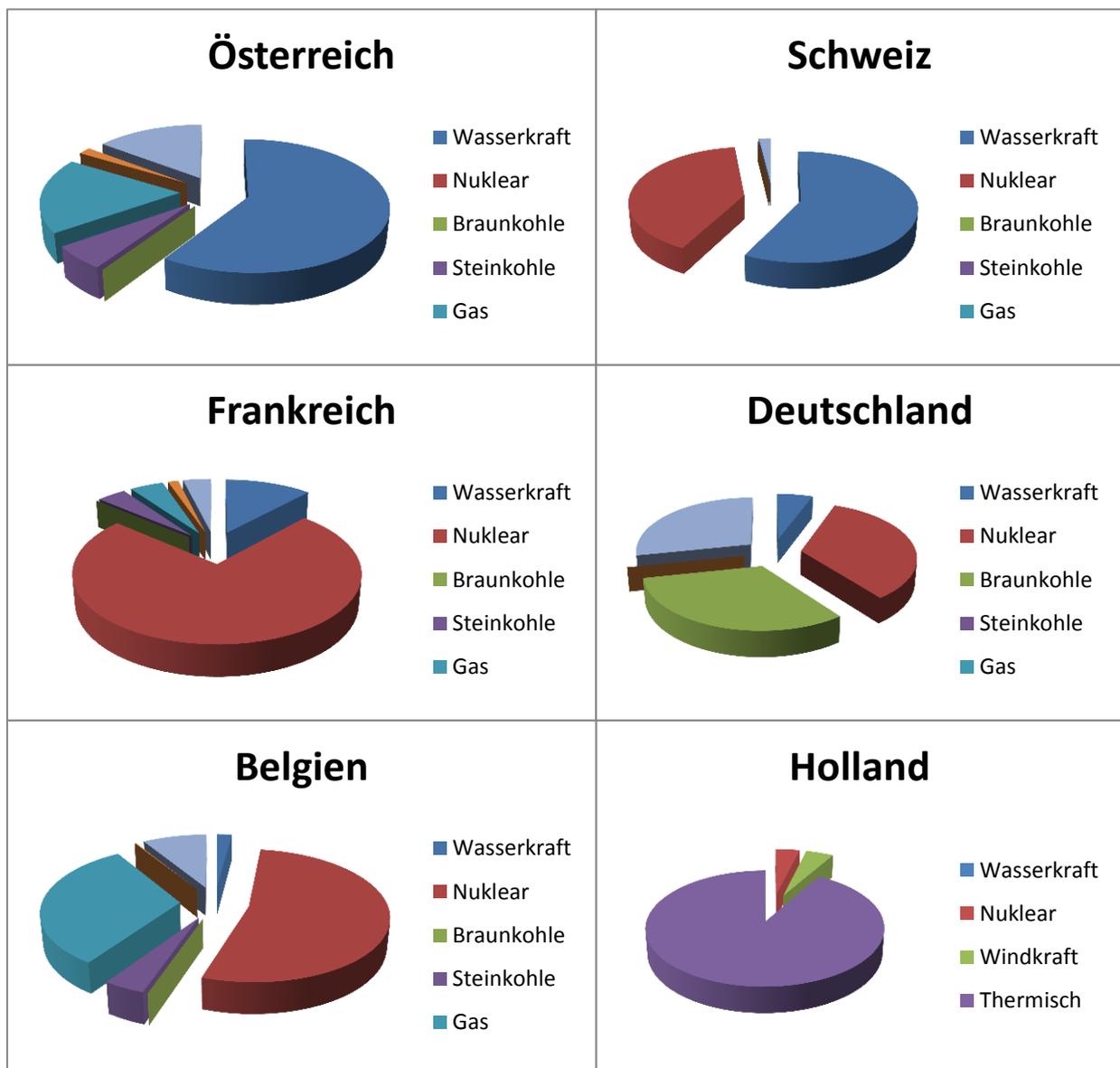


Abbildung 23: Energiemix bei der Stromerzeugung für die CWE Länder; Quelle: ENTSO-E 2009

Die Abbildung 23 zeigt den Energiemix der jährlich erzeugten Energie bei der Stromerzeugung aus den CWE Ländern. Der Energiemix der Länder Österreich und Schweiz wird vorwiegend von Wasserkraft dominiert, während Frankreich und Belgien vorwiegend auf Nukleartechnologie als Grundlasttechnologie setzen. Vor allem Frankreich hat hier eine Vorreiterrolle. Dieser hohe Anteil an Atomstrom wirkt sich auch deutlich auf den Gesamtenergiemix für den CWE Markt aus, wie man Abbildung 24 entnehmen kann. Der Anteil an Braunkohle am Gesamtenergiemix kommt fast ausschließlich aus Deutschland. Diese beiden Länder beeinflussen aufgrund ihrer Größe den Energiemix und damit auch die Angebotskurve am stärksten.

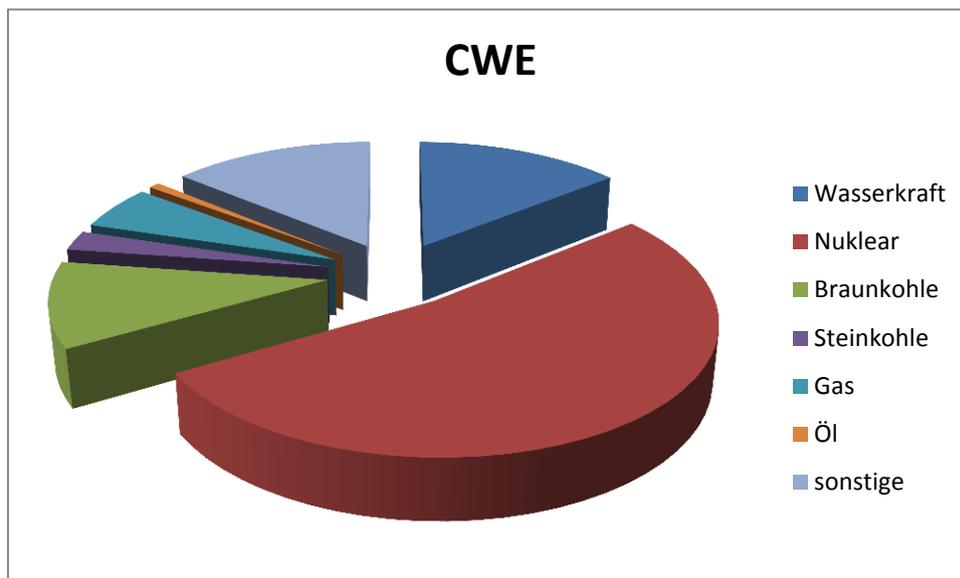


Abbildung 24: Energiemix bei der Stromerzeugung für CWE Markt; Quelle: ENTSO-E 2009

Der nordische Markt hingegen besteht aus Finnland, Schweden, Norwegen und Dänemark, wie auch die Abbildung 25 zeigt. Der Handel des nordischen Marktes wird zur Gänze an der nordischen Strombörse Nord Pool abgewickelt, die auch gleichzeitig die älteste und größte multinationale Strombörse (Gründung 1993) darstellt (Ulbig, 2010). Der Handel innerhalb des Nordpool-Marktes wird nach dem Prinzip des Market Splitting vollzogen.

Ein Blick auf die Abbildung 26 zeigt den Energiemix der skandinavischen Länder. Hier fällt auf, dass Norwegen seinen Strom fast ausschließlich aus Wasserkraft bezieht, während Dänemark, Finnland und Schweden doch größere Anteile an thermischen Kraftwerken besitzen. Vor allem Dänemark besitzt mit fast 80 Prozent einen sehr hohen Anteil an thermisch erzeugter Energie. Durch diese doch recht unterschiedliche Erzeugungsstruktur ergibt sich jedoch in Summe ein recht ausgewogener Energiemix, wie die Abbildung 27 zeigt.

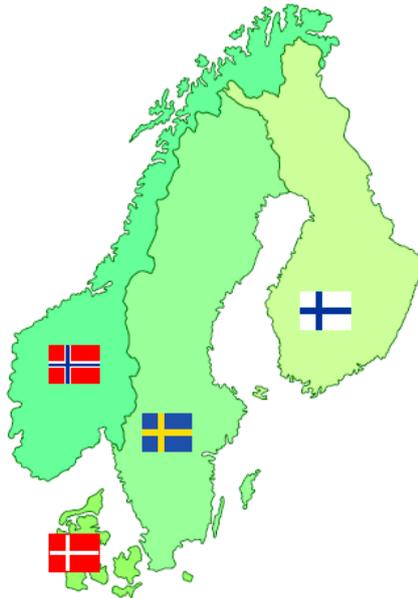


Abbildung 25: Geographische Zuordnung Nord Pool Markt; Quelle: (Ulbig, 2010)

Einen weiteren wichtigen Aspekt zeigt die Abbildung 28. Hier wird die Situation für die Jahre 1996 und 2001 miteinander verglichen. Da die Wasserkraft bzw. die thermischen Kraftwerke räumlich stark voneinander getrennt sind, gibt es in niederschlagsreichen Zeiten vorwiegend einen Lastfluss von den von Wasserkraft dominierten Gebieten in die Länder, die vorwiegend auf thermische Kraftwerke setzen. Diese Situation war zum Beispiel im Jahr 2001 der Fall. Umgekehrt jedoch muss beispielweise Norwegen seinen Strom in niederschlagsarmen Jahren aus den thermisch dominierten Teilen des Nord Pool Marktes importieren. Im Vergleich zum CWE Markt ist hier die Angebotsseite wesentlich größeren Schwankungen unterworfen, was sich natürlich auch auf die Preisstabilität auswirkt.

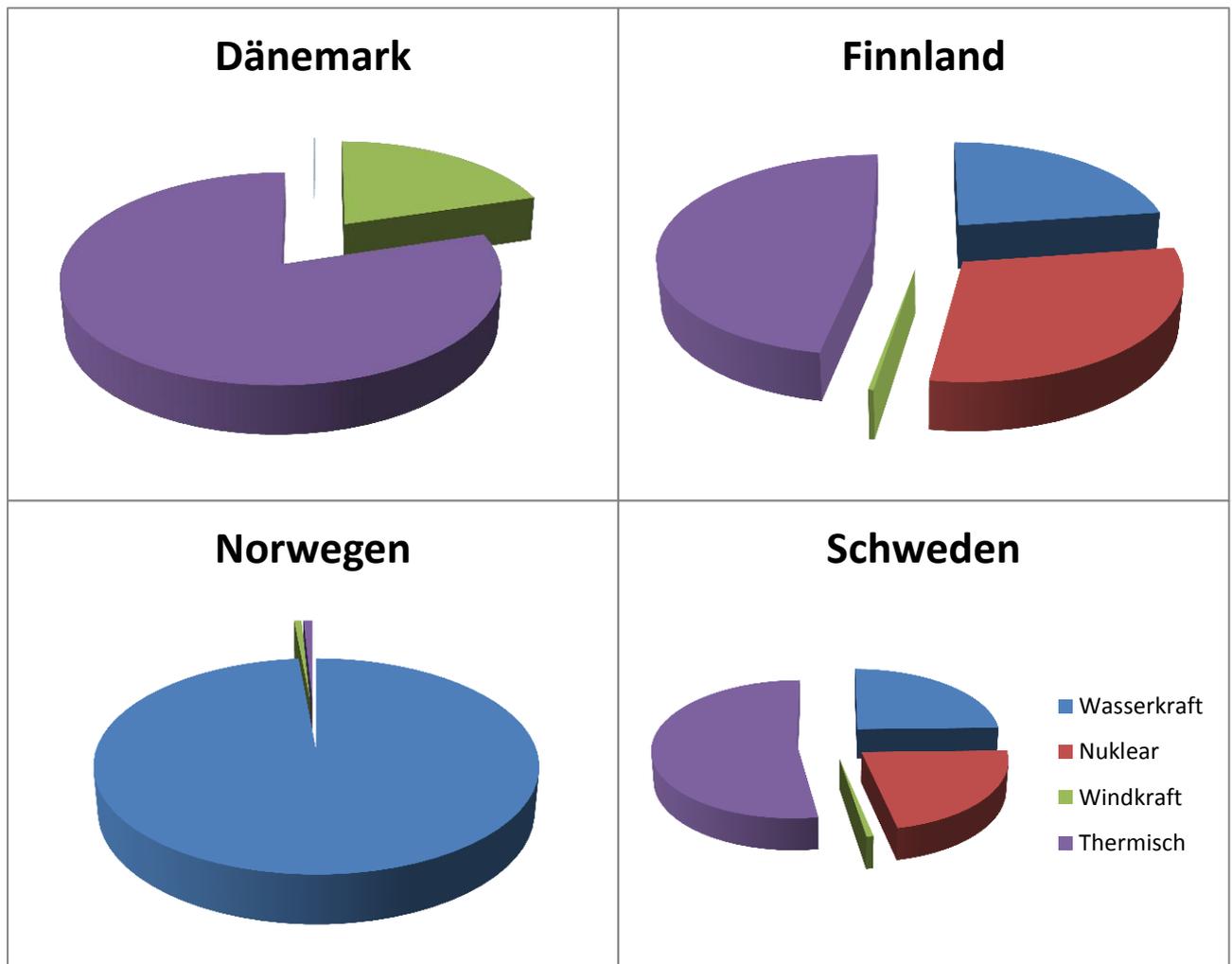


Abbildung 26: Energiemix bei der Stromerzeugung für Nord Pool Länder; Quelle: Nordel 2008

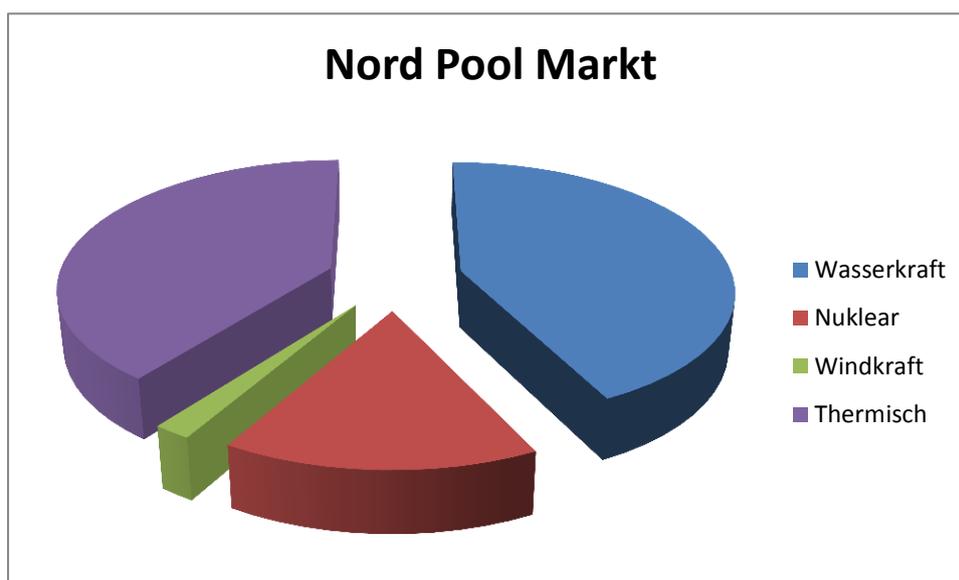


Abbildung 27: Energiemix bei der Stromerzeugung für Nord Pool Markt; Quelle: Nordel 2008

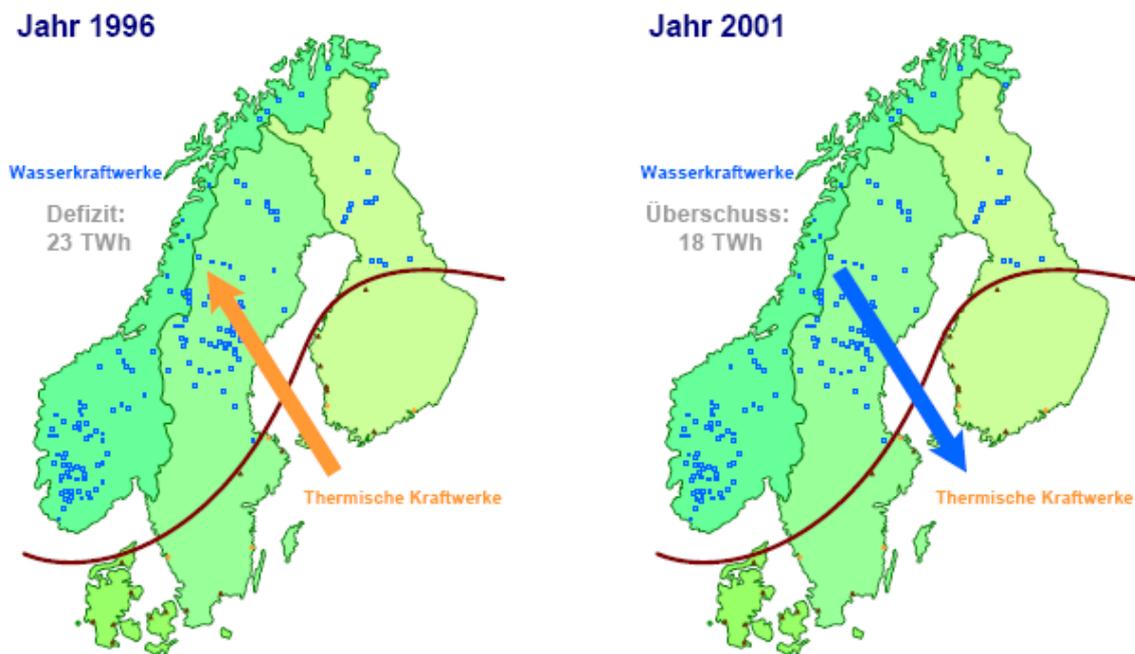


Abbildung 28: Unterschied bei niederschlagsarmen bzw. niederschlagsreichen Jahren im Nord Pool Markt; Quelle: (Ulbig, 2010)

5.3 Evaluierung und Parametrisierung der Angebotskurven

Wie bereits in Kapitel 3.2.1 gezeigt worden ist, stellt die Angebotskurve die Merit Order Kurve eines bestimmten Strommarktes dar. Diese Kurve ist maßgeblich für den Kraftwerkseinsatz in der jeweiligen Zone verantwortlich. Das Kraftwerk mit den niedrigsten Grenzkosten, das die Nachfrage abdeckt bestimmt den Marktpreis. Um nun die Angebotskurve eines Marktes konstruieren zu können, benötigt man die Grenzkosten der Produktion der jeweiligen Technologien und deren Kapazität im betrachteten Markt.

