

Diplomarbeit

# **Analyse und Modellierung des skandinavischen Elektrizitätsmarktes**

**Hans-Peter Winkler**

Begutachter

**Univ.-Prof. Mag. Dipl.-Ing. Dr.techn. Heinz Stigler**

Betreuer

**Dipl.-Ing. Andreas Schüppel**

Eingereicht im März 2013

am

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation

Technische Universität Graz

## **Eidesstattliche Erklärung**

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, am .....

.....

(Unterschrift)

## **Danksagung**

Zuallererst möchte ich mich bei meiner Familie bedanken, die mir das Studium überhaupt erst ermöglicht hat und mich immer und überall unterstützt. Einen großen Dank dafür an meine Mutter Elfrieda, meinen Vater Kassian, und meine Schwester Karin.

Für das Verfassen dieser Arbeit möchte ich mich allen voran bei Herrn Univ.-Prof. Mag. Dipl.-Ing. Dr.techn. Heinz Stigler bedanken, der es mir ermöglicht hat, meine Diplomarbeit an seinem Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation zu schreiben.

Einen besonders herzlichen Dank möchte ich auch meinem Betreuer Herrn Dipl.-Ing. Andreas Schüppel aussprechen, welcher mir immer äußerst kompetent und hilfreich zur Seite stand („Danke Andi!!“).

Ebenso möchte ich mich bei allen Mitarbeitern des Instituts, sowie allen Diplomandinnen und Diplomanden bedanken, die am Institut ein angenehmes Umfeld zum Verfassen dieser Arbeit geschaffen haben.

Abschließend möchte ich mich auch noch bei all meinen Freunden bedanken, die immer da sind und die mich ebenfalls immer unterstützen.

## Kurzfassung

Die vorliegende Arbeit befasst sich mit der skandinavischen Elektrizitätswirtschaft, welche als Modell abgebildet wird und in weiterer Folge in das Simulationsprogramm ATLANTIS eingegliedert werden soll. Darauf basierend lässt sich die Arbeit somit in einen theoretischen Teil und einen praktischen Teil gliedern.

Im ersten Abschnitt erfolgt über eine eingehende Literaturrecherche die Untersuchung der historischen Entwicklung und dem aktuellen Stand des Marktgebietes. Im Fokus stehen dabei vor allem der frühe norwegische Markt, auf dessen Grundprinzipien der heutige Nord Pool basiert und die Ausdehnung des gemeinsamen Marktgebietes auf ganz Skandinavien. Weitergehend wird das heute angewandte Marktsystem im Nord Pool näher analysiert, welches ähnlich wie in Kontinentaleuropa als Börsenmodell konzipiert ist. Das Hauptaugenmerk liegt dabei auch auf eine ausführliche Betrachtung der Besonderheiten des skandinavischen Marktes, wie etwa die Zonenbepreisung als Engpassmanagement („Market Splitting“), Anwendungszweck der „Contract for Difference“ (CfD) im Derivatemarkt uvm.

Anhand des theoretischen Teiles sowie der recherchierten Daten in Bezug auf die skandinavische Erzeugungsstruktur und dem zugrundeliegenden Übertragungsnetz, wird im zweiten Abschnitt der Arbeit das abgebildete Modell vorgestellt. Dieses soll ein möglichst reales Abbild des untersuchten Gebietes darstellen, um darauf aufbauend weitere Analysen über die elektrizitätswirtschaftlichen Zusammenhänge durchführen zu können.

Mit dem erstellten Modell können zum Beispiel Untersuchungen im Hinblick auf verschiedene Windausbauszenarien in Skandinavien und deren Auswirkungen durchgeführt werden. In Verbindung mit den abgebildeten Strommärkten kann über das Simulationsmodell ATLANTIS auch die Umsetzung eines gesamteuropäischen Binnenmarktes im Elektrizitätssektor analysiert werden. In der Realität werden bereits erste Schritte in Richtung dieser gesamteuropäischen Marktkopplung unternommen, wie beispielsweise mit der Kopplung von Nord Pool mit Deutschland, Frankreich und den BENELUX-Staaten, was auch die Aktualität der Arbeit unterstreicht. Eine weitere interessante Untersuchung, unter Zuhilfenahme des Modells mit den im Rahmen dieser Arbeit erstellten Erweiterungen, wäre etwa die Möglichkeit einer Speicherung des deutschen Windstroms in norwegische Pumpspeicherkraftwerke.



## **Abstract**

The following thesis focuses on an analysis of the Scandinavian electricity industry. The thesis consists of a theoretical part which concentrates on the development of the Nord Pool market design, and a practical part which focuses on the development of a model of the Scandinavian electricity system. This model will be integrated in the institute's simulation model ATLANTIS.

The theoretical section contains an investigation on the historical development and current state of the Scandinavian market area based on a detailed literature research. The focus lies primarily on the early stage of the Norwegian market, on whose fundamental principles the present Nord Pool is set up, and the extension of the common market area in Scandinavia. Additionally the market system used today in the Nord Pool is analysed in detail, for example the basic structure, which is organised as an exchange model, similar to the market design in Continental Europe. Another major part is the detailed consideration of the peculiarities of the Scandinavian market, such as the zonal pricing as congestion management (Market Splitting mechanism), the intended use of the Contract for Difference (CfD) in the derivatives market and many more.

On the basis of the intense research, the acquired data on the Scandinavian power plant structure and the transmission network is presented in the second section of the work. These data should represent a close-to-reality image of the study area in order to carry out further analyses based on the electricity system.

With the developed model, various different investigations like wind development scenarios in Scandinavia and its effects can be performed. In connection with the already modeled power markets of the simulation model ATLANTIS an analysis of a pan-European power market could be performed. In reality, the first steps towards this pan-European market coupling are already under taken, which can be seen in the coupling of Nord Pool with Germany, France and the Benelux countries, which shows the notability of this work. Another interesting study could be made concerning the possibility of storing the German wind power in Norwegian pumped storage plants.

## Inhalt

<b>1</b>	<b>Einleitung und Grundlagen</b>	<b>1</b>
1.1	Aufgabenstellung und Aufbau	1
1.2	Mikroökonomische Grundlagen	2
<b>2</b>	<b>Marktentwicklung und Liberalisierung in Skandinavien</b>	<b>4</b>
2.1	Nordel – Der Grundstein des Zusammenschlusses	4
2.2	Norwegen	5
2.2.1	Alte Struktur der Elektrizitätswirtschaft	5
2.2.2	Gründe für eine Liberalisierung und deren Umsetzung	9
2.2.3	Statnett Marked als Vorläufer des Nord Pool	13
2.2.4	Weitere Schritte der Liberalisierung	14
2.2.5	Liberalisierung aus Sicht der Endkunden	16
2.2.6	Strom-Außenhandel nach der Liberalisierung	19
2.3	Schweden	20
2.3.1	Einführung des „Klubmodells“	20
2.3.2	Die Liberalisierung in Schweden	23
2.3.3	Einfluss des Nord-Süd-Engpasses auf die Tarifgestaltung	24
2.3.4	Die Liberalisierung im Endkundensektors	25
2.3.5	Strukturelle Veränderungen im Zuge der Liberalisierung	26
2.3.6	Die Bildung des Nord Pool	27
2.4	Finnland	29
2.4.1	Die Anfänge des finnischen Elektrizitätssystems	29
2.4.2	„Parallelnetz“ in Finnland	29
2.4.3	Liberalisierung und Beitritt zu Nord Pool	30
2.5	Dänemark	32
2.5.1	Umsetzung der Marktreform in Dänemark	32
2.5.2	Integration Dänemarks und Umstrukturierung des Nord Pool	33
<b>3</b>	<b>Der neue Strommarkt „Nord Pool“</b>	<b>34</b>
3.1	Marktüberblick	35
3.2	Der Day-Ahead-Markt ELSPOT	36
3.2.1	Funktionsweise und Preisbildung	36
3.2.2	Arten von Geboten am ELSPOT-Markt	38
3.3	Engpassmanagement und Market Splitting	41
3.3.1	Begriffe zu Transportkapazitäten	41
3.3.2	Unterschiedliche Verfahren zur Vergabe von Transportkapazitäten	42
3.3.3	Bildung von Zonenpreisen	43

3.3.4	Weitere Engpassmanagement-Möglichkeiten .....	46
3.3.5	Handelssystem von Nordpool Spot .....	46
3.4	<i>Der Intradaymarkt ELBAS</i> .....	48
3.4.1	Funktionsweise und Marktteilnehmer .....	49
3.4.2	Der Market Maker-Mechanismus.....	50
3.5	<i>Clearing und Settlement an der Strombörse</i> .....	51
3.6	<i>Der Regelenenergiemarkt</i> .....	52
3.6.1	Frequenzstabilisierung und Rückführung .....	52
3.6.2	Funktionsweise des Regelenenergiemarktes .....	52
3.6.3	Beispiel zur Funktionsweise des Regelenenergiemarktes .....	54
3.7	<i>Markt für Termingeschäfte (Derivatmarkt)</i> .....	56
3.7.1	Notwendigkeit eines Terminmarktes.....	56
3.7.2	Gehandelte Derivate am Terminmarkt.....	58
3.7.3	CO <sub>2</sub> -Handel.....	63
3.8	<i>Market Coupling von Nord Pool und Kontinentaleuropa</i> .....	64
<b>4</b>	<b>Modellierung des Nord Pool Marktes</b> .....	<b>66</b>
4.1	<i>Kurzbeschreibung des Simulationsmodells ATLANTIS</i> .....	66
4.2	<i>Demographie und Verbrauchsstruktur</i> .....	68
4.2.1	Norwegen.....	68
4.2.2	Schweden .....	70
4.2.3	Finnland .....	71
4.2.4	Dänemark .....	72
4.3	<i>Stromerzeugung und Kraftwerkspark</i> .....	73
4.3.1	Stromerzeugung in Skandinavien.....	73
4.3.2	Modellierung des skandinavischen Kraftwerksparks in ATLANTIS.....	74
4.4	<i>Das skandinavische Übertragungsnetz</i> .....	88
<b>5</b>	<b>Zusammenfassung</b> .....	<b>93</b>
<b>6</b>	<b>Anhang</b> .....	<b>95</b>
<b>7</b>	<b>Verzeichnisse</b> .....	<b>108</b>
7.1	<i>Abkürzungsverzeichnis</i> .....	108
7.2	<i>Abbildungsverzeichnis</i> .....	110
7.3	<i>Tabellenverzeichnis</i> .....	113
7.4	<i>Literaturverzeichnis</i> .....	114

## 1 Einleitung und Grundlagen

Die gesamte Struktur der Elektrizitätswirtschaft eines Landes stellt ein komplexes System dar. Müsste man sie jedoch grob auf die wesentlichsten Eckpfeiler reduzieren, so erhielte man die Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur, das zugrundeliegende Netz, sowie den Markt, welcher alle diese Eckpfeiler miteinander verbindet.

Die Motivation des Autors bei der Verfassung dieser Arbeit lag unter anderem darin, die wesentlichen Gesamtzusammenhänge in der Elektrizitätswirtschaft zu erfassen und zu verstehen, sowie das im Laufe des Studiums Gelernte anzuwenden. Zusätzlich spielte bei der Auswahl der Themenstellung ein sechsmonatiger Studienaufenthalt in Finnland und ein allgemeines Interesse an Skandinavien eine wichtige Rolle.

Dieses erste Kapitel der vorliegenden Arbeit soll die zugrundeliegende Aufgabenstellung im Wesentlichsten erfassen und einen generellen Überblick über das Gesamtwerk verschaffen. Anschließend folgt noch ein kurzer Exkurs in die Mikroökonomie, welches als Basis für später formulierte Fragestellungen in Bezug auf den Elektrizitätsmarkt dient.

### 1.1 Aufgabenstellung und Aufbau

Ziel dieser Arbeit ist es, die zuvor benannten Eckpfeiler in Bezug auf die skandinavische Elektrizitätswirtschaft einer eingehenden Untersuchung zu unterziehen und für eine Eingliederung in das Simulationsmodell ATLANTIS abzubilden. Darauf basierend lässt sich die Arbeit in einen theoretischen und einen praktischen Teil unterteilen.

Im ersten, theoretischen Teil der Arbeit werden anhand einer eingehenden Literaturrecherche die historische Entwicklung und der aktuelle Stand des skandinavischen Marktsystems untersucht und dargestellt. Dabei wird im Speziellen die Weiterentwicklung des frühen norwegischen Marktes betrachtet, auf dessen Grundprinzipien der heutige Nord Pool beruht, und weiterführend die Ausdehnung des Marktgebietes über ganz Skandinavien.

Der darauffolgende Abschnitt befasst sich mit dem Marktsystem des Nord Pools im Allgemeinen, sowie den unterschiedlichen Abläufen und Mechanismen. Besonderen Wert wird dabei auf eine ausführliche Beschreibung der für den Nord Pool charakteristischen Merkmale gelegt, so wie zum Beispiel die angewandte Zonenbepreisung („Market Splitting“) als Methode des Engpassmanagements oder die Verwendung der sogenannten „Contract for Differences“ (CfD) als Derivate am Terminmarkt. Kurz betrachtet wird auch die Kopplung des skandinavischen Marktes mit dem kontinentaleuropäischen Strommarkt in Bezug auf den aktuellen Stand und die markttechnische Funktionsweise.

Im vierten Kapitel werden zuerst die Grundzüge des Simulationsprogramms ATLANTIS selbst beschrieben, um die wesentlichen Erfordernisse an die Modelladaption erfassen zu können. Anschließend erfolgt eine kurze Analyse der Demographie und Verbrauchsstruktur der einzelnen skandinavischen Länder, welche eine Basis für die gesamte Elektrizitätswirtschaft bildet. Daraus lässt sich zum Beispiel ableiten, wo sich die großen Verbrauchszentren befinden.

Weiters beschäftigt sich dieses Kapitel mit der aktuell gegebenen Struktur der skandinavischen Elektrizitätswirtschaft selbst, welche mit dem Modell nachzubilden ist. Die wesent-

lichen Punkte dabei sind der Kraftwerkspark der einzelnen Länder und das Übertragungsnetz.

Zuletzt folgt noch die Beschreibung und grafische Darstellung des im praktischen Teil der Arbeit erstellten Modells. Für die Validierung des erhobenen Kraftwerksparks werden die betreffenden Daten der jeweiligen Länder mit den veröffentlichten Daten der ENTSO-E<sup>1</sup> anhand von Grafiken und Tabellen gegenübergestellt.

## 1.2 Mikroökonomische Grundlagen

Für ein besseres Verständnis der später untersuchten, wirtschaftlichen Zusammenhänge und der Vorteile einer Annäherung des Elektrizitätsmarktes an einen vollkommenen Wettbewerbsmarkt (anstelle eines regulierten Marktes), folgt in diesem Abschnitt ein kurzer Exkurs in die Mikroökonomie. Die dargestellten Zusammenhänge wurden aus (Lorenz, 2011) entnommen, sofern nicht anders gekennzeichnet.

Anbieter und Nachfrager handeln am Markt um einen möglichst hohen Gewinn bzw. einen möglichst hohen Nutzen aus ihren vorhandenen Mitteln zu erzielen. In einem vollkommenen Wettbewerbsmarkt stellt sich mit dem Marktgleichgewichtspreis  $p$  die maximal erzielbare Gesamtwohlfahrt ein (siehe Abbildung 1a) und damit die größtmögliche Markteffizienz.

Die Wohlfahrt setzt sich aus Summe von Konsumentenrente (KR) und Produzentenrente (PR) zusammen. Die Konsumentenrente entspricht dabei der Differenz aus dem Marktpreis und dem Preis den die Nachfrager zu zahlen bereit gewesen wären, also dem Nutzen den die Nachfrager aus dem Markt ziehen. Die Produzentenrente stellt dagegen den Gewinn der Anbieter dar. Oder korrekter ausgedrückt, den sogenannten Deckungsbeitrag, der zur Deckung der Fixkosten zur Verfügung steht. Die orange eingezeichnete Fläche VK darunter spiegelt den Erlös wieder, welcher den variablen Kosten entspricht. Die Gesamtfläche aus PR und VK gibt den Umsatz, den die Anbieter am Markt erwirtschaften.