Die Stromgestehungskosten berechnen sich aus (Haas et al., 2007b):

$$C = c_{fix} + c_{var} = \frac{I_0 \cdot \alpha}{T} + \frac{c_{O\&M}}{T} + \frac{p_{prim}}{\eta} + \frac{p_{CO2} \cdot f_{CO2}}{\eta}$$

I_0 Investitionskosten[€/MW]

α Annuitätenfaktor[1/a]

$c_{O\&M}$ Wartungs- und Betriebskosten[€/MWh]

T Volllaststundenzahl[h/a]

p_{prim} Primärenergiepreis[€/MWh]

η Wirkungsgrad[1]

p_{CO_2} CO₂-Zertifikatspreis[€/tCO₂]

f_{CO_2} spezifische CO₂-Emission[tCO₂/MWh]

Dies sind die langfristigen Stromerzeugungskosten. Für die Kraftwerkseinsatzplanung sind jedoch die kurzfristigen Grenzkosten maßgeblich. Damit vereinfacht sich obige Formel zu:

$$C = c_{var} = \frac{p_{prim}}{\eta} + \frac{p_{CO_2} \cdot f_{CO_2}}{\eta}$$

Das bedeutet, dass die für die Berechnung der Kosten nur die variablen Größen Brennstoffkosten und CO₂-Kosten relevant sind.

5.3.1 Angebotskurve CWE Markt

Für die Berechnung der Brennstoff- und CO₂-kosten wurden die Werte aus der Tabelle 2 verwendet. Die Energiekosten für Kohle und Gas wurden aufgrund der geringeren Transportkosten für die Länder Holland und Belgien um 5% reduziert angenommen.

Energieträger	p_{prim} [€/MWh]	f_{CO_2} [tCO ₂ /MWh]	p_{CO_2} [€/tCO ₂]
Steinkohle	10,81	0,342	15,31
Braunkohle	6,30	0,396	15,31
Öl	37,96	0,281	15,31
Gas	16,89	0,198	15,31

Tabelle 2: Primärenergiepreise, spezifische CO₂-Emissionen und Zertifikatspreise der Energieträger; Quelle: BAFA, EEX 2009

Für die Abschätzung der Wirkungsgrade und die Kapazitäten der Technologien wurde eine Zeitreihe der Wirkungsgrade für die unterschiedlichen Technologien verwendet. Die genauen Zeitreihen finden sich im Anhang wieder. Die gesamten Ausbauleistungen der Technologien für den CWE Markt sind in Tabelle 3 zusammengefasst.

	Ausbauleistungen der Kraftwerke[MW]						Gesamt
	Österreich	Deutschland	Schweiz	Frankreich	Belgien	Holland	
Nuklear	0	20224	3155	63071	5726	453	92629
Steinkohle	1191	28435	0	7743	2005	3879	43253
Braunkohle	307	20598	0	0	0	0	20905
Öl	1501	5019	86	6727	1598	144	15075
Gas	2140	19522	212	5344	4028	12205	43450
Sonstige	320	3480	289	741	1075	2218	8123
Wasserkraft	10936	10009	12212	24310	1304	38	58809

Tabelle 3: Ausbauleistung der Kraftwerkcluster in CWE; Quelle: Nationale Statistiken, Platts, Power Plant Tracker, Stand 2005

Die berechneten Grenzkosten der Kraftwerke sind in Tabelle 4 dargestellt. Für Wasserkraft, Nukleartechnologie, sonstige thermische Kraftwerke und erneuerbare Energien wurden konstante Werte laut Tabelle 4 angenommen.

	Grenzkosten der Kraftwerke[€/MWh]						
	<1950	1950-1960	1960-1970	1970-1980	1980-1990	1990-2000	2000-2005
Nuklear	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
Steinkohle	55,32	54,69	51,75	49,36	44,56	39,61	36,32
Braunkohle	45,79	45,23	42,63	40,53	38,04	32,97	29,32
Öl	111,23	110,26	105,67	101,85	92,89	78,27	71,44
Gas	52,42	51,96	49,80	48,00	43,78	36,89	33,67
Sonstige	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
Wasserkraftwerk	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Tabelle 4: Grenzkosten der Kraftwerke im CWE Markt

Die resultierende Angebotskurve für CWE ist in Abbildung 29 dargestellt. Um eine sinnvolle Berechnung zu ermöglichen, wurden die Kapazitäten bei der Wasserkraft und Nukleartechnologie aus den jährlich erzeugten Mengen auf stündliche Werte rückgerechnet. Gerade diese beiden Technologien haben einen signifikanten Anteil am Gesamtenergiemix und die Annahme, die gesamten Kapazitäten würden genutzt, würde das Bild sehr stark verzerren. Der erste Bereich der Kurve, der den Grundlastbereich darstellt, setzt sich zum überwiegenden Teil aus Wasser- und Atomkraft zusammen, wobei der überwiegende Anteil an Atomstrom aus Frankreich kommt. Der Verlauf des Mittellastbereichs von ca. 80000MW bis 190000MW wird vor allem durch deutsche Kohlekraftwerke dominiert, während im Spitzenlastbereich vor allem thermische Kraftwerke eine Rolle spielen, die mit Öl und Gas befeuert werden.

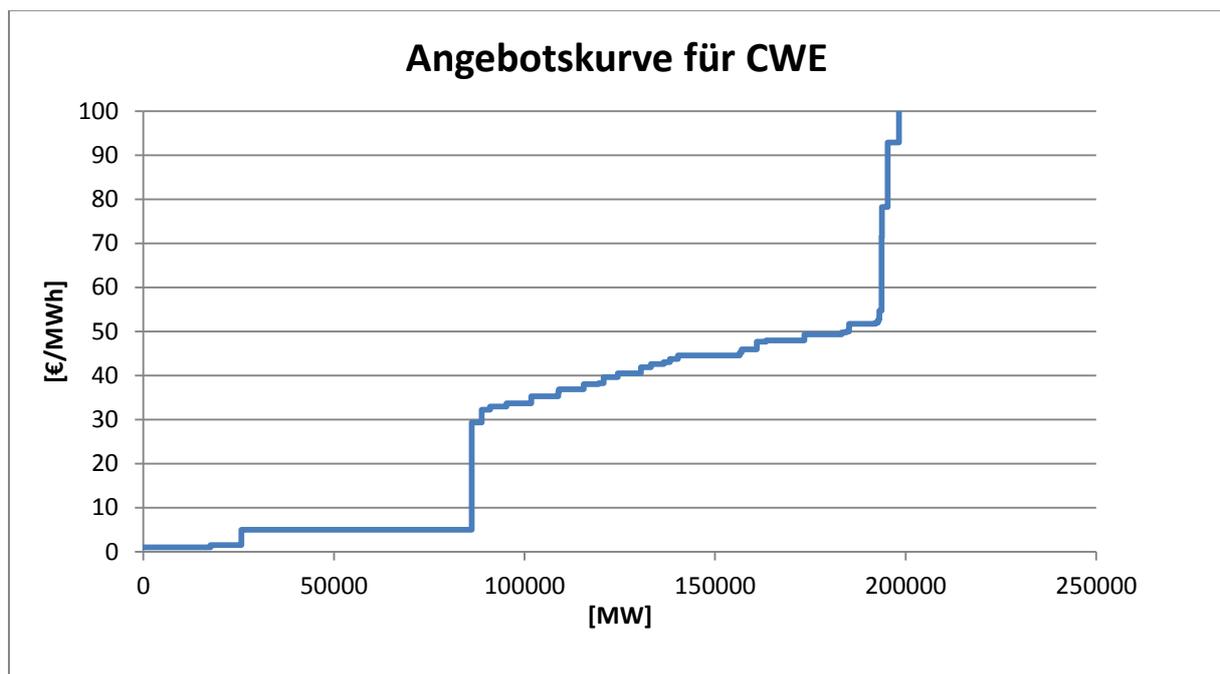


Abbildung 29: Angebotskurve für CWE

5.3.2 Angebotskurve Nord Pool Markt

Bei der Berechnung der Grenzkosten im Nord Pool Markt wurden die gleichen Werte für die Primärenergiepreise und Emissionskosten, wie für CWE aus Tabelle 2 verwendet. Für die Ermittlung der Grenzkosten standen hierbei keine genauen Zeitreihen über den Aufbau und die Wirkungsgrade zur Verfügung. Daher hat diese Angebotskurve einen nicht so stark differenzierten Verlauf wie die Kurve des CWE Marktes. Dies sollte aber in weiterer Folge nicht stören, da die Treppenkurve in weiterer Folge sowieso auch durch eine analytische Funktionen angenähert wird. Die Daten für den Kraftwerkspark wurden (Nordel, 2009) entnommen und sind in Tabelle 5 zusammengefasst.

Ausbauleistungen der Kraftwerke[MW]	
Nuklear	11584
Steinkohle	19894
Braunkohle	0
Öl	1408
GuD	3558
RES-E	4652
Wasserkraft	48776

Tabelle 5: Ausbauleistungen der Kraftwerkscluster im Nord Pool Markt; Quelle: (Nordel, 2009), Stand 2008

Auch hier musste eine Korrektur analog zum CWE Markt für den Wasser- und Atomkraftanteil vorgenommen werden. Da der Anteil der Speicherkraftwerke zum Vergleich zum CWE Markt sehr groß ist, wurden für diese Technologie Opportunitätskosten angenommen, so dass sich die Grenzkosten zu 20€/MWh einstellen. Die Werte der Wirkungsgrade für die fossilen Technologien wurden (Oranen, 2006) entnommen und sind in Tabelle 6 dargestellt.

Kraftwerkstechnologie	
Primärenergieträger	Wirkungsgrad
Kohle	0,43
Öl	0,4
Gas	0,55

Tabelle 6: Wirkungsgrade für fossile Kraftwerkstechnologien im Nord Pool Markt; Quelle: (Oranen, 2006)

Die resultierenden Grenzkosten sind in Tabelle 7 zusammengefasst.

	Grenzkosten der Kraftwerke[€/MWh]
Nuklear	5
Steinkohle	37,31
Öl	105,67
GuD	36,22
RES-E	1,5
Laufwasser	1
Speicherwasser	20

Tabelle 7: Grenzkosten der Kraftwerke im Nord Pool Markt

Damit ergibt sich der in Abbildung 30 dargestellte Verlauf der Angebotskurve für den Nord Pool Markt. Hier muss natürlich darauf hingewiesen werden, dass dieser Verlauf im Grunde genommen nur für ein bestimmtes Jahr unter den getroffenen Annahmen gültig ist. Gerade im Nord Pool Markt gibt es beim Wasserdargebot mitunter größere Schwankungen, die sich natürlich auf die Angebotskurve und damit natürlich auf die Preise auswirken.

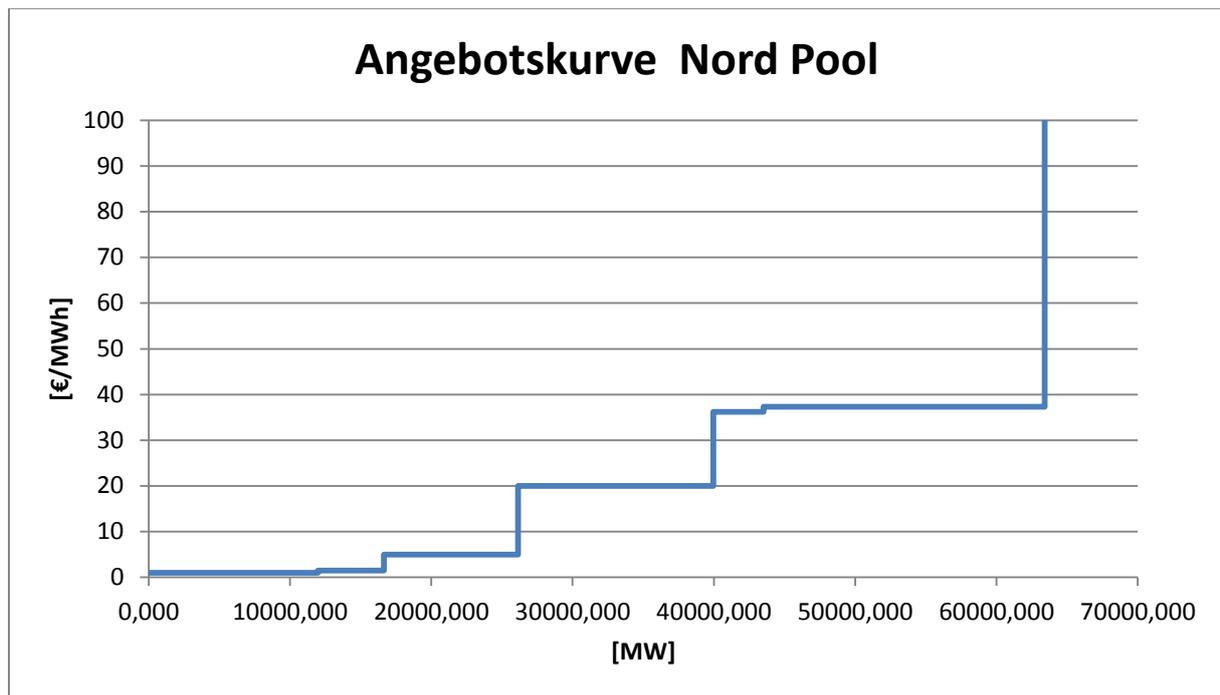


Abbildung 30: Angebotskurve für Nord Pool Markt

5.4 Evaluierung und Parametrisierung der Nachfragekurven

Für die Evaluierung der Nachfragefunktion wurde auf die stündlichen Lastwerte der einzelnen Länder des Jahres 2009 zurückgegriffen. Es wurden die Mittelwerte für die Last für vier Referenzfälle ermittelt. Es gibt jeweils einen Referenzfall für Sommer und Winter bzw. Peak und Off Peak. Für die Referenzfälle Sommer und Winter wurde der Zeitbereich von April bis September bzw. Jänner bis März und Oktober bis Dezember genauer betrachtet. Der Zeitbereich für Peak ist 8:00 bis 20:00 Uhr, die restlichen Stunden werden dem Off Peak Fall zugerechnet. Um zu den analytischen Funktionen für die Nachfrage zu kommen, wurden der Ansatz und die Werte für die Elastizitäten nach (Ellersdorfer, 2007) gewählt. Die elastische Nachfrage lässt sich demnach mit folgender Funktion beschreiben.

$$p(q) = p_{ref} \cdot \left(\frac{q}{q_{ref}} \right)^{\frac{1}{\varepsilon}}$$

Die Nachfrageelastizität ε wird für den Peak-Fall mit 0,2 festgelegt. Für den Off-Peak-Fall beträgt die Nachfrageelastizität 0,25. Mit den Werten für p_{ref} und q_{ref} wird ein Referenzpunkt im Diagramm ausgewählt. Dieser wird in Folge so gewählt, dass der Punkt geschnitten wird, der sich aus der ursprünglichen Angebotskurve bei gegebener Nachfrage ergibt.