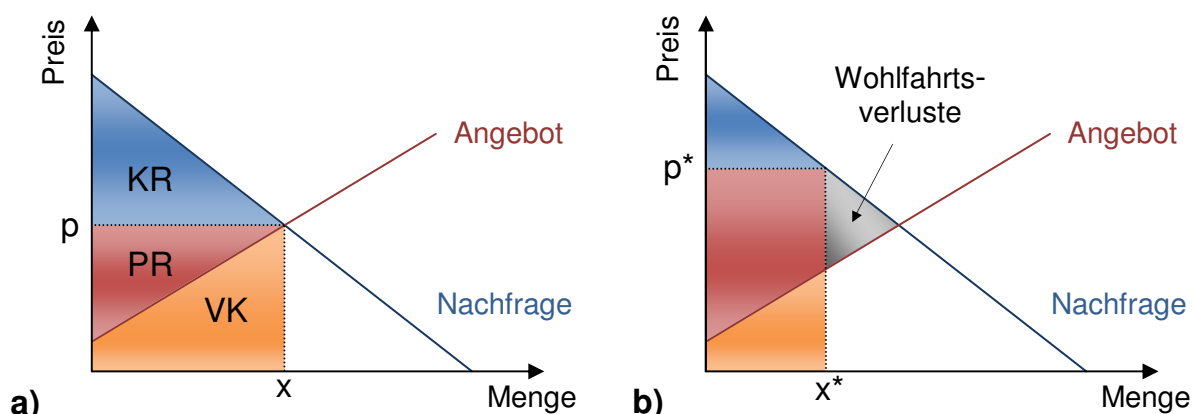


Abbildung 1: Marktdiagramme zur Wohlfahrtsökonomie, eigene Darstellung in Anlehnung an (Lorenz, 2011)

Würde sich nun zum Beispiel, wie in Abbildung 1b dargestellt, der Marktpreis aufgrund von externen Eingriffen erhöhen, würden zwar die Anbieter davon profitieren, aber der gesamtgesellschaftliche Nutzen des Gutes sinkt. Solche „externen Eingriffen“ wären etwa die in

<sup>1</sup> European Network of Transmission System Operators for Electricity

Norwegen vor der Liberalisierung praktizierte Preisregulierung, oder die Ausnutzung der Marktmachtstellung eines Monopolisten.

Einen vollkommenen Wettbewerbsmarkt zu erreichen ist in der Realwirtschaft nicht möglich, jedoch kann man sich dem zumindest annähern. Dazu sollen kurz die wichtigsten Merkmale dieses ideellen Marktes im Zusammenhang mit der Elektrizitätswirtschaft betrachtet werden (Wangensteen, 2012 S. 23):

- Kein Marktteilnehmer darf den Marktpreis beeinflussen können, also Marktmacht ausüben (Preisnehmerverhalten). Im besten Fall sind am Markt sehr viele kleine Teilnehmer tätig. Das Negativbeispiel wäre die Monopolstellung eines Unternehmens, wie etwa in den norwegischen Regionen vor der Liberalisierung. Beim heutigen Elektrizitätsmarkt spricht man meistens von einem sogenannten Oligopol, wo es eine große Anzahl an Nachfragern (Endkunden) gibt und das Angebot am Markt von einigen wenigen Großkonzernen dominiert wird. Dabei entsteht ein gewisses Maß an Marktmacht.
- Alle Marktteilnehmer müssen sich wirtschaftlich „rational“ verhalten, das heißt Anbieter versuchen ihre Profite zu maximieren und Nachfrager ihren Nutzen. Der Ausbau der Erzeugungskapazitäten soll auch von der Nachfrage abhängen, damit Ineffizienzen aufgrund von zum Beispiel Überkapazitäten zu verhindern bzw. zu verringern.
- Alle Marktteilnehmer besitzen vollständige Information über den Markt, was jedoch in keinem realen Markt erfüllt werden kann. In der Elektrizitätswirtschaft sind beispielsweise keine wirklich genauen Prognosen über die dargebotsabhängige Erzeugung (Wind, Sonne,...) oder auch über die zukünftige Entwicklung der Brennstoffpreise möglich. Es wird jedoch ein gewisses Mindestmaß an Transparenz verlangt.
- Es darf keine Eintritts- und Austrittsbarrieren am Markt geben. Jedoch liegen aufgrund der hohen Investitionskosten und der verhältnismäßig langen Lebensdauer der Anlagen in der Elektrizitätswirtschaft sehr wohl solche Barrieren vor. Es treten sogenannte „sunk costs“ auf, also Investitionskosten die bei einem Marktaustritt verloren gehen. Zusammen mit den hohen Einstiegskosten stellt dies ein entsprechend großes Risiko für neue Marktteilnehmer dar.
- Das Gut muss frei handelbar sein, was jedoch aufgrund der Leitungsgebundenheit der Elektrizität in diesem Fall physikalisch bedingt gar nicht möglich ist.
- Homogenität des gehandelten Gutes, also alle Nachfrager erhalten grundsätzlich dasselbe Gut, egal von welchem Anbieter es stammt. Auf den Strom trifft dies insofern zu, als dass dieser innerhalb einer Spannungsebene in Bezug auf Qualität und Preis als homogen betrachtet werden kann, da er stets denselben Zweck erfüllt.

## 2 Marktentwicklung und Liberalisierung in Skandinavien

Dieses Kapitel befasst sich in den ersten Abschnitten mit der Entwicklung des Stromhandels in Skandinavien bis hin zur Liberalisierung. Da die Umsetzung der Marktreform in den jeweiligen Ländern zu verschiedenen Zeitpunkten erfolgte, wurde auch die Marktentwicklung getrennt voneinander erörtert. Besonderer Wert wurde auf eine möglichst vollständige Darstellung der Entwicklung der norwegischen und schwedischen Elektrizitätswirtschaft gelegt, da Norwegen das führende Land bei der Marktliberalisierung war und zusammen mit Schweden den größten Marktanteil besitzt.

In den späteren Abschnitten folgt eine Darstellung des zum Zeitpunkt der Recherche aktuellen Ist-Zustandes des skandinavischen Marktes Nord Pool und ein möglicher Ausblick auf die künftige Entwicklung.

### 2.1 Nordel – Der Grundstein des Zusammenschlusses

Mit der Inbetriebnahme der weltweit ersten internationalen Übertragungsleitung zwischen Schweden und Ostdänemark im Jahr 1915, begann auch der erste internationale (anfangs rein bilaterale) Energiehandel.

In den sechziger Jahren folgte die Vernetzung von Norwegen, Schweden und Finnland untereinander. Davon war eine der ersten grenzüberschreitenden Verbindungen die 220 kV Leitung zwischen Norwegen und Schweden, welche basierend auf eine Kooperation der beiden Länder beim Bau des grenznahen Wasserkraftwerks „Nea“ im Jahr 1960 errichtet wurde. Das Kraftwerk sollte Trondheim versorgen, aber die geplante Kapazität war höher als der Bedarf. Zur finanziellen Unterstützung sollte Schweden mit einsteigen und dafür als Ausgleich einen Teil der erzeugten Energie erhalten. Aufgrund der geringen Erzeugung des Kraftwerks im ersten Jahr wurde mehr Energie von Schweden nach Norwegen übertragen als umgekehrt. Dies belegte die Nützlichkeit einer Vernetzung der beiden Länder und war somit ein Zuspruch für weitere Investitionen zur Intensivierung der Kooperation (Statnett, 2010 S. 13; Lilliestam, 2007 S. 22).

Auf Grund des zunehmenden Energieaustauschs zwischen den nordischen Ländern wurde im Jahr 1963 das Verbundsystem „Nordel“ gegründet. Das Ziel war eine effizientere Nutzung der nordischen Energieerzeugung und –übertragung, sowie eine Erhöhung der Versorgungssicherheit. Eine Bedingung dabei war, dass jedes Land eine ausgeglichene Energiebilanz aufweisen muss. Falls ein Land also von den anderen getrennt werden sollte, muss es sich selbst versorgen können. Die Folge war eine nicht optimale Nutzung des Verbundsystems, da es zum Beispiel in Norwegen und Schweden an Grundlast und in Finnland und Dänemark an Spitzenlast mangelte. Dies hatte eine Überproduktion zur Folge, die sich 1990 bei einer Gesamtproduktion von 340 TWh auf etwa 15 TWh belief. Die Überproduktion ist aber nicht allein auf die eben genannte Problematik zurückzuführen, sondern es gab auch noch andere Einflussfaktoren dafür (z. B. Versorgungssicherheit, Preisstabilität, Unstetigkeit der Erzeugung aus Wasserkraft) (Solem, et al., 2007 S. 10).

Verantwortlich für den Betrieb des Nordel-Systems waren die vier staatlichen Energieversorgungsunternehmen Vattenfall (Schweden), Statkraftverkene (Norwegen), Imatran Voima (Finnland, wurde später zu Fortum), sowie Elkraft und Elsam (Ost- und West-Dänemark), die vor der Liberalisierung auch das Übertragungsnetz im jeweiligen Land inne hatten (Solem, et al., 2007 S. 12).