5.4.1 Nachfrage Central Western Europe und Nord Pool

Mit den oberen beschriebenen Verfahren werden die Lastwerte aus den Referenzfällen ermittelt und sind in Tabelle 8 zusammengefasst. Bei den Werten für die Nachfrage wurde die Import-Export-Statistik miteinbezogen, da der CWE Markt eine nicht unwesentliche Menge der erzeugten Energie, vorwiegend aus Frankreich, exportiert.

	Stromnachfrage CWE 2009[MW]	
	Sommer	Winter
Peak	142900	159023
Off Peak	117384	135068

Tabelle 8: : Mittelwert der Nachfrage für die Referenzfälle am CWE Markt; Quelle: ENTSO-E, eigene Berechnungen

Tabelle 9 zeigt die Nachfragewerte für den Nord Pool Markt.

	Stromnachfrage Nord Pool 2009[MW]	
	Sommer	Winter
Peak	38269	52943
Off Peak	33061	45976

Tabelle 9: Mittelwert der Nachfrage für die Referenzfälle am Nord Pool Markt; Quelle: NORDEL, eigene Berechnungen

5.5 Parametrisierung der Kurven

Um nun zu den gewünschten analytischen Funktionen für die Angebotskurven zu kommen, wurden lineare Funktionen und Potenzfunktionen so parametrisiert, dass sie den Bereich um die Schnittpunkte aus Angebot und Nachfrage möglichst gut annähern. Die Nachfragekurven wurden gemäß Kapitel 5.4 parametrisiert. Der reale Price Cap für die Strombörsen EEX und Nord Pool liegt bei 3000€/MWh bzw. 2000€/MWh. Dieser wurde jedoch für die Analysen auf 300€/MWh begrenzt um vernünftige Werte für die Konsumentenrente zu erzielen. Dieser Wert repräsentiert eine maximale Zahlungsbereitschaft der Konsumenten. Die Angebotsfunktion für den CWE Markt lautet:

$$S(q) = 0,0002 \cdot q + 15$$

Die Nachfragefunktionen für die unterschiedlichen Referenzfälle sind in Tabelle 10 zusammengefasst.

	Winter	Sommer
Peak	$45,96 \cdot \left(\frac{q}{159022}\right)^{-\frac{1}{0,2}}$	$44,56 \cdot \left(\frac{q}{142899,8}\right)^{-\frac{1}{0,2}}$
Off Peak	$44,63 \cdot \left(\frac{q}{135067,5}\right)^{-\frac{1}{0,25}}$	$38,04 \cdot \left(\frac{q}{117384,3}\right)^{-\frac{1}{0,25}}$

Tabelle 10: Parametrisierte Nachfragefunktionen für CWE

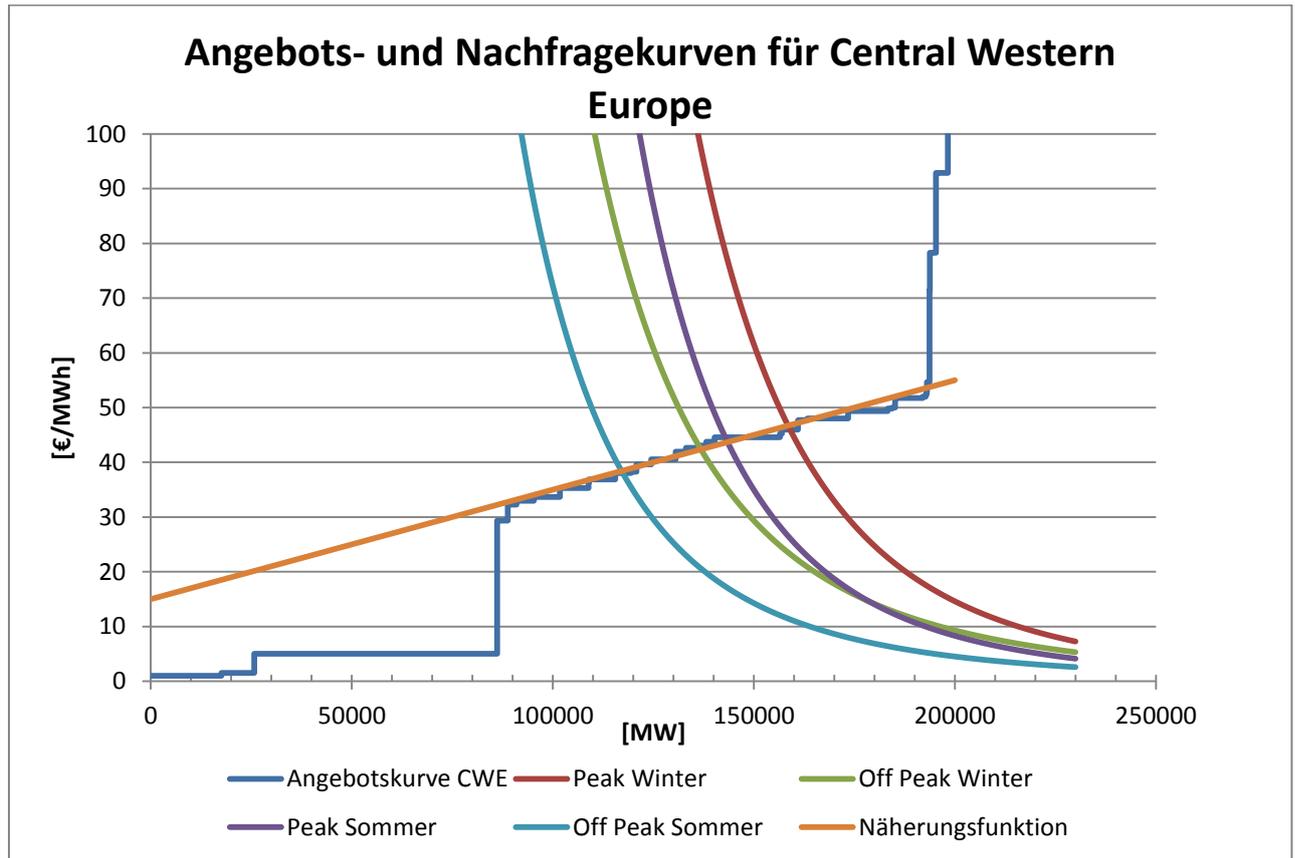


Abbildung 31: Angebots- und Nachfragekurven für CWE Markt

Sieht man sich die Nachfragekurven aus der Abbildung 31 an könnte man den Eindruck bekommen, dass sich die Grenzkosten in den unterschiedlichen Referenzfällen nur unwesentlich unterscheiden. Bei Betrachtung der stündlichen Lastwerte sieht man, dass diese über das ganze Jahr zwischen ca. 8000MW und 210000MW schwanken. Diese Werte würde man auch aus der Abbildung 31 erwarten, da sich die Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlastbereiche recht gut identifizieren lassen. Dadurch wird erkennbar, dass der stündliche Strompreis viel größeren Schwankungen unterlegen ist als dies auf den ersten Blick wirkt. Dieser schwankt, wenn man die stündlichen Spotmarktpreise an der EEX betrachtet zwischen ca. 8€ und 180€. Durch die Mittelung der Werte auf nur 4 Zeitbereiche verschwinden diese Extremwerte. Dieser Punkt kann an dieser Stelle natürlich kritisch betrachtet werden, jedoch wurde im Rahmen dieser Arbeit versucht die Analyse möglichst einfach zu halten. Um maximale Genauigkeit zu erzielen, dürfte man die Kurven auch nicht

parametrisieren und man müsste jede Stunde bezüglich der Nachfrage jeweils für sich betrachten.

Für den Nord Pool Markt wurden für den Sommer bzw. Winter jeweils unterschiedliche Funktionen verwendet um für den jeweiligen Referenzfall eine möglichst gute Näherung zu gewährleisten. Die beiden Angebotskurven sind in Tabelle 11 zusammengefasst.

	Winter	Sommer
Angebotskurven	$6 \cdot 10^{-4} \cdot q + 8$	$1 \cdot 10^{-3} \cdot q - 15$

Tabelle 11: Parametrisierte Angebotsfunktionen für Nord Pool

Die Nachfragekurven wurden analog zur oben beschriebener Vorgangsweise ermittelt und sind in Tabelle 12 zusammengefasst.

	Winter	Sommer
Peak	$37,306 \cdot \left(\frac{q}{52942,516}\right)^{-\frac{1}{0,2}}$	$44,56 \cdot \left(\frac{q}{38268,832}\right)^{-\frac{1}{0,2}}$
Off Peak	$37,306 \cdot \left(\frac{q}{45975,791}\right)^{-\frac{1}{0,25}}$	$38,63 \cdot \left(\frac{q}{33060,865}\right)^{-\frac{1}{0,25}}$

Tabelle 12: Parametrisierte Nachfragefunktionen für Nord Pool

Der graphische Zusammenhang zwischen den Angebots- und Nachfragekurven des Nord Pool Marktes ist in Abbildung 32 dargestellt.

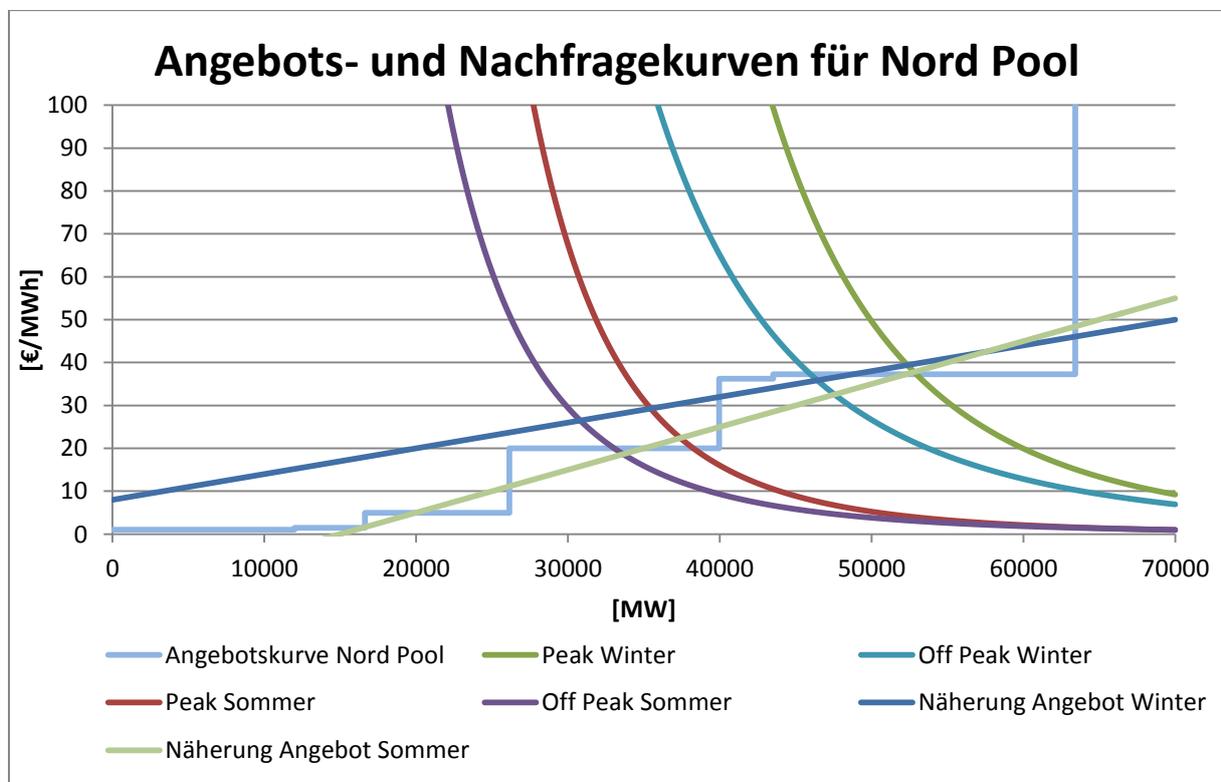


Abbildung 32: Angebots- und Nachfragekurven für Nord Pool Markt

5.6 Ermitteln des volkswirtschaftlichen und betriebswirtschaftlichen Optimums

Die Netto-Exportkurven für die Winter- bzw. Sommerreferenzfälle sind in der Abbildung 33 bzw. Abbildung 34 dargestellt. Die Netto-Exportkurven des CWE Marktes sind hier bereits gespiegelt eingezeichnet.