## 2.2 Norwegen

Das folgende Kapitel bezüglich der Entwicklung der norwegischen Elektrizitätswirtschaft lässt sich grob in drei Abschnitte unterteilen, die Zeit vor der Liberalisierung, deren Umsetzung und anschließend, wie sich der Markt entsprechend in Richtung des heutigen Nord Pool verändert hat.

### 2.2.1 Alte Struktur der Elektrizitätswirtschaft

Die in diesem Abschnitt enthaltenen, historischen Fakten sind größtenteils, insofern nicht anders zitiert, aus den Publikationen „From club-regulation to market competition in the Scandinavian electricity supply industry“ von Hjalmarsson und „SNF Report: Essays on Electricity Markets“ von Rud entnommen (Hjalmarsson, 1996; Rud, 2009).

Im Südosten Norwegens schlossen sich 1932 mehrere bedeutende Kraftwerksbetreiber zu der Organisation „Samkjøringen“ zusammen, was übersetzt so viel bedeutet wie Koordination (EasyTrans.org, 2012). Das Ziel war die regionale Koordination, der Austausch und der Verkauf von Energie zwischen den Mitgliedern und eine Bündelung („pooling“) der Kraftwerkskapazitäten zur Optimierung des Kraftwerkseinsatzes, Steigerung der Ausfallsicherheit, usw.

In den folgenden Jahren entstanden weitere ähnliche Organisationen in den anderen vier Regionen Norwegens. In Zentralnorwegen war es „Nordenfjeldske Kraftsamband“ (1953), im Südwesten „Vestlandske Kraftsamband“ (1955), im Norden „Samkjøringen Nord-Norge“ (1960) und im Nordwesten „Vest-Norges Samkjøringsselskap“ (1961). Die fünf genannten Organisationen schlossen sich 1971, nach dem Ausbau der überregionalen Leitungsverbindungen, zu der Organisation „Samkjøringen av kraftverkene i Norge“ (Koordination der Kraftwerke in Norwegen) zusammen (Pilskog, 1996).

Dieses „neue Samkjøringen“ (auch Norwegian Power Pool genannt) war zuständig für das Übertragungsnetz, dem Clearing zwischen den regionalen Gebieten und auch für den im Jahr 1971 entstandenen Ausgleichsenergiemarkt. Das Übertragungsnetz wurde dabei von Samkjøringen nur gepachtet und etwa 80 – 85 % davon waren im Besitz des staatlichen Energieunternehmens „Statkraftverkene“.

Die Notwendigkeit eines Ausgleichsenergiemarktes ergab sich aufgrund der stochastischen Natur der Energieproduktion aus Wasserkraft, welche zu dieser Zeit 99 % der Gesamtproduktion ausmachte. Das Ziel war die optimale Nutzung der Speicherkapazitäten. Im Grunde diente der Markt dazu, Wasser von Produzenten mit Überproduktion zu Produzenten mit Engpässen zu verschieben, damit letztere ihre bestehenden, langfristigen Energielieferverträge einhalten konnten. Der Marktpreis signalisierte dabei den Speicherbetreibern, ob Strom gekauft oder verkauft werden sollte, und bei großen industriellen Heizanlagen ob Strom oder Öl verwendet werden sollte.

Der Ausgleichsenergiemarkt arbeitete als Spotmarkt mit einem marktbasierten Gleichgewichtspreis (Market Clearing Price oder auch Markträumungspreis). Die Marktteilnehmer gaben einmal wöchentlich die Angebots- und Nachfragekurve der Energielieferung zu den jeweiligen Zeitpunkten für die darauffolgende Woche an. Der hier genannte Spotmarkt ist aber nicht mit dem derzeit typischen, europäischen Spotmarkt zu verwechseln, der als Day-Ahead-Markt täglich gecleart wird. Basierend auf die Information über Angebot und Nachfrage erstellte der Norwegian Power Pool einen Summenfahrplan und im Schnittpunkt



von Angebots- und Nachfragekurve bildete sich der Market-Clearing-Price (MCP) für jeden Zeitpunkt der darauffolgenden Woche (siehe Abbildung 2).

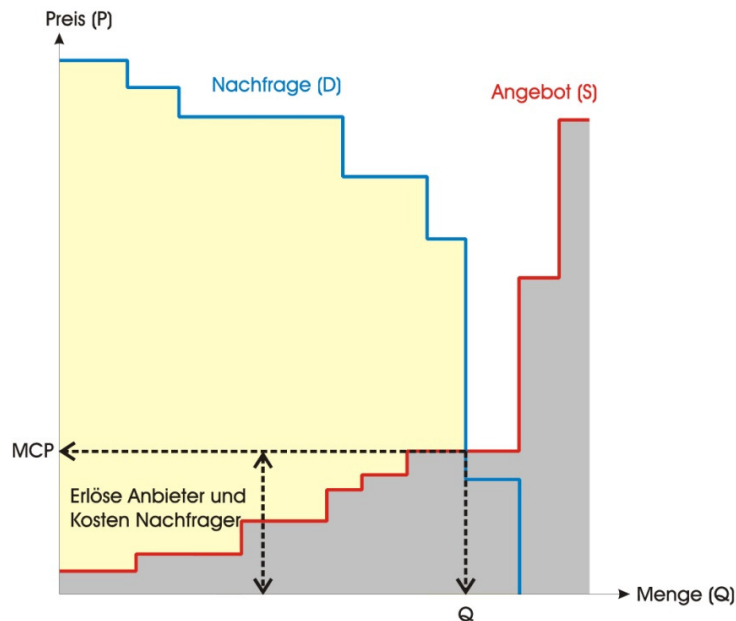


Abbildung 2: Schematische Darstellung der Preisbildung, Quelle: (Tyma, et al., 2010 S. 1)

Aufgrund von Fluktuationen bei der Erzeugung, dem Verbrauch und der Verfügbarkeit von Erzeugungseinheiten mussten Anpassungen vorgenommen werden. Waren die Abweichungen zu groß, wurde der Markt unter der Woche erneut geräumt. Wenn die Transportkapazitäten zwischen verschiedenen Bereichen des Systems nicht ausreichend waren, kam es zu einer Aufteilung in zwei oder mehrere Marktgebiete mit eigenem Markt-räumungspreis. Dies war eine frühe Form des Market Splittings, wie es heute in Skandinavien betrieben wird.

In Abbildung 3 ist die Struktur der norwegischen Elektrizitätswirtschaft schematisch dargestellt. Das staatlich geführte Unternehmen Statkraftverkene war dabei mit einem Drittel der Erzeugungskapazitäten der größte Marktteilnehmer und war auch am Spotmarkt am stärksten beteiligt. Der Zugang zum Spotmarkt war rein auf Energieerzeuger beschränkt, die eine minimale Erzeugung von 100 GWh aufweisen konnten. Weiters mussten sie ihren Verbrauch, inklusive einer bestimmten Reserve, mit den eigenen Anlagen oder über Langzeitverträge mit anderen Energieunternehmen abgedeckt haben. Einzige Ausnahme war dabei eine begrenzte Anzahl von Industrieunternehmen mit einer eigenen Energieerzeugung, wie zum Beispiel die bereits genannten großen Industrieheizanlagen.

Die Zahl der Marktteilnehmer am Spotmarkt belief sich auf rund 77, wovon 63 Energieversorgungsunternehmen waren. Die Marktteilnahme selbst war freiwillig und weder die Gebote, noch die erstellten Fahrpläne waren rechtlich bindend. Der Norwegian Power Pool hatte auch keine direkte Kontrolle über die Kraftwerke der Marktteilnehmer und hatte zumindest unter normalen Umständen kein Recht dazu, diese zur Energieproduktion aufzufordern. Die Funktionalität des Spotmarktes hing somit von der Kooperationsbereitschaft der Marktteilnehmer ab, also davon, ob vereinbarte Zusagen eingehalten wurden. Hinsichtlich der späteren Deregulierung des gesamten Stromhandels, kann man diesen Markt als eine Art Vorläufer des heutigen Nord Pools sehen (Hjalmarsson, 1996 S. 143-145; Rud, 2009 S. 28-29).