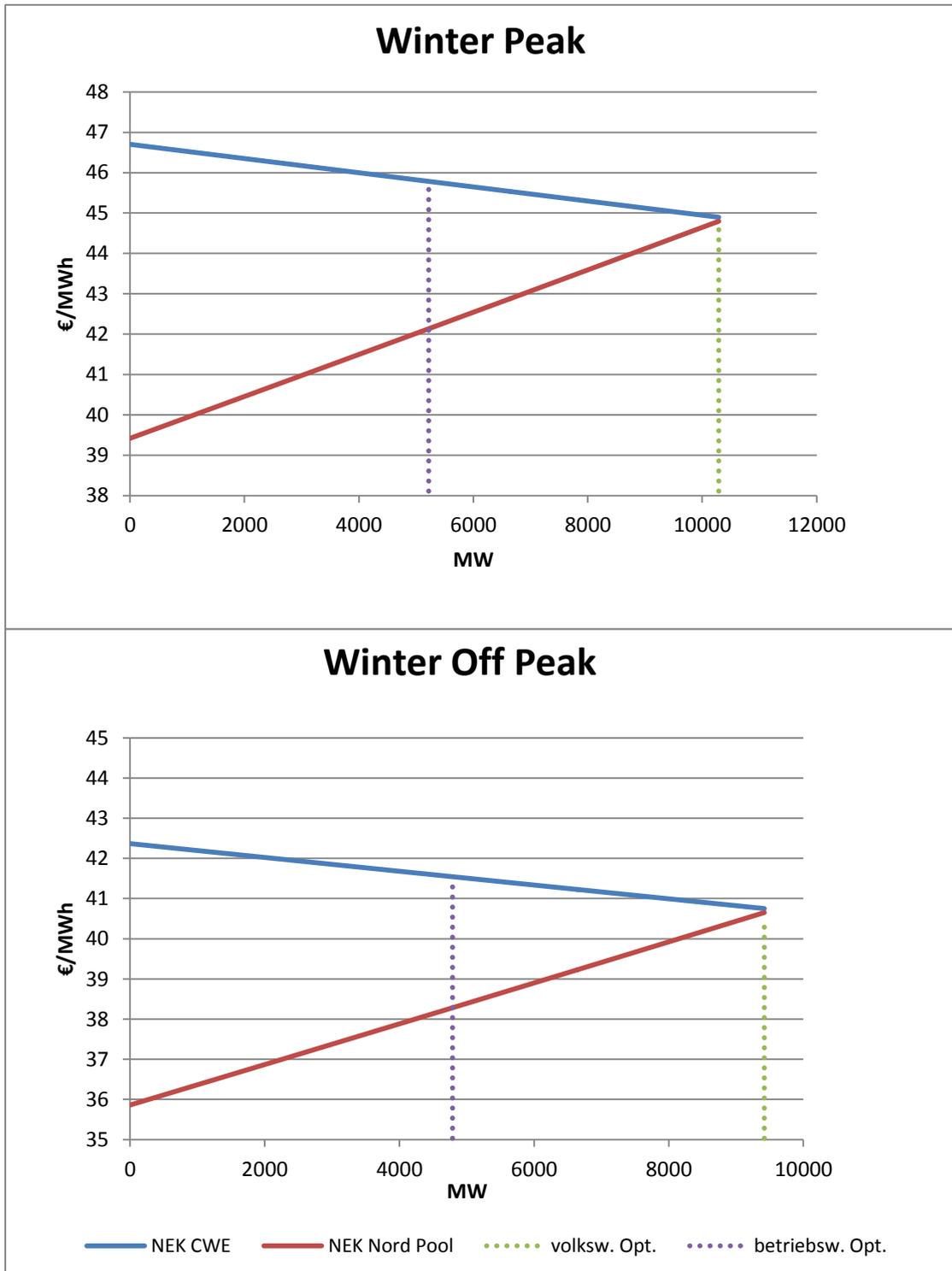


Abbildung 33: Netto-Exportkurven für die Winterreferenzfälle

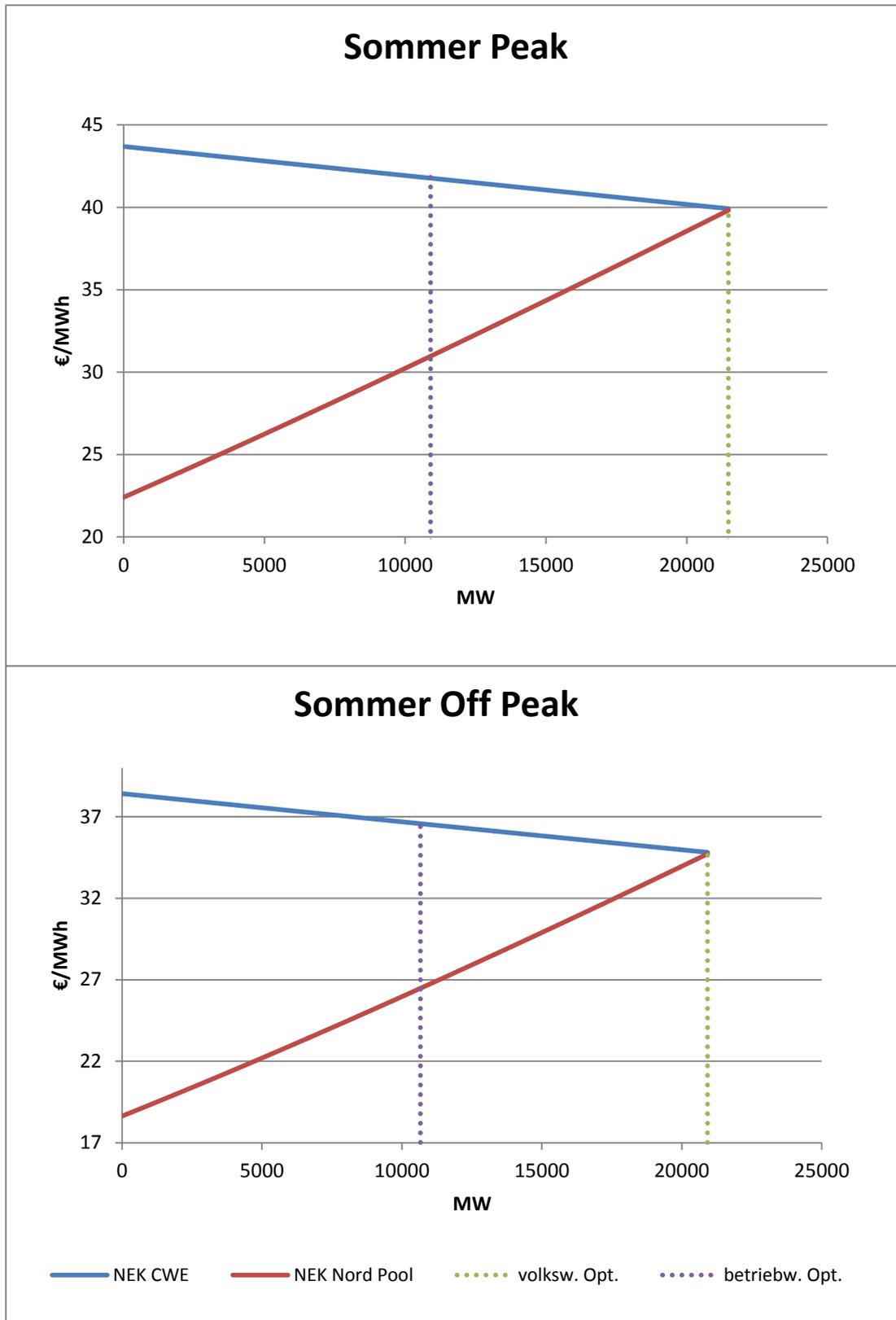


Abbildung 34: Netto-Exportkurven für die Sommerreferenzfälle

Was hierbei auffällt ist, dass man für die Sommerreferenzfälle einen deutlich höheren NTC-Wert braucht als bei den Winterreferenzfällen um das betriebswirtschaftliche Optimum zu erzielen. Das liegt vor allem am größeren Preisunterschied in den isolierten Märkten, der sich saisonal stark unterscheidet. Um sinnvolle Werte für das volkswirtschaftliche und betriebswirtschaftliche Optimum angeben zu können, wurden die Werte der 4 Analysen gemittelt. Die Resultate sind in Tabelle 13 zusammengefasst. Auch hier muss nochmals darauf hingewiesen werden, dass diese Werte von Jahr zu Jahr schwanken können. Das liegt vor allem an dem großen Wasserkraftanteil des Nord Pool Marktes. Es ergeben sich durch unterschiedliche jährliche Niederschlagsmengen Unterschiede in der Form der Angebotskurve und damit natürlich auch im Preisniveau.

	Winter Peak	Sommer Peak	Winter Off Peak	Sommer Off Peak	Mittelwert
Volkswirtschaftliches Optimum	10.290	21.480	9.420	20.920	15.528
Betriebswirtschaftliches Optimum	5.220	10.900	4.790	10.660	7.893

Tabelle 13: Volkswirtschaftliches und betriebswirtschaftliches Optimum bei den 4 Referenzfällen (Alle Werte im MW)

5.7 Aktuelle Situation zwischen CWE und Nord Pool

In diesem Kapitel wird versucht den aktuellen Ausbaustand der Verbindungsleitungen zwischen dem CWE Markt und dem Nord Pool Markt darzustellen. Zählt man die NTC Werte der Verbindungsleitungen zwischen CWE Markt und Nord Pool zusammen, ergeben sich folgende Werte (ENTSO-E, 2011):

CWE->Nord Pool[MW]	Nord Pool->CWE[MW]
2850	3395

Tabelle 14: Extrapolierte NTC Werte zwischen CWE und Nord Pool Markt für einen Spitzenlastreferenzfall; Quelle: ENTSO-E 2011

Es wird von Seiten ENTSO-E ausdrücklich darauf hingewiesen, dass die einzelnen NTC Werte nicht einfach aufsummiert werden dürfen. Es handelt sich hierbei um typische Referenzwerte aus einem Werktag im Spitzenlastzeitbereich. Die tatsächlichen NTC Werte unterliegen sehr vielen technischen Restriktionen, die aus den Netzen vorgegeben sind. Deshalb können diese Werte in der Praxis auch durchaus kleiner sein als hier angegeben. Dies soll hierbei jedoch nicht stören, da es hier um einen einfachen groben Vergleich zwischen den aktuellen Werten und den aus der betriebswirtschaftlichen Analyse gewonnenen Werten geht.

Vergleicht man nun die Werte aus der Tabelle 14 mit denen aus Tabelle 13 wird klar, dass die tatsächlichen Werte deutlich kleiner als die aus der Analyse gewonnenen Werte sind. Daraus lässt sich ableiten, dass für die Zukunft noch ein beträchtliches Ausbaupotential für Verbindungsleitungen zwischen CWE und Nord Pool vorhanden ist.

5.8 Einfluss der Kapazität auf Konsumenten- und Produzentenrente

Eine interessante Fragestellung ist natürlich: Wie wirkt sich eine Kopplung der Märkte auf Konsumenten-, Produzentenrente und Gesamtwohlfahrt aus? Um diese Frage zu beantworten wurden die jeweiligen Beiträge aus den 4 Analysen genauer betrachtet. Die Abbildung 35 zeigt wie stark sich die unterschiedlichen Renten durch eine vollständige Kopplung der Märkte ändern. Im CWE Markt ändert sich aufgrund der doch recht flachen Angebotskurve aus Abbildung 31 wenig. Im Nord Pool Markt ändert sich wesentlich mehr, vor allem auf der Produzentenseite. Dies hat den Grund, dass die Kurven im Nord Pool Markt doch deutlich steiler verlaufen als im CWE Markt. Dies führt bei Verschiebungen der Kurven zu deutlich größeren Abweichungen. Dieser Sachverhalt ist in der Abbildung 36 dargestellt. Hier wird der Referenzfall Sommer Peak betrachtet. In beiden Märkten werden Kurven um die gleiche Leistung verschoben, jedoch im Nord Pool Markt sind die Auswirkungen viel größer. Dies ist auch intuitiv dahingehend einleuchtend, weil der Nord Pool Markt eine deutlich geringere Größe hat als der zentraleuropäische Markt. Ein Blick auf die Tabelle 8 und Tabelle 9 zeigt, dass die Nachfrage im Mittel im Nord Pool Markt nur etwa ein Drittel der Nachfrage des CWE Marktes beträgt. Dementsprechend wird auch deutlich weniger Energie erzeugt. Aufgrund der geringeren Marktgröße reagiert dieser Markt viel sensibler auf die Exporte oder Importe als der CWE Markt.

Ein Blick auf die Abbildung 35 zeigt außerdem, dass die Stromproduzenten im Nord Pool Markt ein größeres Interesse haben als die Produzenten im CWE Markt, da hier die Produzentenrente doch deutlich gesteigert werden kann.

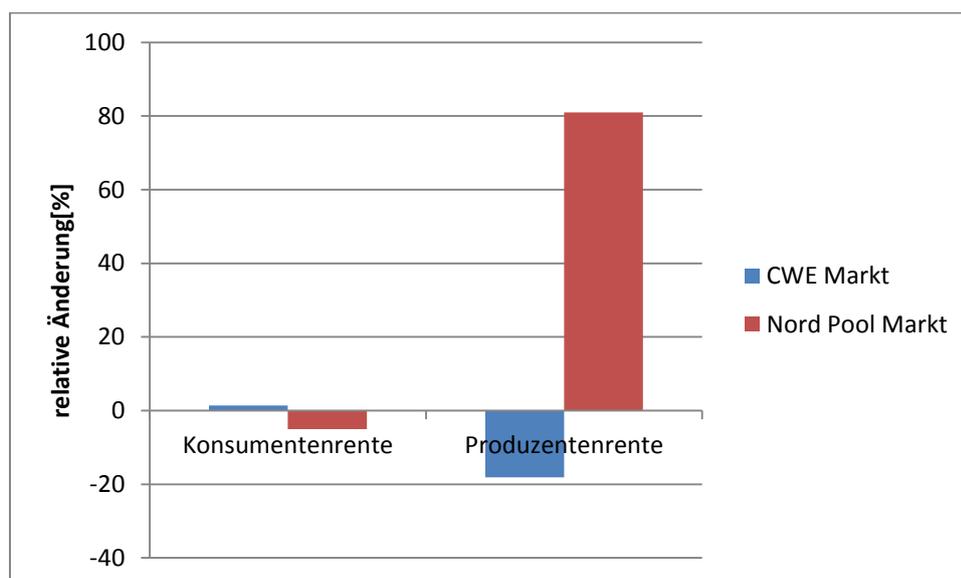


Abbildung 35: Relative Änderung von Konsumenten- Produzentenrente durch vollständige Kopplung der Märkte

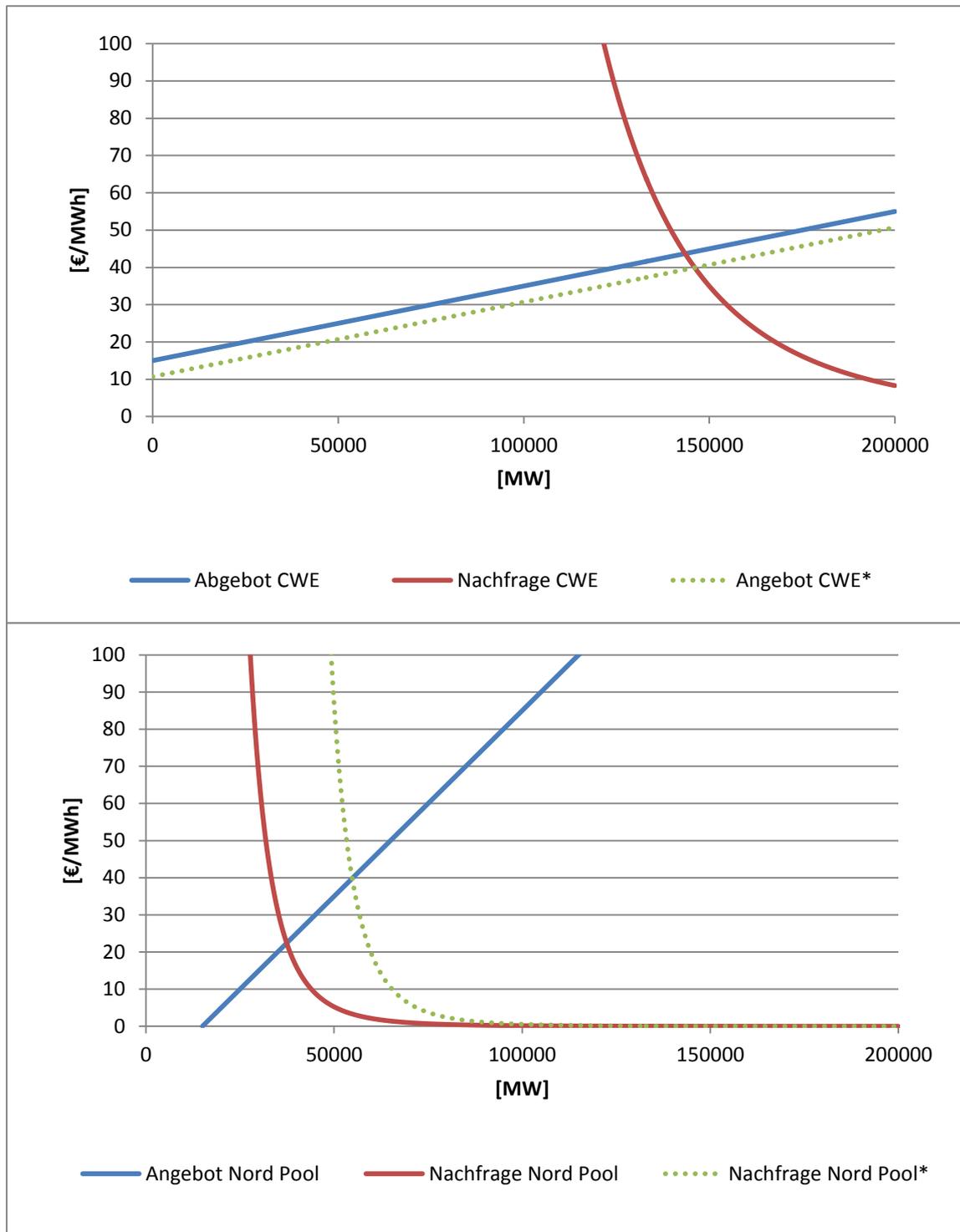


Abbildung 36: Einfluss auf Schnittpunkte bei vollständiger Kopplung bei CWE und Nord Pool Markt

5.9 Einfluss der Kapazität auf Preiseffekte

Eine interessante Fragestellung ist die nach der Preisveränderung bei betriebswirtschaftlichem Optimum zwischen CWE und Nord Pool Markt. Die Abbildung 37 und Abbildung 38 zeigen die Veränderungen des Preisniveaus in absoluten und relativen Zahlen. Auch hier sieht man ganz deutlich, dass die Auswirkungen im Nord Pool Markt deutlich stärker sind als im CWE Markt. Dies lässt sich auch hier mit der Argumentation aus dem Kapitel 5.8 erklären. Weiters fällt hier auf, dass die Preisunterschiede zu den isolierten Märkten in den Sommermonaten deutlich größer ausfallen als in den Wintermonaten. Dies liegt in erster Linie an der kleineren Steigung der Angebotskurve für den Nord Pool Markt im Winter.

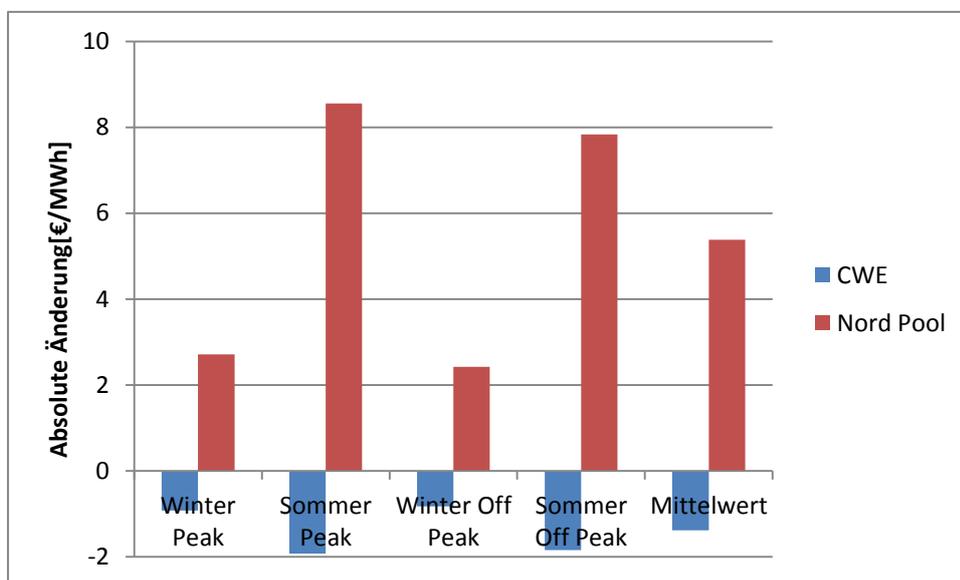


Abbildung 37: Absolute Preisveränderung in den Märkten CWE und Nord Pool bei betriebswirtschaftlichen Optimum

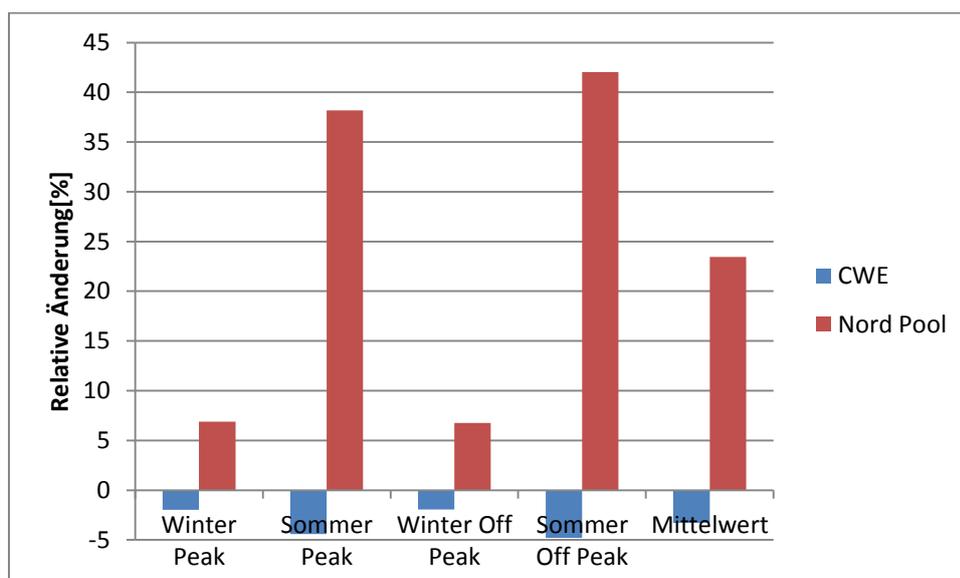


Abbildung 38: Relative Preisveränderung in den Märkten CWE und Nord Pool bei betriebswirtschaftlichen Optimum

5.10 Ermitteln der Engpassrendite

Ein wichtiger Punkt, um die potentiellen Einnahmen von internationalen Verbindungsleitungen abschätzen zu können, ist die Ermittlung der jährlichen Engpassrendite einer solchen Leitung. Um diese zu ermitteln, müssen die stündlichen Engpassrenditen eines Jahres aufsummiert werden. Die oben beschriebenen Referenzfälle stehen stellvertretend für die Marktsituation innerhalb einer Stunde in einem definierten Zeitbereich. Um nun zu den jährlichen Engpassrenditen zu kommen, müssen die Werte der Engpassrendite für jeden Referenzfall mit 2190 (Jahresstunden durch vier) multipliziert werden. Die Tabelle 15 fasst die Resultate der Analyse zusammen. Durch eine betriebswirtschaftlich optimale Kopplung der beiden Märkte ließen sich theoretisch jährliche Einnahmen von ca. 570 Millionen € lukrieren. Es muss jedoch berücksichtigt werden, dass dieser Wert in der Realität sicher niedriger ist. Einerseits können Verbindungsleitungen nicht ständig genutzt werden und andererseits wird bei den Versteigerungen der Kapazitätsrechte nicht immer der höchstmögliche Preis erzielt. Doch zeigt dieser Wert, dass hier noch ein beträchtliches Ausbaupotential vorhanden ist und dass in den nächsten Jahren wahrscheinlich noch einige Infrastrukturprojekte geplant werden. Es muss natürlich auch hier darauf hingewiesen werden, dass diese Summe direkt von den Preisunterschieden in den jeweiligen Märkten abhängt und, dass diese keineswegs als konstant angesehen werden können.

	Winter Peak	Sommer Peak	Winter Off Peak	Sommer Off Peak	Summe
Betriebswirtschaftliches Optimum[MW]	5220	10900	4790	10660	
Engpassrendite[€]	41.739.341	257.963.479	34.218.503	235.698.170	569.619.493

Tabelle 15: Potentielle jährliche Engpassrendite für CWE und Nord Pool

Im nächsten Kapitel wird versucht anhand der ermittelten Marktdaten eine Wirtschaftlichkeitsanalyse eines konkreten Kabelprojekts durchzuführen.

6 Wirtschaftlichkeitsanalyse NorNed-Interconnector

Hier werden die marktwirtschaftlichen Auswirkungen einer internationalen Verbindungsleitung zwischen dem nordischen Markt und dem zentraleuropäischen Markt näher untersucht.

6.1 Empirische Analyse NorNed⁴

Zur genaueren Analyse wurde der NorNed-Interconnector zwischen Holland und Norwegen herangezogen. Diese Verbindungsleitung ist eines der größten Projekte der letzten Jahre. Die Leitung wird als 450kV HGÜ seit Mai 2008 zwischen Fedafjorden(Norwegen) und Eemshaven(Holland), wie in Abbildung 39 dargestellt, betrieben. Er stellt mit einer Länge von 580km den weltweit längsten Untersee HGÜ-Interconnector dar. Die Übertragungskapazität beträgt 700MW und er kann durch entsprechende Umrichtereinstellungen in beide Richtungen betrieben werden. Die ersten Pläne zur Realisierung dieser Leitung datieren bereits aus dem Jahr 1991. Ursprünglich sollte eine 600 MW Leitung von Statkraft und NEA errichtet werden. Durch den Liberalisierungsprozess wurde dieses Projekt dann jedoch auf Eis gelegt. Einige Jahre später kam wieder Bewegung in den Planungsprozess, weil es von den beiden Übertragungsnetzbetreibern Statnett und TenneT wieder aufgegriffen wurde. Die Genehmigung für dieses Projekt erfolgte 2004. Die Bauzeit erstreckte sich von 2006 bis 2008. Am 5. Mai 2008 wurde die erste Kapazitätsversteigerung durchgeführt.



Abbildung 39: Verlauf und Querschnitt des NorNed-Kabels; Quelle: (Statnett, TenneT, 2008), (Johnstone, 2009)

⁴ Basierend auf Fakten und Daten aus (Statnett, TenneT, 2008), (Nacht et al., 2011) und ABB

Die Abbildung 40 zeigt den Energiemix der Länder Holland und Norwegen bei der Stromerzeugung grob in Nukleare, Thermische, Wasserkraft und Windkraftanteile aufgeteilt. Bereits hier wird deutlich, wie günstig es ist, diese Märkte zu koppeln. Norwegen bezieht seinen Strom nahezu ausschließlich durch Wasserkraft, während der holländische Markt durchwegs durch thermische Kraftwerke dominiert ist. In niederschlagsreichen Jahren kann Norwegen seinen Strom günstig nach Holland verkaufen. Gleichzeitig sichert sich Norwegen in niederschlagsarmen Zeiten gegen hohe Strompreise ab.

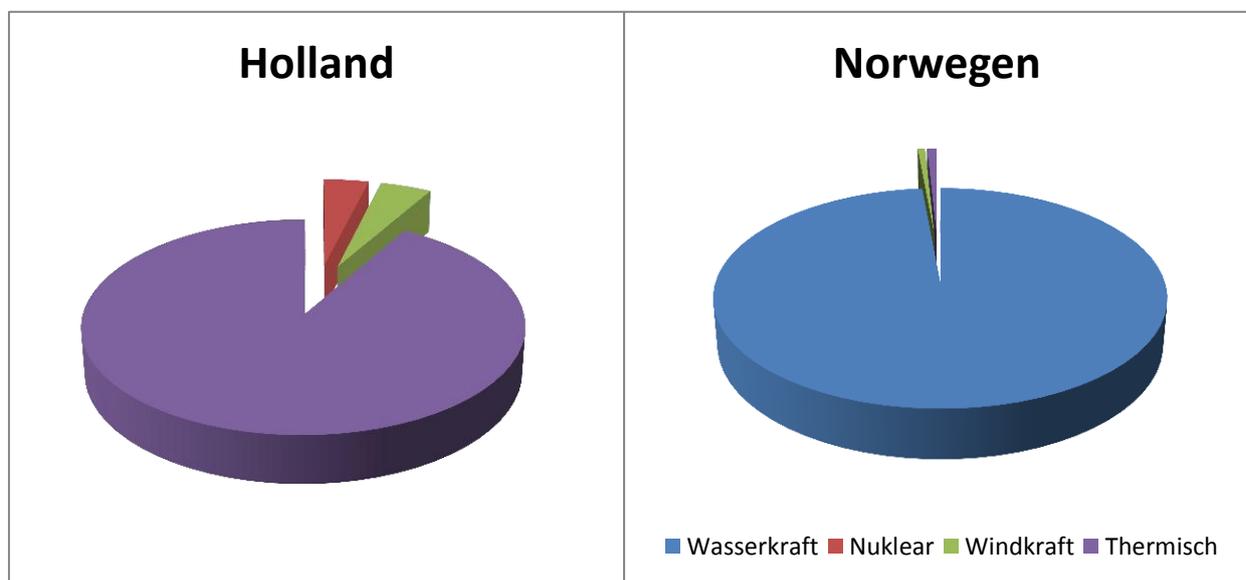


Abbildung 40: Energiemix von Holland und Norwegen; Quelle: ENTSO-E, NORDEL

Ein weiterer synergetischer Effekt kann durch die Tagesverläufe der Stromnachfrage für Sommer und Winter erkannt werden. Die Abbildung 41 und Abbildung 42 zeigen die Verläufe exemplarisch für einen bestimmten Sommer- bzw. Wintertag. Was hier auffällt ist, dass der Unterschied in der Nachfrage zwischen Sommer und Winter in Norwegen deutlich größer ausfällt als in Holland. Die Stromnachfrage ist in Norwegen in den Sommermonaten sehr gering. Das bedeutet, dass Norwegen sein Überangebot gewinnbringend nach Holland verkaufen kann. In den Wintermonaten sieht die Situation etwas anders aus. Der Stromverbrauch in Norwegen steigt stark an, was zu einer Preisannäherung zwischen den beiden Märkten führt, was sich auch mit den Resultaten aus Kapitel 5.5 gut deckt. Weiters sind die Schwankungen innerhalb eines Tages in Norwegen nicht so groß wie in Holland. Während die Stromnachfrage in Norwegen in den Nachtstunden hoch bleibt, sinkt sie in Holland deutlicher ab. Daher wird vor allem in den Nachtstunden in den Wintermonaten Strom vom thermisch dominierten Markt in Holland nach Norwegen verkauft, während in den restlichen Stunden der Energiefluss in die andere Richtung geht. Diese speziellen

stündlichen Effekte werden im theoretischen Modell jedoch nicht berücksichtigt, was an dieser Stelle durchaus kritisch angemerkt werden kann. Ein weiterer Punkt ist, dass die Länder Holland und Norwegen im theoretischen Modell als vollständig in die Märkte CWE und Nord Pool eingebunden behandelt werden, was natürlich nicht hundertprozentig der Fall ist, da es auch unter den Ländern einen geringen Preisunterschied gibt.

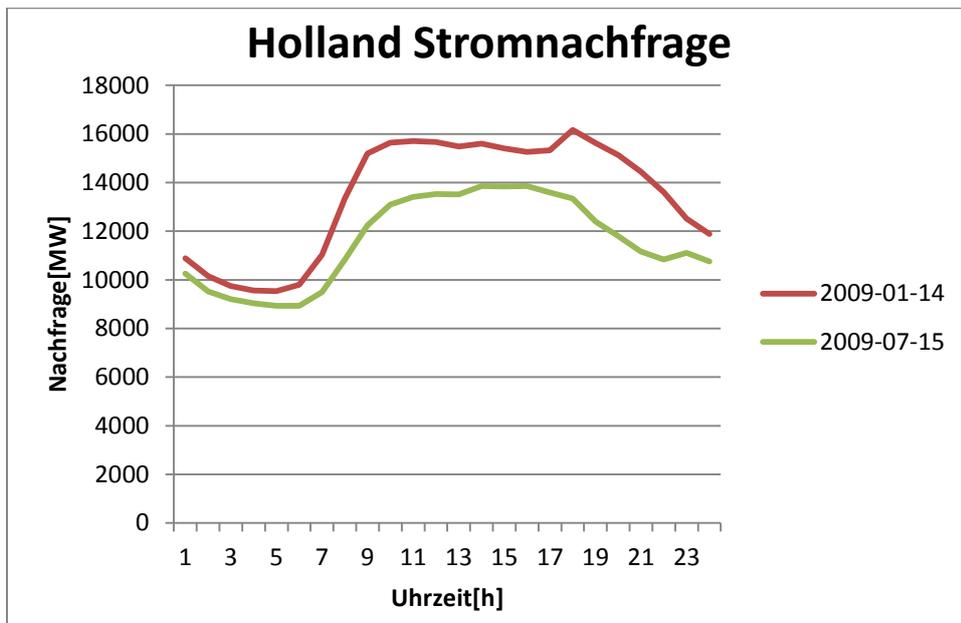


Abbildung 41: Tagesverläufe der Stromnachfrage für Sommer und Winter in Holland; Quelle: ENTSO-E

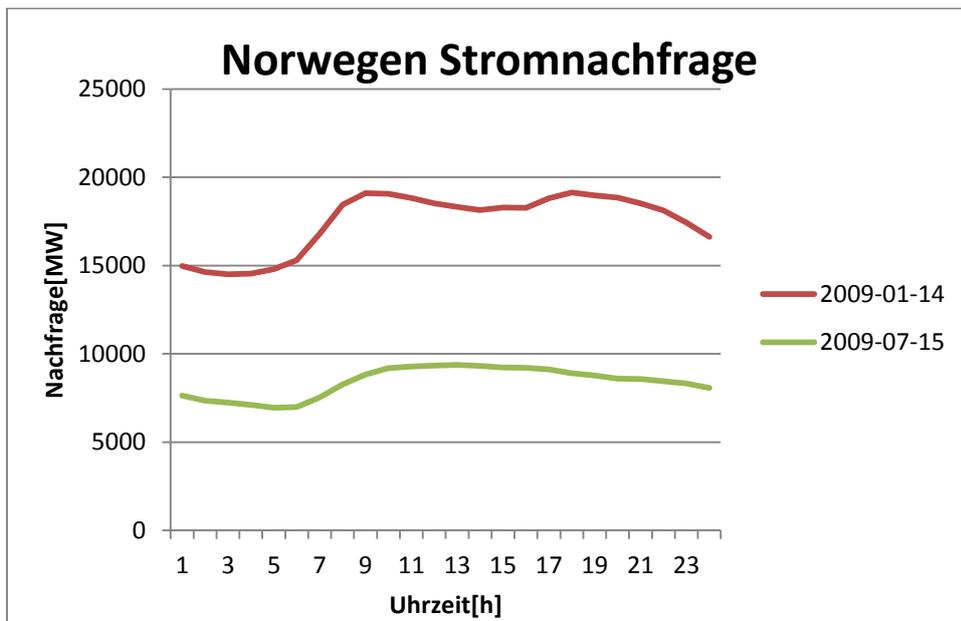


Abbildung 42: Tagesverläufe der Stromnachfrage für Sommer und Winter in Norwegen; Quelle: Nordel

Ein weiterer wichtiger Punkt sind die realen Kosten des NorNed-Projektes. Diese werden von den Betreibern mit 600 Millionen € angegeben (Statnett, TenneT, 2008).

Weiters wurde versucht die jährlichen realen Einnahmen zu bestimmen, die diese Verbindungsleitung einbringt. Dazu wurden die stündlichen Leistungswerte aus dem Jahr 2009 herangezogen und mit den Auktionsergebnissen multipliziert. Die Summe dieser Werte stellt mit 56.598.112€ die Engpassrendite für das Jahr 2009 dar⁵.

Im nächsten Kapitel wird nun versucht die Kosten und die Einnahmen mit den theoretischen Ansätzen dieser Arbeit zu ermitteln und mit den realen Werten zu vergleichen.