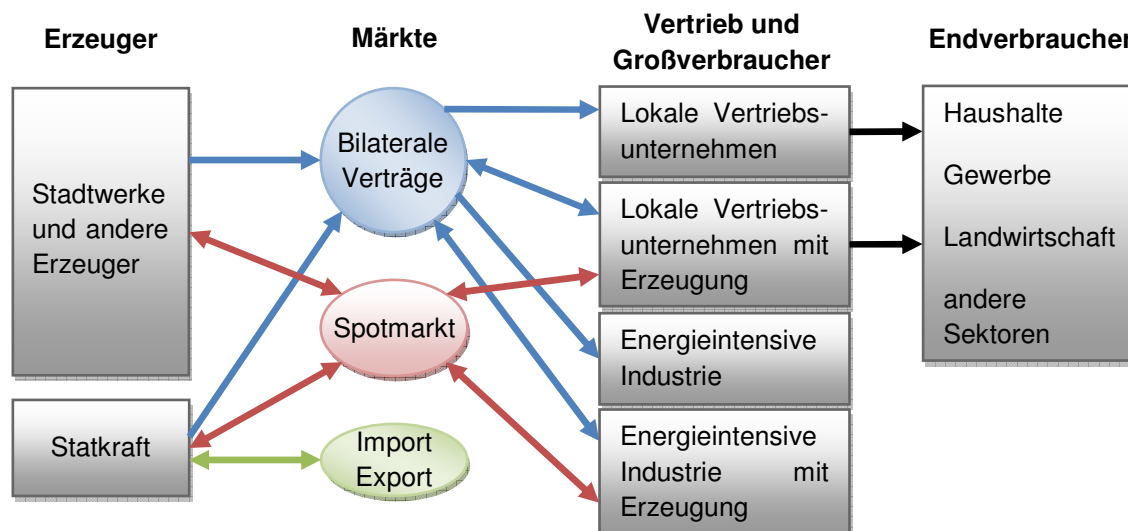


Abbildung 3: Der norwegische Elektrizitätssektor vor der Liberalisierung, eigene Darstellung in Anlehnung an (Rud, 2009 S. 18)

Der Spotmarkt deckte nur etwa 10 % des nationalen Energiegroßhandels ab, die anderen 90 % der Energie wurden über langfristige, bilaterale Forward-Verträge verkauft. Davon wiederum ging rund ein Drittel an die energieintensive Industrie. Diese sogenannten „firm power“-Verträge (Grundlastverträge) wurden individuell verhandelt und die Verkäufer waren per Gesetz dazu verpflichtet, die Einhaltung der Verträge sicherzustellen und diese gegebenenfalls auch über Verträge mit anderen Erzeugern abzusichern.

Der Weiterverkauf von bestehenden Verträgen war nicht erlaubt und beim Weiterverkauf von Strom galten strenge Restriktionen, ganz im Gegensatz zu heute, wo Strom ohne Probleme mehrfach gehandelt werden kann, bevor eine tatsächliche Lieferung erfolgt. Die Forward-Verträge hatten auch eine im Vergleich zu heute relativ lange Laufzeit, von fünf Jahren bei später abgeschlossenen Verträgen und bis zu 50 Jahren bei älteren Verträgen für energieintensive Industriebetriebe.

Fast 40 % der bilateral gehandelten Energie kam aus Verträgen mit Statkraftwerken, dessen Preise und Bedingungen das norwegische Parlament vorgab und mehr oder weniger als Norm von den anderen Stromhändlern übernommen wurden. Dieser sogenannte „Statkraft-Preis“ diente dazu, um Preissignale an den Markt zu senden und diesen damit zu regulieren.

Die verbleibenden 60 % der Energie aus bilateralen Verträgen wurden nicht gänzlich am Markt gehandelt, sondern bestanden zum Beispiel aus Energie für den Eigenverbrauch von großen Industriebetrieben mit eigener Erzeugung. Desweiteren kauften bei vertikal integrierten Energiekonzernen die lokalen Vertriebsunternehmen die benötigte Energie direkt bei ihrem Mutterunternehmen ein (Hjalmarsson, 1996 S. 143-145; Rud, 2009 S. 28-29).

Der Marktpreis bzw. Statkraft-Preis wurde bis zum Jahr 1979 auf Basis der durchschnittlichen Kosten festgesetzt. Das Konzept dahinter war, dass der Elektrizitätssektor als eine Non-Profit-Organisation arbeiten sollte und die Konsumentenpreise so niedrig wie möglich sein sollten. Die Deckung von Investitionen in Erzeugungsanlagen und Übertragungskapazitäten erfolgte deshalb teilweise über Subventionen. Die Investitionen hatten keinen direkten Einfluss auf den Marktpreis, da es keinen vollkommenen Wettbewerbsmarkt gab.

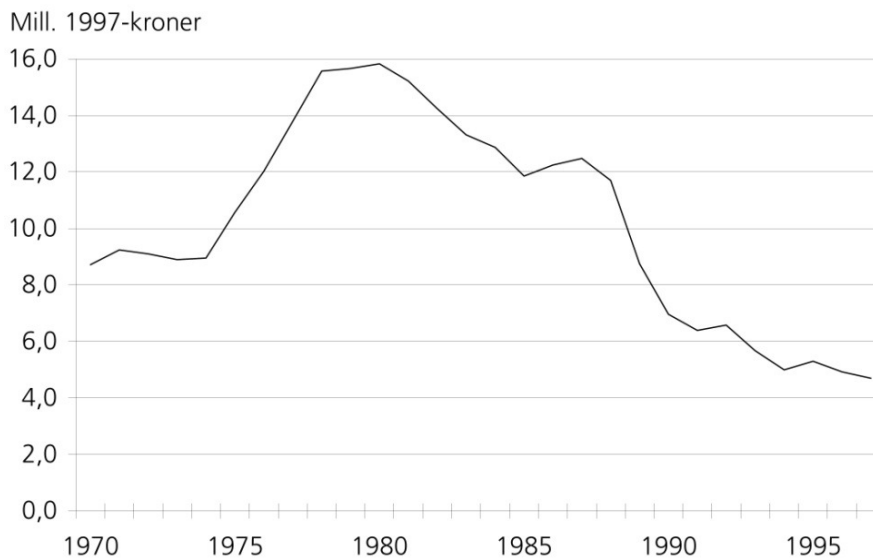


Abbildung 4: Investitionen in Erzeugungskapazitäten von 1970-1997, Quelle: (Bye, et al., 1998 S. 5)

Der Preis am Ausgleichsenergiemarkt hingegen bildete sich, wie in Abbildung 2 bereits dargestellt, nach dem Merit-Order-Prinzip (Anordnung der Erzeugung nach den kurzfristigen Grenzkosten<sup>2</sup>). Nach 1979 wurde die Preisgestaltung am Großhandelsmarkt in Abhängigkeit der langfristigen Grenzkosten eingeführt, um damit die Kostenrückgewinnung über den Strompreis zu erhöhen. Die gesamten Kosten, also Fixkosten und variable Kosten, waren dabei vollständig gedeckt, wobei jedoch keinerlei Anreiz für Kostenminimierung und Effizienzsteigerung bestand. Dies führte zu einem starken Anstieg der Investitionen, wie in Abbildung 4 ersichtlich. Dieser massive Zubau an Erzeugungskapazitäten war ein weiterer Grund für die bereits erwähnte Überproduktion zum Zeitpunkt der Liberalisierung und den starken Rückgang des Ausbaus der Wasserkraft in den späteren Jahren.

Dass die Investitionen bereits vor der Liberalisierung wieder abnahmen, war von verschiedenen Faktoren abhängig. Die Hauptgründe waren der Anstieg der Investitionskosten, da die günstigsten Standorte bereits ausgebaut waren, und auch die wachsende Sorge über die negativen Umwelteinflüsse der Wasserkraft. Während Norwegen in den Jahren der Überproduktion stets ein Stromexporteur war, drehte sich dies Ende der 90er Jahre um und Norwegen musste Strom importieren (Bye, et al., 2005 S. 5-6).