6.2 Theoretische Analyse NorNed

In diesem Kapitel werden die Methoden und Analysen, die in der Arbeit zusammengefasst sind, auf das NorNed-Kabel angewendet. Anhand der Ergebnisse kann abgeleitet werden, wie stark sich die Vernachlässigungen und Näherungen auf das Ergebnis auswirken.

6.2.1 Kostenanalyse

Um die Kosten abzuschätzen wird auf die Gesamtkostenformel aus Kapitel 4.1.1 zurückgegriffen.

$$C = \eta\lambda(\phi K + v)KL + \omega K$$

η	λ	$\phi[\text{€/MW}^2\text{km}]$	$v[\text{€/MWkm}]$	$K[\text{MW}]$	$L[\text{km}]$
1,25	1,1	-0,447	1007	700	580

Tabelle 16: Parameter für Berechnung der Investitionskosten von NorNed; Quelle: (de Jong, 2006)

Die Tabelle 16 fasst die Parameter zusammen mit denen die Gesamtkosten berechnet wurden. Mit diesen Werten ergeben sich die Gesamtkosten zu 563Mio€. Dieser Wert stellt eine gute Näherung der realen Kosten dar, die mit ca. 600Mio€ (Statnett, TenneT, 2008) beziffert werden.

⁵ Quelle: www.norned-auction.org

6.2.2 Abschätzung der Einnahmen

Um die jährlichen Einnahmen des NorNed-Interconnectors abschätzen zu können, wird auf die Simulationsergebnisse mit optionalem Szenario bei 700MW zurückgegriffen. Die Engpassrenditen für die jeweiligen Referenzzeiträume sind in Tabelle 17 zusammengefasst.

Engpassrendite[€]				
Winter Peak	Sommer Peak	Winter Off Peak	Sommer Off Peak	Summe
10.423.407	31.631.765	9.251.928	29.383.206	80.690.306

Tabelle 17: Theoretische jährliche Engpassrenditen aus NorNed-Interconnector

Um dieses Resultat zu kontrollieren, wurden diese Werte mit den tatsächlichen Einnahmen des Jahres 2009 verglichen. Im Jahr 2009 wurden Engpassrenditen im Wert von 56.598.112€ erzielt. Berücksichtigt man, dass die Leitung nicht die ganze Zeit in Vollbetrieb ist z.B.: durch Wartungsarbeiten und dass der theoretisch erzielbare Preis etwas über dem realen Auktionsergebnis liegt, stellt auch dieser Wert eine brauchbare Näherung dar. Es wird daher in den weiteren Wirtschaftlichkeitsanalysen zur Abschätzung der Einnahmen ein Ausnutzungsfaktor der Leitung von $A=0,96$ berücksichtigt (de Jong et al., 2006).

6.2.3 Wirtschaftlichkeitsanalyse

In diesem Kapitel wird der Barwert, der oben beschriebenen Investition, unter verschiedenen Annahmen berechnet und analysiert. Zur Berechnung des Barwerts wird die Barwertformel aus Kapitel 4.3 verwendet.

$$NPV = -I_0 + \sum_{t=1}^{LD} \frac{TM(t) \cdot A}{(1+z)^{LD}} - \sum_{t=1}^{LD} \frac{I_0 \cdot o(t)}{(1+z)^{LD}}$$

Tabelle 18 zeigt die gewählten Parameter, die für die Berechnung gewählt wurden. Die Wahl der Lebensdauer wurde mit 25 Jahren eher konservativ geschätzt. Normalerweise liegt die Lebensdauer einer solchen Leitung zwischen 20 und 50 Jahren.

I_0 [€]	TM[€]	A	z[%]	LD[a]	o
562.481.325	80.690.306	0,96	7	25	0,03

Tabelle 18: Parameter für Barwertanalyse für NorNed-Projekt; Quelle: (de Jong et al., 2006), eigene Berechnungen

Mit den gewählten Parametern ergibt sich ein Barwert von 143.588.933€. Dieser doch recht große Wert spricht deutlich für eine solche Investition, jedoch dürfen die großen Unsicherheiten, die bei der Preisentwicklung auftreten, nicht vernachlässigt werden.

6.2.4 Parametervariation, Sensitivitätsanalysen

Im letzten Kapitel wurde gezeigt, dass die Investition in den NorNed-Interconnector unter den getroffenen Annahmen wirtschaftlich ist. In diesem Kapitel geht es darum mögliche Risiken aufzuzeigen, die sich bei der Investition in ein solches Großprojekt ergeben.

6.2.4.1 Variation der Engpassrendite

Eines der größten Risiken bei der Abschätzung der Wirtschaftlichkeit von internationalen Kuppelleitungen entsteht durch die Preisunsicherheit. Da die Erlöse direkt von den Preisunterschieden in den gekoppelten Ländern abhängig sind, gibt es hier eine relativ große Unsicherheit, die sich natürlich auch bei der Bewertung im Vergleich zu anderen Investitionsprojekten negativ auswirkt. Im Prinzip muss man das Preisniveau am Strommarkt für die gesamte Laufzeit abschätzen, was die Hauptschwierigkeit darstellt. Es wird nun in weiterer Folge untersucht, wie sich Schwankungen bei den Erlösen auf die Wirtschaftlichkeit dieses konkreten Beispiels auswirken. Den Einfluss der unterschiedlichen Engpassrenditen auf den Barwert der Investition, zeigt die Abbildung 43. Sinken die jährlichen Erlöse unter 68 Millionen €, wird der Barwert negativ und es wäre unter den gegebenen Annahmen von der Investition in dieses Projekt abzuraten. Diese Einnahmen entsprechen einer Reduktion der Erlöse um ca. 15%. Das ist angesichts des großen Wasserkraftanteils des Nord Pool Marktes bzw. Norwegen ein beträchtliches Risiko. So kann die jährliche Rendite durch unterschiedliche Niederschlagsmengen stark variieren. Weitere dynamische Effekte auf die Preisbildung, die von dem einfachen Zwei-Länder-Model eventuell nicht erfasst werden, tragen zu einer weiteren Unsicherheit bei.

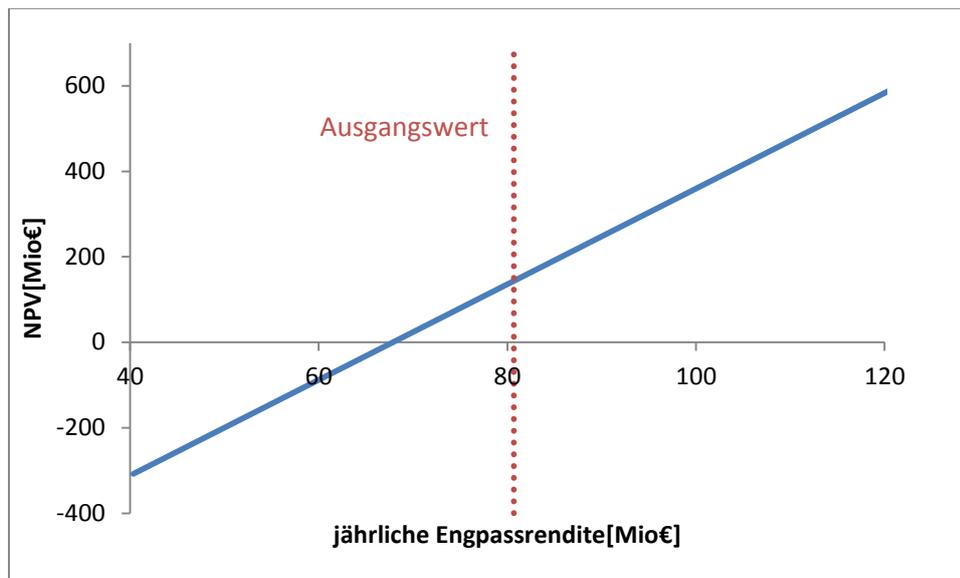


Abbildung 43: Sensitivitätsanalyse über der Engpassrendite

6.2.4.2 Variation der Investitionskosten

Zwar sind die Unsicherheiten bei den Investitionskosten bei weitem geringer als bei den Preisunsicherheiten, jedoch darf auch dieser Punkt nicht vernachlässigt werden. Es gibt immer wieder Projekte dieser Größenordnung bei denen die Investitionskosten den prognostizierten Wert deutlich überschreiten. Als Negativbeispiel soll hier der Basslink Interconnector, der von Tasmanien über eine Strecke von 290km nach Victoria auf das australische Festland verlegt ist, erwähnt werden. Er ging Mitte 2006 in Vollbetrieb und die Übertragungskapazität liegt bei 500MW. Aufgrund heftiger Protestaktionen von Umweltschutzorganisationen kam es zu signifikanten Mehrkosten. Die Investitionskosten, die anfangs auf etwa 500 Millionen Euro geschätzt wurden, sind im Jahr 2004 auf 800 Millionen Euro revidiert worden, was einer Steigerung von 60% entspricht (Tambors Caraminis & Associates, 2004). Im vorliegenden Szenario wurden die Investitionskosten jeweils um 50% verringert bzw. erhöht und der Barwert unter dieser Voraussetzung berechnet. Die Resultate sind in der Abbildung 44 dargestellt. Ab einem Wert von ca. 670 Millionen Euro, was einer Kostensteigerung von 19% darstellt, wird die Investition unrentabel. Diesen Wert kann man auf 25%, vergrößern indem man die Abschreibedauer der Investition mit 30 Jahren annimmt, jedoch muss auch berücksichtigt werden, dass mit zunehmender Abschreibedauer die Unsicherheit bei der Preisentwicklung zunimmt.

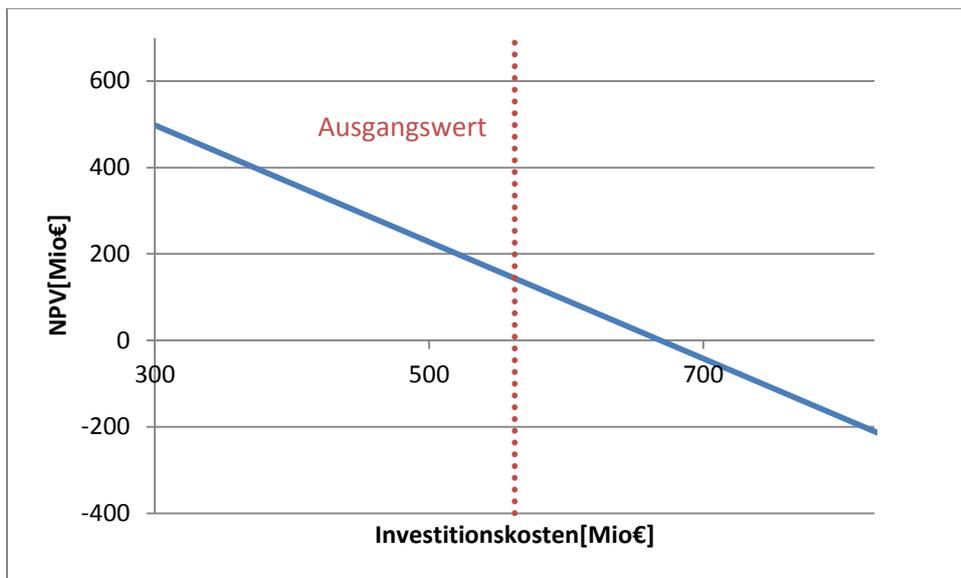


Abbildung 44: Sensitivitätsanalyse über die Investitionskosten

6.2.4.3 Variation des Kalkulationszinssatzes

Eine Schwierigkeit bei der Wirtschaftlichkeitsanalyse besteht häufig darin einen geeigneten Kalkulationszinssatz zu wählen. Die Abbildung 45 zeigt die Berechnung des Barwerts unter der Variation des Zinssatzes zwischen 4% und 10%. Wie aus der der Abbildung 45 hervorgeht, liegt der kritische Zinssatz bei 9,7%. Auch hier würde die Annahme einer höheren Abschreibedauer diesen Wert etwas vergrößern.

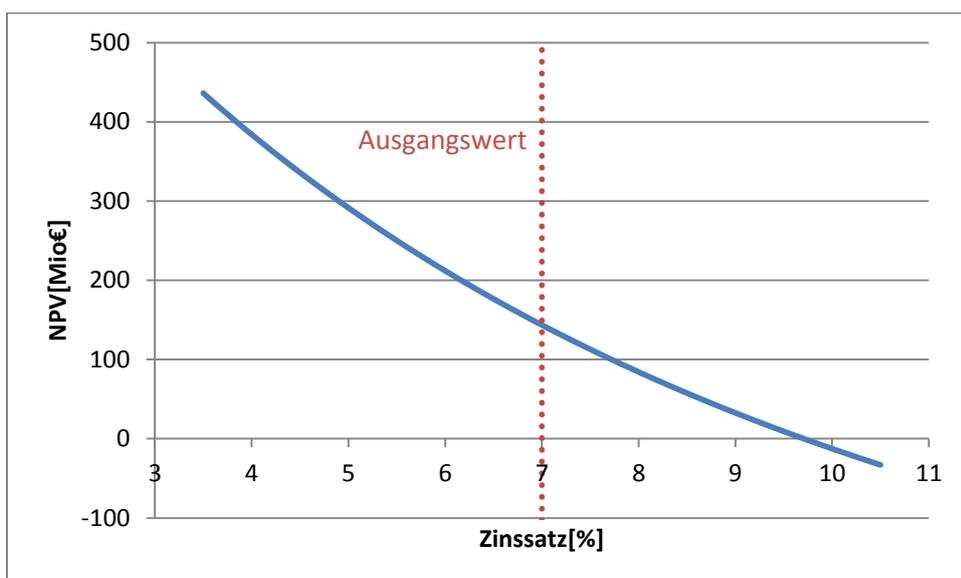


Abbildung 45: Sensitivitätsanalyse über dem Zinssatz

6.2.4.4 Variation der Abschreibedauer

Wie bereits oben erwähnt, steigt die Unsicherheit der zukünftigen Preisentwicklung mit zunehmender Abschreibedauer. Ein potentieller Investor wird aufgrund dieser Unsicherheiten eher versuchen so eine Anlage möglichst schnell abzuschreiben, um das Risiko hier zu minimieren. Die Abbildung 46 zeigt eine Sensitivitätsanalyse über der Abschreibedauer. Hier wird deutlich, dass der Barwert ab einer Abschreibedauer von 16 Jahren negativ wird, was einer Reduktion von 36% entspricht. Diese aus Investorensicht doch recht lange Abschreibedauer spricht nicht unbedingt für eine Investition in eine solche Leitung.

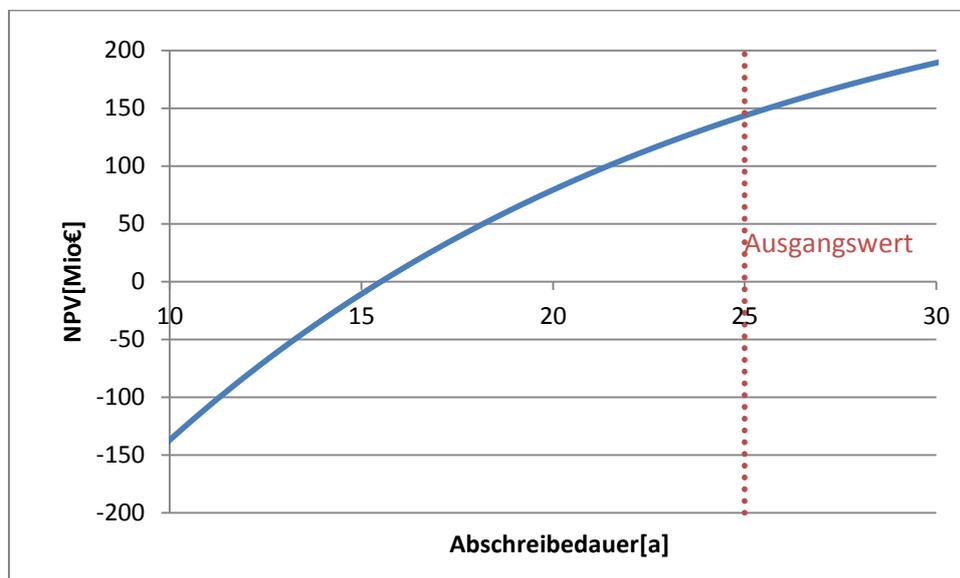


Abbildung 46: Sensitivitätsanalyse über der Abschreibedauer der Investition

6.2.4.5 Zusammenfassung der Sensitivitätsanalyse

Zusammenfassend lässt sich sicher sagen, dass die Investition in eine private Verbindungsleitung doch mit einigen Risiken verbunden ist. Die Abbildung 47 zeigt nochmals die prozentuelle Änderung des Barwerts über einer prozentuellen Änderung der Investitionssumme, Engpassrendite, Abschreibedauer und des Zinssatzes über einen Bereich von -50% bis +50%. Die größte relative Empfindlichkeit ist bei den Parametern Investitionssumme und Engpassrendite zu erkennen. Das sind jedoch genau die Berechnungsparameter, die in der Praxis oft nur sehr schwer abzuschätzen sind. Der Barwert wird negativ, wenn sich die jährlichen Einnahmen um 15% auf etwa 68 Millionen reduzieren.

Das Hauptrisiko liegt sicher bei der Abschätzung der Preisentwicklung über einen sehr langen Zeitraum. Aus Investorensicht ist es daher wünschenswert, wenn die Abschreibedauer eher kürzer wäre. Hier zeigt sich, dass sich ab einer Reduktion der Abschreibedauer auf 16 Jahre ein negativer Barwert einstellt. Das Risiko bei der Kostenüberschreitung ist vergleichbar mit dem anderer großer Investitionsprojekte. Es gibt eine Reihe von Projekten dieser Art bei denen signifikante Kostenüberschreitungen aufgetreten sind. Die Berechnung ergab für dieses Beispiel einen negativen Barwert ab einer Kostenüberschreitung um 19%, was einem Gesamtkostenbeitrag von ca. 670 Millionen Euro entspricht.

Hier obliegt es einer sorgfältigen Planung bei zukünftigen Projekten und auch der Verwertung der Erfahrung aus vergangenen Beispielen. Bei allen Risiken dürfen die möglichen Gewinne nicht außer Acht gelassen werden. Die Anlage wird wahrscheinlich länger als 25 Jahre in Betrieb sein und nach der Abschreibung aller Voraussicht nach ordentliche Gewinne machen. Andererseits stellt die Leitung für die Betreiber eine Art von Preisabsicherung gegen hohe Strompreise dar. Es sollte an dieser Stelle auch nicht vergessen werden, dass der NorNed-Interconnector als längste Untersee-HGÜ-Leitung der Welt natürlich auch sehr hohe Investitionskosten verursacht. Bei anderen Kabelprojekten mit dieser Übertragungskapazität sind die Investitionskosten in der Regel deutlich geringer, weshalb sich hier auch das Risiko als deutlich geringer darstellen kann.

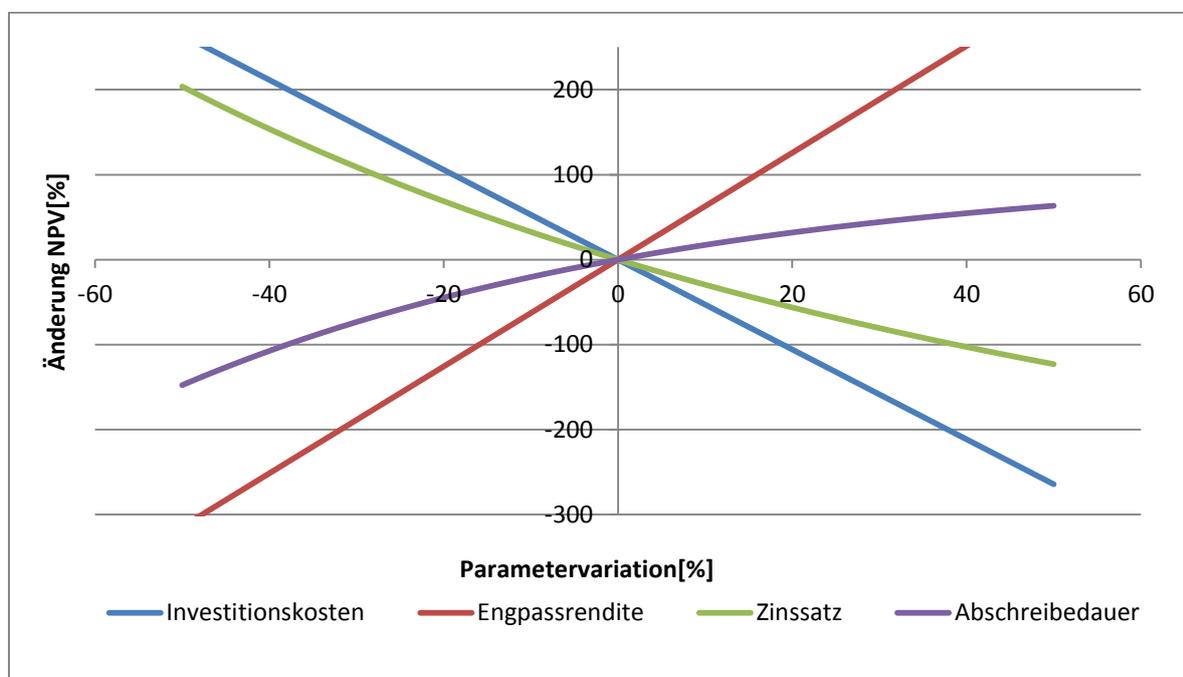


Abbildung 47: Sensitivitätsanalysen im Vergleich

Das folgende Kapitel widmet sich neben den hier gezeigten auch noch anderen Risiken, auf die bis jetzt noch nicht eingegangen wurde.

6.3 Investitionshindernisse und Risiken?

Wie bereits im letzten Kapitel erwähnt, gibt es eine Reihe von Risiken, die bei der Planung solcher Projekte berücksichtigt werden sollten. In Folgenden werden diese und andere Investitionshindernisse zusammengefasst.

6.3.1 Risiko der Kostenüberschreitung

Wie schnell so ein großes Projekt unwirtschaftlich sein kann, zeigt eine Sensitivitätsanalyse bei der der Barwert der Investition in Abhängigkeit von der Variation der Investitionskosten, betrachtet wird. Bei großen Projekten dieser Art treten immer wieder Kostenüberschreitungen aufgrund von Verzögerungen und anderen Faktoren auf. In der Sensitivitätsanalyse wurde gezeigt, dass bereits Kostenüberschreitungen von ca.19% zu einem negativen Barwert führen. Hier obliegt es einer sorgfältigen Planung und Analyse vergangener Projekte um die Kosten möglichst genau abschätzen zu können.

6.3.2 Risiko bei Abschätzung der Einnahmen

Wie bereits oben erwähnt wurde, stellt die Abschätzung der Einnahmen das größte Problem bei der Wirtschaftlichkeitsbewertung dar. Eine Verkleinerung der jährlichen Engpassrenditen um ca.15% resultiert in einem negativen Barwert. Hier liegt sicher das Hauptrisiko. Dieser Fall kann ohne Weiteres aus oben genannten Gründen eintreten.

Um hier das Risiko zu minimieren, könnten Betreiber versuchen mit den Käufern Langzeitverträge abzuschließen. Es stellt sich nur die Frage, ob die potentiellen Käufer nicht genau aus den Preisunsicherheiten vor solchen Langzeitverträgen zurückschrecken werden. Im Prinzip handelt es sich hierbei nur um eine Umlegung des Risikos (Nacht et al., 2011).

6.3.3 Hindernisse durch Formulierungen der Verordnungen⁶

Eine genauere Analyse der geltenden Richtlinien und Verordnungen, wie sie in Kapitel 2 vorgestellt wurden zeigt, dass es aufgrund missverständlicher und zum Teil sich widersprechender Formulierungen zu Problemen bei der Genehmigung von Verbindungsleitungen kommen kann. Genauer gesagt geht es um bestimmte Formulierungen der Verordnungen 1228/2003 und VO 714/2009, die zu sehr langen und teuren Genehmigungsverfahren führen können, die im Folgenden zusammengefasst sind.

Ein Beispiel bezieht sich auf die Verordnung 1228/2003 (Europäisches Parlament, 2003b), Art 7, Punkte a und f:

„a) Durch die Investition wird der Wettbewerb in der Stromversorgung verbessert;

f) die Ausnahme wirkt sich nicht nachteilig auf den Wettbewerb oder das effektive Funktionieren des Elektrizitätsbinnenmarkts oder das effiziente Funktionieren des regulierten Netzes aus, an das die Verbindungsleitung angeschlossen ist.“

Die Formulierung, dass durch die Leitung der Wettbewerb verbessert werden muss und gleichzeitig eine Verschlechterung des Wettbewerbs untersagt wird, überschneidet sich teilweise, und kann bei der praktischen Überprüfung zu Verwirrungen führen. Es wird einerseits eine Verbesserung des Wettbewerbs gefordert, aber nicht definiert, wo diese Wettbewerbsverbesserung stattfinden soll. Des Weiteren stellt sich die Abschätzung, in welcher Art die Wettbewerbsverbesserung stattfindet, als sehr komplex und langwierig heraus, was lange und teure Genehmigungsverfahren nach sich ziehen würde. Ein weiteres Problem ergibt sich durch die Formulierung: Verordnung 1228/2003 (Europäisches Parlament, 2003b), Art 7, Punkt b:

„b) das mit der Investition verbundene Risiko ist so hoch, dass die Investition ohne die Gewährung einer Ausnahme nicht getätigt würde;“

Erstens ist die Abschätzung des Risikos sehr schwierig und zweitens wird nicht darauf eingegangen, wie sich ein höheres Risiko auf die Dauer und die Übertragungskapazität auswirkt.

⁶ Dieses Kapitel basiert im Wesentlichen auf (Nacht et al., 2011)

6.3.4 Unsicherheiten beim Regulator

Es wurde bereits im Kapitel 5.8 darauf hingewiesen, dass in der Regel durch eine Übertragungskapazität zwischen zwei Märkten eine Seite stärker profitiert und die andere Seite einen Nachteil daraus zieht. Diese Aussage kann man sowohl aus Konsumenten- als auch aus der Produzentensicht entsprechend interpretieren. (Nacht et al., 2011) sieht die Gefahr, dass aufgrund der Preiserhöhungen im Exportmarkt die entsprechende Regulierungsbehörde dem Leitungsprojekt nicht zustimmt bzw. das Genehmigungsverfahren verzögert. Diese Gefahr wurde jedoch durch die Richtlinie 2009/72/EG gebannt, weil die Regulierungsbehörde nach dieser Richtlinie unabhängig von den regionalen Marktinteressen handeln muss (Nacht et al., 2011).

6.3.5 Blockierung der langfristigen Marktintegration

Es stellt sich die Frage, ob mit der Einführung der privaten Übertragungsleitungen dem Ziel der vollständigen Marktintegration Folge geleistet wird. Sowohl (Nacht et al., 2011) als auch (de Jong et al., 2006) gehen auf die langfristigen Hindernisse ein, die solche merchant interconnector mit sich bringen. Es werden zwar kurzfristig die Übertragungskapazitäten zwischen den Submärkten erhöht, jedoch langfristige Barrieren geschaffen. Für einen Betreiber stellt eine parallele Leitung ein Risiko dar, weil sich dadurch das Preisniveau ändert und damit auch seine Einnahmen. Er wird deshalb danach trachten die Übertragungskapazität so zu wählen, dass es für weitere potentielle Mitbewerber uninteressant wird eine solche Leitung zu bauen. Es ergibt sich dadurch eine monopolistische Stellung des Pionierunternehmens und langfristig werden keine weiteren Investitionen getätigt. Gerade um dies zu verhindern, wurde eigentlich die Regulierung eingeführt.

7 Schlussfolgerungen

Dieses Kapitel widmet sich den Ableitungen und Schlussfolgerungen aus dieser Arbeit.

Im Allgemeinen herrscht Konsens darüber, dass es zwischen den europäischen Submärkten zu wenig Übertragungsleitungen gibt und, dass es durch Erhöhung der Kapazitäten zu Wohlfahrtssteigerungen kommt. Im Rahmen dieser Arbeit wurde gezeigt, dass die Gesamtwohlfahrt der Strommärkte maximiert werden kann, wenn die Märkte vollständig miteinander gekoppelt sind. Um den Bestand an internationalen Übertragungsleitungen zu erhöhen, wurde von Seiten der Europäischen Union die Möglichkeit für private Investoren (merchant interconnectors) geschaffen solche Übertragungsleitungen zu betreiben. In dieser Arbeit wurde speziell auf die Verhältnisse zwischen dem zentraleuropäischen Markt und dem Nord Pool Markt eingegangen. Es wurde gezeigt, dass der vorhandene Ausbaustand der internationalen Übertragungsleitungen zwischen dem CWE Markt und dem Nord Pool Markt deutlich geringer ist als theoretisch notwendig wäre, um die Wohlfahrt zu maximieren. Aufgrund dieser Tatsache und dem Faktum, dass es bis dato nur sehr wenige merchant interconnectors gibt, kann der Erfolg dieser Maßnahme als mäßig betrachtet werden. Außerdem muss berücksichtigt werden, dass Betreiber von merchant interconnectors kein Interesse an einer vollständigen Kopplung der Märkte haben und, dass man sich mit dieser Maßnahme ein langfristiges Hindernis zum vollständigen Ausbau der Übertragungsleitungen aufbaut. Anhand der Analyse wurde gezeigt, dass die Auswirkungen einer Kopplung der beiden Märkte den Nord Pool Markt wesentlich stärker betreffen. Das größte Interesse solche Übertragungsleitungen zu bauen, geht von den Produzenten des Nord Pool Marktes aus, da diese am meisten davon profitieren. Um die Gründe für den Mangel an Investitionsanreizen zu finden, wurde eine Wirtschaftlichkeits- und Risikoanalyse durchgeführt. Dabei hat sich gezeigt, dass Projekte dieser Art prinzipiell unter Standardannahmen wirtschaftlich sind. Betrachtet man die langen Laufzeiten und die großen Unsicherheiten bei der Abschätzung der Parameter zur Abschätzung der Wirtschaftlichkeit, zeigt sich, dass hierbei ein beträchtliches Risiko beim Bau einer solchen Leitung vorhanden ist. Aufgrund der geringen Veränderungen durch die neue Verordnung 714/2009 (Europäisches Parlament, 2009b) ist anzunehmen, dass sich in Zukunft nicht viel an der Situation ändern wird. Somit kann zum Schluss festgehalten werden, dass es nach wie vor zu wenige Anreize zum Bau neuer internationaler Übertragungsleitungen gibt.