Der Exportmarkt vor der Liberalisierung wurde so gehandhabt, dass das staatliche Unternehmen Statkraftsverkene als einziges dazu berechtigt war, elektrische Energie mit den gekoppelten Ländern Schweden und Dänemark auszutauschen. Dies wurde jedoch insofern eingeschränkt, als dass nur überschüssige Ausgleichsenergie exportiert werden durfte. Der Handel selbst wurde über bilaterale Verträge abgeschlossen, wobei je nach Vertragspartner ein anderer Preis galt. Beim Energieaustausch mit Schweden ergab sich der Preis aus dem Mittelwert des norwegischen Spotmarktpreises und der entsprechenden (kurzfristigen) Grenzkosten in Schweden. Der Export- bzw. Importpreis mit Dänemark

<sup>2</sup> Die Grenzkosten sind jene Kosten, die bei der Produktion einer zusätzlichen Einheit anfallen. In der Elektrizitätswirtschaft sind damit zum Beispiel die Kosten für die Produktion einer zusätzlichen MWh gemeint. Der Unterschied von langfristigen und kurzfristigen Grenzkosten besteht darin, dass bei den langfristigen Grenzkosten zusätzlich noch die Kapitalkosten von Investitionen berücksichtigt werden. Kurzfristige Grenzkosten enthalten die Betriebskosten (variable Kosten), wie zum Beispiel Brennstoffkosten, CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise, usw. (Redl, et al., 2006 S. 6)

variierte dagegen in Abhängigkeit von den dortigen Brennstoffkosten. Schweden und Dänemark profitierten dabei von dem damals sehr niedrigen Spotpreis (Abbildung 5) in Norwegen. Sie bezahlten also für den norwegischen Strom weniger als die norwegischen Endkunden (Rud, 2009 S. 32).

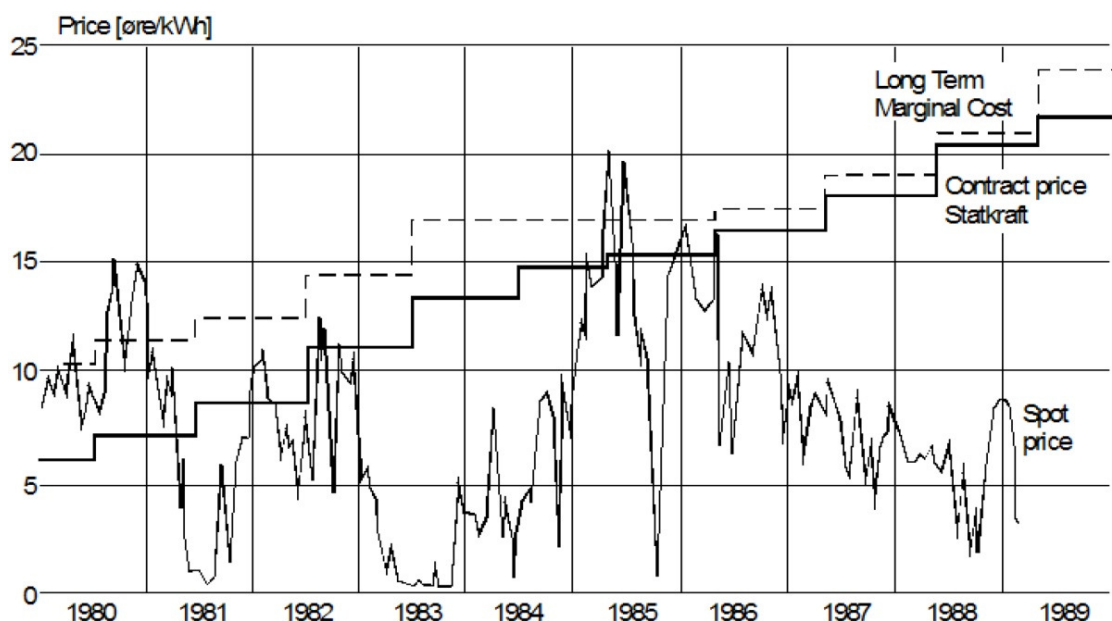


Abbildung 5: Marktpreise vor der Liberalisierung, Quelle: (Wangensteen, 2012 S. 106)

Wie man anhand von Abbildung 5 erkennen kann, ist der Preis am Großhandelsmarkt nicht mit dem Spotpreis gekoppelt. Dies ist auch auf die Zugangsbeschränkungen zur Teilnahme am Spotmarkt und der Abdeckung des Energieverbrauchs über langfristige Verträge zurückzuführen.

In der Abbildung sind die Entwicklungen des Spotpreises, des Statkraft-Preises und der geschätzten, langfristigen Grenzkosten vor der Liberalisierung dargestellt. Der Spotpreis fluktuierte auf Grund der volatilen Natur der Erzeugung aus Wasserkraft sehr stark, war aber wegen den Überkapazitäten im Netz und des damit vorhandenen Überangebotes am Spotmarkt im Durchschnitt deutlich niedriger als der Statkraft-Preis bzw. die langfristigen Grenzkosten.

Die Kosten bei einer Erhöhung der Erzeugung aus den bestehenden Anlagen (berücksichtigt in den kurzfristigen Grenzkosten) sind im Allgemeinen daher niedriger, als eine Investition in neue Erzeugungskapazitäten (also die langfristigen Grenzkosten). In einem Wettbewerbsmarkt hätte dies einen Rückgang von Investitionen in neue Erzeugungskapazitäten zur Folge gehabt. Der Markt würde sich somit bei einem Überangebot selbst regulieren. Dies steht im Widerspruch zu der norwegischen Preispolitik, die wie bereits erwähnt nach 1979 zu verstärkten Investitionen führte. Die in Abbildung 5 sichtbare Differenz zwischen langfristigen Grenzkosten und dem staatlich bestimmten Statkraft-Preis kommt daher, dass die neue Preispolitik nie vollständig umgesetzt wurde (Wangensteen, 2012 S. 62-66, 106-107).

## 2.2.2 Gründe für eine Liberalisierung und deren Umsetzung

Die in diesem Kapitel erörterten Zusammenhänge basieren dabei, falls nicht anders zitiert, auf die Publikationen „Deregulation of electricity markets - The Norwegian experience“ von

Bye et al. und „From club-regulation to market competition in the Scandinavian electricity supply industry“ von Hjalmarsson (Bye, et al., 2005; Hjalmarsson, 1996).

Mit dem neuen Energiegesetz von 1990 und der Umsetzung im darauffolgenden Jahr war Norwegen das erste skandinavische Land, das den Elektrizitätsmarkt liberalisierte. Auch im europäischen Vergleich gehörte Norwegen, zusammen mit Großbritannien, zu den führenden Ländern bei der Strommarktliberalisierung.

Um die Notwendigkeit der Marktreform zu ergründen, werden in den folgenden Abschnitten die damals bestehenden Probleme und Ineffizienzen in den drei großen Bereichen der norwegischen Elektrizitätswirtschaft kurz dargestellt (Bye, et al., 2005):

- Mängel im Bereich der Erzeugung
- Mängel im Bereich von Übertragung und Verteilung
- Mängel am Strommarkt selbst

Die bereits in Kapitel 2.2.1 erörterte Überproduktion im Bereich der **Erzeugung**, welche selbst bereits eine Ineffizienz darstellte, führte in den späten 80er Jahren dazu, dass jährlich rund 5 % des Zuflusses der Speicherkraftwerke ungenutzt blieben. Dieser Verlust an Energie resultiert aus dem unflexiblen Elektrizitätsmarkt. Die installierte Kapazität wäre ausreichend gewesen, um Strom aus diesem verlorenen Wasser zu gewinnen. Da die Langzeitverträge aber bereits gedeckt waren, hätte man diese überschüssige Energie somit am damaligen Spotmarkt anbieten müssen. Dies hätte den niedrigen Spotpreis noch weiter verringert, und da die Profite aus diesem Markt für die Energieunternehmen bereits marginal waren, bestand keinerlei Anreiz für eine effiziente Nutzung des Zuflusses.

Der Bereich **Übertragung und Verteilung** von Energie stellt ein natürliches Monopol dar, deshalb ist immer eine Art von Regulierung notwendig um Profite und Ineffizienzen zu begrenzen bzw. zu reduzieren, sowie einen diskriminierungsfreien Netzzugang für alle Marktteilnehmer zu gewährleisten. Deshalb wurde dieser Sektor auch nach der Marktreform weiterhin reguliert. Jedoch gab es zum Beispiel Änderungen bei der Bepreisung von Übertragung und Verteilung der Energie.

Die Netznutzungsentgelte waren bis 1992 distanzabhängig, basierten also auf die Entfernung zwischen Einspeise- und Abnahmestelle. Die Preisaufschläge für Energieübertragungen über weite Strecken standen in keinem Zusammenhang zu den realen Kosten, da der Stromfluss den physikalischen Gesetzen (Ohm, Kirchhoff) folgt und nicht den abgeschlossenen Verträgen. Es wurden damit falsche Preissignale an den Markt gesendet und eine lokale Erzeugung gefördert, auch wenn sie oft weniger wirtschaftlich war als ein entsprechend dezentraler Standort.