Anhang

Parameter zur Angebotskurvenmodellierung

Kraftwerktyp	Zeitreihe der Wirkungsgrade der Kraftwerkstechnologien CWE						
	<1950	1950-1960	1960-1970	1970-1980	1980-1990	1990-2000	2000-2005
Steinkohle	0,290	0,293	0,310	0,325	0,360	0,405	0,442
Braunkohle	0,270	0,273	0,290	0,305	0,325	0,375	0,422
Öl	0,380	0,383	0,400	0,415	0,455	0,540	0,592
Gas	0,380	0,383	0,400	0,415	0,455	0,540	0,592

Tabelle 19: Zeitreihe für Kraftwerkswirkungsgrade; Quelle: (EUSUSTEL, 2007)

Kapazität[MW]	Zeitreihe der Ausbaupkapazitäten für Kraftwerkstechnologien in Österreich							
	<1950	1950-1960	1960-1970	1970-1980	1980-1990	1990-2000	2000-2005	Summe
Nuklear	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	0,0	0,0	74,4	0,0	1107,8	8,6	0,0	1190,8
Braunkohle	0,0	0,0	0,0	0,0	306,9	0,0	0,0	306,9
Gas	0,0	0,0	4,4	912,4	13,1	422,3	787,8	2140,0
Öl	0,0	0,0	47,3	971,4	131,9	347,6	3,3	1501,4
Wasserkraft	741,5	1328,6	2007,5	3185,8	2832,5	717,8	122,6	10936,4
Summe	741,5	1328,6	2133,7	5069,6	4392,2	1496,2	913,7	16075,5

Tabelle 20: Zeitreihe der Ausbaupkapazitäten für die Kraftwerkstechnologien in Österreich; Quelle: Nationale Statistiken, Platts, Power Plant Tracker, Stand 2005

Kapazität[MW]	Zeitreihe der Ausbaupkapazitäten für Kraftwerkstechnologien in Deutschland							
	<1950	1950-1960	1960-1970	1970-1980	1980-1990	1990-2000	2000-2005	Summe
Nuklear	0,0	0,0	0,0	6154,7	14069,6	0,0	0,0	20224,3
Steinkohle	0,0	480,0	4499,5	7817,7	12187,7	3346,9	103,2	28435,0
Braunkohle	0,0	481,1	3382,9	6053,4	3619,9	4373,6	2687,3	20598,2
Gas	242,5	491,1	568,2	8698,7	1820,0	4539,1	3162,1	19521,8
Öl	0,0	0,0	111,2	3200,9	1174,2	492,0	40,3	5018,7
Wasserkraft	1282,2	1265,1	1991,1	2177,4	1964,7	250,3	1078,5	10009,3
Summe	1524,7	2717,3	10552,9	34102,8	34836,2	13002,1	7071,3	103807,3

Tabelle 21: Zeitreihe der Ausbaupkapazitäten für die Kraftwerkstechnologien in Deutschland; Quelle: Nationale Statistiken, Platts, Power Plant Tracker, Stand 2005

Zeitreihe der Ausbaupkapazitäten für Kraftwerkstechnologien in Frankreich								
Kapazität[MW]	<1950	1950-1960	1960-1970	1970-1980	1980-1990	1990-2000	2000-2005	Summe
Nuklear	0,0	0,0	0,0	5545,1	43738,9	10810,7	2976,7	63071,4
Steinkohle	38,6	116,2	2298,2	1990,7	2938,3	360,8	0,0	7742,7
Braunkohle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas	12,6	183,2	587,2	412,0	206,1	1404,6	2537,7	5343,5
Öl	47,3	122,2	412,3	4658,0	849,5	633,3	4,9	6727,4
Wasserkraft	2473,0	5035,5	4462,9	4932,3	7041,0	349,7	15,1	24309,5
Summe	2571,5	5457,1	7760,7	17538,0	54773,8	13559,1	5534,3	107194,6

Tabelle 22: Zeitreihe der Ausbaupkapazitäten für die Kraftwerkstechnologien in Frankreich; Quelle: Nationale Statistiken, Platts, Power Plant Tracker, Stand 2005

Zeitreihe der Ausbaupkapazitäten für Kraftwerkstechnologien in der Schweiz								
Kapazität[MW]	<1950	1950-1960	1960-1970	1970-1980	1980-1990	1990-2000	2000-2005	Summe
Nuklear	0,0	0,0	344,5	1658,5	1151,6	0,0	0,0	3154,6
Steinkohle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas	0,0	0,0	2,2	26,7	12,6	165,0	5,4	211,9
Öl	0,0	0,0	21,0	26,4	37,2	1,4	0,0	86,0
Wasserkraft	1502,0	2367,6	4570,6	2012,9	849,6	782,4	126,7	12212,0
Summe	1502,0	2367,6	4938,4	3724,5	2051,0	948,8	132,1	15664,6

Tabelle 23: Zeitreihe der Ausbaupkapazitäten für die Kraftwerkstechnologien in Schweiz; Quelle: Nationale Statistiken, Platts, Power Plant Tracker, Stand 2005

Zeitreihe der Ausbaupkapazitäten für Kraftwerkstechnologien in Belgien								
Kapazität[MW]	<1950	1950-1960	1960-1970	1970-1980	1980-1990	1990-2000	2000-2005	Summe
Nuklear	0,0	0,0	0,0	1737,8	3988,6	0,0	0,0	5726,4
Steinkohle	0,0	116,3	725,8	1064,9	82,7	15,5	0,0	2005,1
Braunkohle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas	0,0	0,0	296,3	458,8	146,1	1802,3	1324,2	4027,7
Öl	0,0	0,0	88,9	825,3	627,9	55,1	1,0	1598,2
Wasserkraft	0,0	30,0	442,4	623,8	205,6	1,7	0,2	1303,8
Summe	0,0	146,3	1553,5	4710,6	5050,8	1874,6	1325,3	14661,2

Tabelle 24: Zeitreihe der Ausbaupkapazitäten für die Kraftwerkstechnologien in Belgien; Quelle: Nationale Statistiken, Platts, Power Plant Tracker, Stand 2005

	Zeitreihe der Ausbaupkapazitäten für Kraftwerkstechnologien in Holland							
Kapazität[MW]	<1950	1950-1960	1960-1970	1970-1980	1980-1990	1990-2000	2000-2005	Summe
Nuklear	0,0	0,0	0,0	452,5	0,0	0,0	0,0	452,5
Steinkohle	0,0	0,0	0,0	967,2	1576,4	1335,5	0,0	3879,0
Braunkohle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas	0,0	14,6	98,2	3570,5	2435,9	5290,5	795,2	12204,8
Öl	0,0	0,0	20,4	0,0	100,2	23,0	0,0	143,5
Wasserkraft	0,0	1,8	0,0	0,0	22,3	13,9	0,3	38,2
Summe	0,0	16,3	118,6	4990,2	4134,7	6662,8	795,4	16718,1

Tabelle 25: Zeitreihe der Ausbaupkapazitäten für die Kraftwerkstechnologien in Holland; Quelle: Nationale Statistiken, Platts, Power Plant Tracker, Stand 2005

Simulationsergebnisse für die Referenzfälle

Referenzfall Winter Peak		Preis [€/MWh]	Leistung [MW]	Konsumentenrente [€]	Produzentenrente [€]	Wohlfahrt [€]	Engpassrendite [€]
Isolierte Märkte	CWE Markt	46,70	158.514	31.723.544	2.512.661	34.236.205	0
	Nord Pool Markt	39,42	52.363	10.506.781	822.558	11.329.339	0
	Gesamtmarkt	-	210.876	42.230.325	3.335.219	45.565.543	0
Volkswirtschaftliches Optimum 10290MW	CWE Markt	44,85	159.770	32.018.910	2.227.093	34.246.003	0
	Nord Pool Markt	44,85	61.330	10.226.206	1.131.409	11.357.616	0
	Gesamtmarkt	44,85	221.099	42.245.116	3.358.502	45.603.618	0
Betriebswirtschaftliches Optimum 5220MW	CWE Markt	45,78	159.787	31.869.330	2.369.269	34.238.599	-
	Nord Pool Markt	42,13	61.453	10.365.516	970.924	11.336.440	-
	Gesamtmarkt	-	221.240	42.234.846	3.340.193	45.575.039	19.059
NorNed 700 MW	CWE Markt	46,58	158.598	31.743.084	2.493.164	34.236.248	-
	Nord Pool Markt	39,78	52.967	10.487.817	841.649	11.329.465	-
	Gesamtmarkt	-	211.564	42.230.901	3.334.812	45.565.714	4.760

Tabelle 26: Simulationsergebnisse für Isolierte Märkte, volkswirtschaftliches Optimum, betriebswirtschaftliches Optimum und 700MW Koppelkapazität für CWE Markt und Nord Pool Markt für Referenzfall Winter Peak

Referenzfall Winter Off Peak		Preis [€/MWh]	Leistung [MW]	Konsumentenrente [€]	Produzentenrente [€]	Wohlfahrt [€]	Engpassrendite [€]
Isolierte Märkte	CWE Markt	42,37	136.836	25.823.736	1.872.417	27.696.153	0
	Nord Pool Markt	35,86	46.433	8.702.627	646.795	9.349.422	0
	Gesamtmarkt	-	183.268	34.526.363	2519213	37.045.576	0
Volkswirtschaftliches Optimum 9420MW	CWE Markt	40,70	138.173	26.052.836	1.651.393	27.704.229	0
	Nord Pool Markt	40,70	54.419	8.481.408	891.144	9.372.552	0
	Gesamtmarkt	40,70	192.592	34.534.244	2.542.537	37.076.781	0
Betriebswirtschaftliches Optimum 4790MW	CWE Markt	41,54	138.195	25.936.677	1.761.446	27.698.124	-
	Nord Pool Markt	38,28	54.548	8.591.074	764.162	9.355.236	-
	Gesamtmarkt	-	192.742	34.527.751	2.525.609	37.053.360	15.625
NorNed 700 MW	CWE Markt	42,25	136.933	25.840.231	1.855.965	27.696.195	-
	Nord Pool Markt	36,21	47.019	8.686.301	663.244	9.349.546	-
	Gesamtmarkt	-	183.953	34.526.532	2.519.209	37.045.741	4.225

Tabelle 27: Simulationsergebnisse für Isolierte Märkte, volkswirtschaftliches Optimum, betriebswirtschaftliches Optimum und 700MW Koppelkapazität für CWE Markt und Nord Pool Markt für Referenzfall Winter Off Peak

Referenzfall Sommer Peak		Preis [€/MWh]	Leistung [MW]	Konsumentenrente [€]	Produzentenrente [€]	Wohlfahrt [€]	Engpassrendite [€]
Isolierte Märkte	CWE Markt	43,69	143.463	28.760.517	2.058.159	30.818.677	0
	Nord Pool Markt	22,41	37.408	7.305.294	587.194	7.892.488	0
	Gesamtmarkt	-	180.871	36065811	2645353	38.711.165	0
Volkswirtschaftliches Optimum 21480MW	CWE Markt	39,87	146.077	29.313.599	1.546.538	30.860.137	0
	Nord Pool Markt	39,87	54.824	6.691.640	1.392.966	8.084.606	0
	Gesamtmarkt	39,87	200.902	36.005.239	2.939.504	38.944.743	0
Betriebswirtschaftliches Optimum 10900MW	CWE Markt	41,77	146.090	29.037.314	1.791.819	30.829.133	-
	Nord Pool Markt	30,97	54.910	6.995.870	943.900	7.939.770	-
	Gesamtmarkt	-	201.000	36.033.184	2.735.719	38.768.903	117.792
NorNed 700 MW	CWE Markt	43,57	143.544	28.778.272	2.040.448	30.818.720	-
	Nord Pool Markt	22,93	37.935	7.285.642	607.030	7.892.672	-
	Gesamtmarkt	-	181.479	36.063.914	2.647.479	38.711.392	14.444

Tabelle 28: Simulationsergebnisse für Isolierte Märkte, volkswirtschaftliches Optimum, betriebswirtschaftliches Optimum und 700MW Koppelkapazität für CWE Markt und Nord Pool Markt für Referenzfall Sommer Peak

Referenzfall Sommer Off Peak		Preis [€/MWh]	Leistung [MW]	Konsumentenrente [€]	Produzentenrente [€]	Wohlfahrt [€]	Engpassrendite [€]
Isolierte Märkte	CWE Markt	38,42	117.094	22.020.863	1.371.115	23.391.979	0
	Nord Pool Markt	18,65	33.646	5.884.680	453.512	6.338.192	0
	Gesamtmarkt	-	150.739	27.905.543	1.824.627	29.730.170	0
Volkswirtschaftliches Optimum 20920MW	CWE Markt	34,77	120.010	22.453.417	977.130	23.430.547	0
	Nord Pool Markt	34,77	49.722	5.386.341	1.126.024	6.512.365	0
	Gesamtmarkt	34,77	169.732	27.839.758	2.103.154	29.942.912	0
Betriebswirtschaftliches Optimum 10660MW	CWE Markt	36,58	120.025	22.237.902	1.163.879	23.401.782	-
	Nord Pool Markt	26,48	49.805	5.632.942	747.817	6.380.759	-
	Gesamtmarkt	-	169.830	27.870.845	1.911.696	29.782.541	107.625
NorNed 700 MW	CWE Markt	38,30	117.187	22.035.090	1.356.931	23.392.021	-
	Nord Pool Markt	19,13	34.130	5.868.421	469.941	6.338.362	-
	Gesamtmarkt	-	151.317	27.903.511	1.826.872	29.730.383	13.417

Tabelle 29: Simulationsergebnisse für Isolierte Märkte, volkswirtschaftliches Optimum, betriebswirtschaftliches Optimum und 700MW Koppelkapazität für CWE Markt und Nord Pool Markt für Referenzfall Sommer Off Peak

Literaturverzeichnis

- Belpex, (2006), *Trilateral Market Coupling, Algorithm Appendix, Brussels*. Abgefragt von www.belpex.be
- CEC (Commission of the European Communities), (2006), *Preliminary report – electricity, Brussels*
- de Jong, H.M., Hakvoort, R., (2006), *Interconnection Investment in Europe-Optimizing capacity from a private or a public perspective?, Working paper, Delft University of Technology*.
- de Jong, H.M., van der Lippe, J.C, Knops, H.P.A., (2007), *Investment in cross border transmission capacity: Economics or Politics, A European Case Study, Working paper, Delft University of Technology*.
- Ellersdorfer, I., (2007). *Modeling Accuracy in ex-ante Analyses - An Example of a Multi-Regional Two-Stage Cournot Model for Germany, Discussion paper. ENERDAY 2007*.
- ENSO-E, (2000), *Net Transfer Capacities (NTC) and Available Transfer Capacities (ATC) in the Internal Market of Electricity in Europe (IEM)* . Abgefragt von www.entoe.eu.
- ENSO-E, (2001), *Definition of Transfer Capacities in the liberalised Electricity Market*. Abgefragt von www.entoe.eu.
- ENSO-E, (2011), *Indicative values for Net Transfer Capacities (NTC) in Continental Europe*. Abgefragt von www.entoe.eu.
- Europäisches Parlament, (1996), *Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, Amtsblatt Nr. L02, Brüssel*.
- Europäisches Parlament, (2003a), *Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG, Brüssel*.
- Europäisches Parlament, (2003b), *Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 des europäischen Parlaments und des Rates über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel , Brüssel*.
- Europäisches Parlament, (2009a), *Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG, Brüssel*.

- Europäisches Parlament, (2009b), *Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des europäischen Parlaments und des Rates über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003*, Brüssel.
- EUSUSTEL, (2007), *Determination of total social cost of electricity generation, Final Report*, EUSUSTEL European Sustainable Electricity.
- Haas, R. (2007a), *Skriptum: Regulierung und Markt in der Energiewirtschaft, 4. Mikroökonomische Grundlagen*, Vorlesungsunterlagen, Energy Economics Group, TU Wien
- Haas, R., Redl, C., Auer, H., Weissensteiner, L., (2007b), *Final Report of the project SIMOPT/ENERGY: Simulation based stochastic Optimisation Methods for Risk Management in Liberalized Energy Markets: An integrative approach*, Working paper, Energy Economics Group, TU Wien
- Haas, R., Redl, C., Auer, H., (2008a), *Mid-term Perspectives for the Western/Central European Electricity Market*. IAAE Energy Forum 1st Quarter 2008, 23-26.
- Haas, R., Auer, H., Faber, T., Wagner, E., (2008b), *The relevance of cross-border transmission capacities for competition in the continental European electricity market*, Wien: Int. J. Global Energy Issues, Vol. 29, Nos. 1/2, 2008, 28-54.
- Haas, R.; Nakicenovic N. (2009), *Skriptum zur Vorlesung Energiemodelle und Analysen, Kapitel 5*, Vorlesungsunterlagen, Energy Economics Group, TU Wien, 3-9.
- van der Tempel, J., Slootweg, J.G., Bierens, R.W.P, Blaazer, A.J., (2002), *Interconnectors, The power of cables, Working paper*, Delft University of Technology.
- Johnstone, H. (2009). *Where power generation leads the grid must follow*, Abgefragt von www.powergenworldwide.com.
- Kampff, L., Pelkmans, J., (2010), *Interconnector Investment for a Well-functioning Internal Market-What EU regime of regulatory incentives? Bruges European Economic Research Papers BEER n° 18 2010*, Bruges: College of Europe.
- Nacht, T., Stigler, H., (2011), *Merchant Line, ein neuer Weg?*, Discussion Paper, IEWT 2011, Abgefragt von www.eeg.tuwien.ac.at
- Nischler, G., Gutschi, C., Wiedenegger, C., Stigler, H., (2009), *Untersuchung der Einflüsse von Cross-Border Capacity-Management am Beispiel der Elektrizitätswirtschaften in Süd-Ost-Europa*, IEWT 2009.

Nordel, (2009), *Annual statistics 2008, Helsinki*. Abgefragt von www.entsoe.eu.

Oranen, A. (2006), *The Impact of Emissions Trading on the price of electricity in Nord Pool- Market Power and Price Determination in the Nordic Electricity Market*, University of Helsinki.

Roth, S.J. (2006), *VWL für Einsteiner*, Lucius & Lucius Verlagsgesellschaft mbH, Stuttgart.

Statnett, TenneT, (2008), *NorNed-Europe's link for the future* . Abgefragt von <http://www.tennet.org>.

Stüdemann, D.C., Verweyen, N., (2008). *Kapazitätsrechte (Strom), EFET-Vortragsreihe*. EnBW Trading GmbH, RWE Supply & Trading GmbH.

Tambors Caraminis & Associates (2004). *Cost and Risk Analysis for a Norway-Netherlands HVDC Interconnector*, Presentation, Abgefragt von www.energiekamer.nl

Turvey, R. (2004), *Viewpoint Interconnector economics, Working paper*, UK: London School of Economics, Frontier Economics.

Ulbig A. (2010), *NORD POOL-Der skandinavische Strommarkt , Vorlesungsunterlagen*, ETH Zürich, EEH Power System Laboratory. Abgefragt von www.eeh.ee.ethz.ch