Die Eintrittsbarrieren des damaligen **Strommarktes** waren ein großer Nachteil, im Vergleich zu einem idealen vollkommenen Wettbewerbsmarkt, wo es keine Ein- und Austrittsbarrieren gibt. Die Endkunden hatten zum Beispiel keinen Zugang zum Markt und bei den lokalen Vertriebsunternehmen, die die Verbraucher indirekt am Markt vertreten sollten, gab es dadurch keinerlei Konkurrenzdruck. Es bestand somit kein Anreiz zur Effizienz. Des Weiteren profitierten auch die Endkunden von Vertriebsunternehmen, die Zugang zum Spotmarkt hatten, nicht vom wesentlich geringeren Spotpreis. Das lag aber wie bereits

erwähnt auch daran, dass die Vertriebsunternehmen dazu gezwungen waren, ihre Energieversorgung über langfristige bilaterale Verträge abzudecken.

Weitere Verluste aufgrund mangelnder Effektivität am Strommarkt sind auf Preisdifferenzen am Markt zurückzuführen. In der Mikroökonomie gilt es für einen möglichst effizienten Markt die sogenannte Wohlfahrt<sup>3</sup> (siehe Kapitel 1.2) zu maximieren. Im Idealfall würde der Preis des Stromes, der mehr oder weniger als homogenes Gut betrachtet werden kann, nur von der Nachfrage abhängen und für alle Kunden gleich sein. In einem realen Markt ist dies jedoch nicht der Fall, die Wohlfahrt verringert sich somit. Betrachten man zum Beispiel den Strompreis von 2011 in Norwegen, der für Haushaltskunden 45,3 Øre/kWh entsprach und für Kunden aus der energieintensiven Industrie 26,4 Øre/kWh (Statistisk sentralbyrå, 2012a). Der Industriepreis betrug somit knapp 60 % des Haushaltspreises. Vergleicht man dies nun mit der Preisdivergenz aus den Jahren 1978 bis 1983, wo der Haushaltspreis im Schnitt etwa dem Dreifachen des Industriepreises entsprach, dann kann man erkennen, dass durch die damalige Preisgestaltung und der höheren Preisdifferenz entsprechend höhere Wohlfahrtsverluste zu erwarten waren.

Auch die bereits erwähnten regionalen Preisdifferenzen trugen zu weiteren Verlusten bei. In sogenannten Exportregionen, welche einen Überschuss an Energie produzierten, wurden die Preise für lokale Kunden niedrig gehalten, während Kunden von Importregionen mehr für ihren Strom bezahlen mussten. Dies wird in der Markttheorie auch als Preisdiskriminierung bezeichnet.

Das Ziel der Liberalisierung mit dem Energiegesetz von 1990 war es, die in Kapitel 1.2 aufgeführten Unzulänglichkeiten des realen Marktes auszumerzen, die nicht auf die Natur der Elektrizität selbst zurückzuführen sind. In diesem Falle bezogen auf die eben genannten Mängel der norwegischen Elektrizitätswirtschaft. Das sogenannte Unbundling war dabei ein wesentliches Element der Liberalisierung, also die Entflechtung des Netzes von Erzeugung und Vertrieb. Während das Netz ein natürliches Monopol darstellt und einer Regulierung bedarf, so sollen Erzeugung und Vertrieb durch den freien Wettbewerb zu mehr Effizienz gezwungen werden.

Die Struktur der norwegischen Elektrizitätswirtschaft nach der Liberalisierung ist in Abbildung 6 dargestellt. Dabei sind die Wettbewerbsbereiche, also der Großhandels- und der Endkundenmarkt, in Blau dargestellt, sowie die Übertragung und die Verteilung als natürliche Monopole in Rot. Die blauen Pfeile bilden also die Stromverträge mit den Geldflüssen ab, während die roten Pfeile den tatsächlichen Stromfluss wiedergeben. Musste zum Beispiel jeder Endkunde im alten Elektrizitätswirtschaftlichen System (siehe Abbildung 3 auf Seite 7) den Strom von seinem lokalen Vertriebsunternehmen beziehen, so ist es nun möglich seinen Stromlieferanten frei zu wählen. Es war so vorgesehen, dass das gesamte Übertragungsnetz von einem unabhängigen, nationalen Netzbetreiber geführt werden soll. Das Verteilnetz hingegen sollte von lokalen bzw. regionalen Netzbetreibern geführt werden, wobei das Unbundling in diesem Bereich weniger strikt umgesetzt wurde. Lediglich eine unternehmensinterne Trennung der Geschäftsbereiche und Bilanzen wurde schlussendlich gefordert, was dem sogenannten „legal unbundling“ entspricht (Rud, 2009 S. 22-25).

---

<sup>3</sup> Gesamtnutzen des Marktes

Die derzeitige Situation in den verschiedenen Bereichen, speziell der Ablauf des Stromhandels im Spotmarkt, dem Intradaymarkt, dem Finanzmarkt, usw., wird in den einzelnen Abschnitten des Kapitels 3 detaillierter dargestellt.

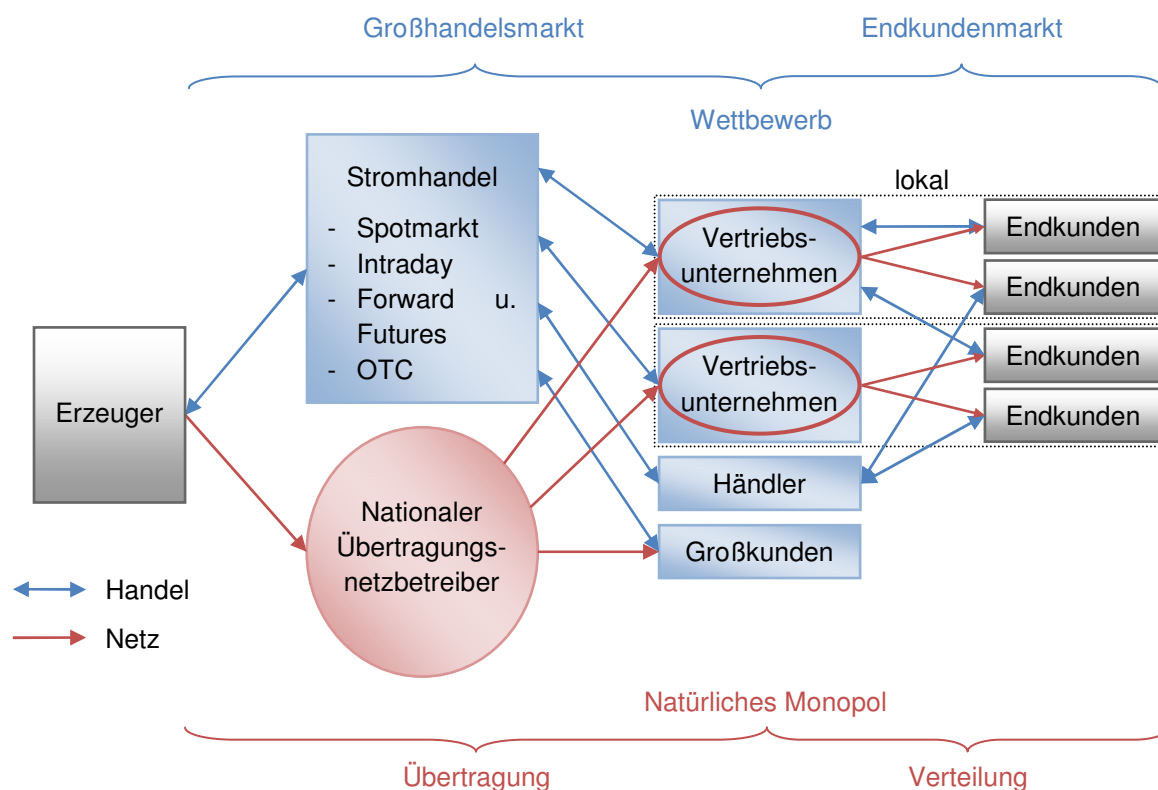


Abbildung 6: Struktur der norwegischen Elektrizitätswirtschaft nach 1990, eigene Darstellung in Anlehnung an (Rud, 2009 S. 24)

Auf Basis der bereits erörterten Mängel in der norwegischen Elektrizitätswirtschaft wurden mit dem Energiegesetz von 1990 eine Reihe von Umstrukturierungen in Gang gesetzt. Im Gegensatz zu etwa Großbritannien wurden in Norwegen jedoch keine Privatisierungen durchgeführt, da dies auf politischer Ebene nicht durchsetzbar war. Der Großteil der Energieerzeugung war weiterhin in der Hand von Staat, Städten und Gemeinden. Die wesentlichen Punkte und der zeitliche Ablauf der Liberalisierung werden in den folgenden Absätzen näher erläutert.

Das staatlich geführte, vertikal integrierte Unternehmen Statkraftverkene wurde im Jahr 1992 mit dem sogenannten „ownership unbundling“ in zwei voneinander komplett unabhängige Unternehmen geteilt: Statkraft SF<sup>4</sup> als wettbewerbsorientierter Energieerzeuger und Statnett SF als nationaler Übertragungsnetzbetreiber (TSO, Transmission System Operator). Sowohl Statkraft als auch Statnett verblieben zwar in staatlicher Hand, aber wurden unterschiedlichen Ministerien unterstellt, Statkraft dem „Ministry of Trade and Industry“ und Statnett dem „Norwegian Ministry of Petroleum and Energy“ (Rud, 2009).

Das TSO-Modell wurde auch in den anderen skandinavischen Ländern umgesetzt, während zum Beispiel in Österreich das Unternehmen APG als Tochter der Verbund seit 2011 als ITO (Independent Transmission Operator) das Übertragungsnetz führt. Dabei bleibt das Netz im Besitz des vertikal integrierten Mutterkonzerns, ähnlich wie beim Modell des ISO

<sup>4</sup> „Statsforetak“, staatliches Unternehmen



(Independent System Operator). Während der ISO als eine unabhängige Gesellschaft den Netzbetrieb übernimmt, verbleibt beim ITO der Netzbetrieb noch im Mutterkonzern selbst, jedoch unter strikten Auflagen in Bezug auf dessen Unabhängigkeit.

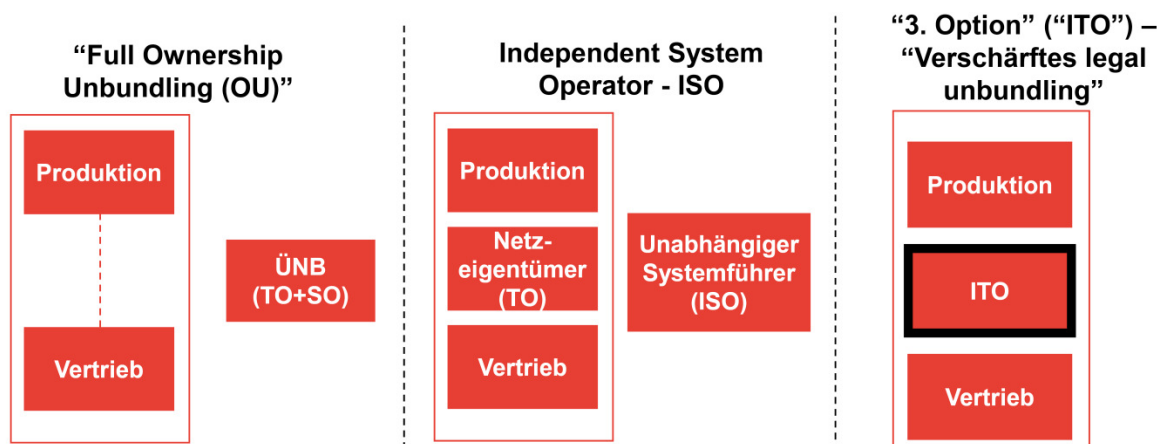


Abbildung 7: Arten der Unbundling-Umsetzung im Übertragungsnetz, Quelle: (Riechmann, 2009 S. 8)

In Abbildung 7 sind die strukturellen Unterschiede der Unbundlingvarianten für das Übertragungsnetz zusammengefasst dargestellt. Für die anderen vertikal integrierten Unternehmen war in Norwegen, wie bereits erwähnt, eine Trennung der Geschäftsbereiche und der Bilanzen ausreichend.

### 2.2.3 Statnett Marked als Vorläufer des Nord Pool

Die betreffenden Informationen dieses Abschnitts sind aus der Publikation „SNF Report: Essays on Electricity Markets“ von Rud abgeleitet (Rud, 2009).

Die für die Koordination der norwegischen Kraftwerke ehemals zuständige Organisation Samkjøringen (Norwegian Power Pool) wurde 1993 in das Unternehmen Statnett SF eingegliedert. Basierend auf den ehemaligen Ausgleichsenergiemarkt wurde auch ein neuer Spotmarkt gebildet, der von dem unabhängigen Tochterunternehmen Statnett Marked AS<sup>5</sup> geführt wurde. Dieser war nun, im Unterschied zum alten Strommarkt, für Erzeuger und Verbraucher frei zugänglich, wenn die entsprechenden Voraussetzungen erfüllt wurden. Diese betrafen beispielsweise bestimmte technische Anforderungen und die Bezahlung von Markteintritts-, Jahres- und Volumensgebühren. Der Spotmarkt wurde täglich gecleart, der Marktpreis entsprach dabei wieder dem Gleichgewichtspreis von Angebots- und Nachfragekurve.

Neben dem täglichen Spotmarkt oblag Statnett Marked auch die Kontrolle über den Regelenergiemarkt und dem sogenannten wöchentlichen Markt. Der Regelenergiemarkt wurde entwickelt um auf die kurzfristigen Abweichungen von Angebot und Nachfrage reagieren zu können. Dieser Markt war mit der Liberalisierung notwendig geworden, da vorher Energieerzeuger noch von Samkjøringen als den norwegischen Systemkoordinator angewiesen werden konnten, ihre Produktion zu steigern. Die Marktteilnehmer des damals neuen Regelenergiemarktes waren hauptsächlich Erzeuger, die die notwendigen technischen Bedingungen erfüllten und ihre Erzeugung innerhalb 15 Minuten anpassen konnten. Die Erzeuger gaben dabei ihre Gebote (Preis für die verfügbare Regelenergie) für

<sup>5</sup> „AS“, Gesellschaft mit beschränkter Haftung



den nächsten Tag kurz nach der Schließung des Spotmarktes ab. Das Clearing von Statnett erfolgte dann laufend am entsprechenden Tag, je nachdem wann Regelenergie benötigt wurde. Der Regelenergiepreis bildet sich ebenfalls aus der Merit-Order von Angebot und Nachfrage.

Der wöchentliche Markt war Norwegens erster Forward-Markt, also ein Markt für Stromverträge über Lieferung und Bezahlung zu einem in der Zukunft liegenden Zeitpunkt. Die Basisperiode eines am Markt gehandelten Blocks betrug dabei eine Woche, deshalb auch wöchentlicher Markt oder „Weekly Market“. Damit konnte man sich gegen die Preisschwankungen am Spotmarkt absichern (Hedging). Dieser Markt war auch ein Vorreiter für den heutigen Terminmarkt, wobei die Verträge des wöchentlichen Marktes noch vollständig physikalisch erfüllt wurden, im Gegensatz zu den heutigen Forwards und Futures. Die Funktion eines solchen Forward- bzw. Terminmarktes wird in Kapitel 3.7 näher erläutert.

Rund 30 % des gesamten Energiehandels von 1994 wurde an den drei eben vorgestellten Märkten gehandelt, der Großteil bestand weiterhin aus bilateralen Verträgen. Es war jedoch nicht mehr vorgeschrieben, die Lieferverpflichtungen über langfristige Verträge abzudecken. Was auch an dem stark abnehmenden Anteil an bilateralen Verträgen in den folgenden Jahren zu beobachten war. Im Jahr 2011 wurde nur mehr etwa 25 % der Energie bilateral gehandelt.

#### 2.2.4 Weitere Schritte der Liberalisierung

Die in diesem Kapitel enthaltenen Informationen basieren auf „Power System Economics: The Nordic Electricity Market“ von Wangensteen, sowie „Electricity Economics: Regulation and Deregulation“ von Rothwell et al. (Wangensteen, 2012; Rothwell, et al., 2003).

Ein weiteres Schlüsselement der Liberalisierung war die Reformierung des Netzzugangs und des Netztarifes. Das zuvor geltende Prinzip des sogenannten Netzzugangs auf Verhandlungsbasis (negotiated Third Party Access, nTPA) wurde abgeschafft und freier Zugang auf allen Netzebenen gewährt (regulated Third Party Access, rTPA). Während bei nTPA der Zugang noch über den Netzbetreiber ausgehandelt werden musste, so galt bei rTPA freier Netzzugang für alle und zu einem vom Regulator bestimmten Netztarif. Eine Diskriminierung der Energielieferungen von anderen Erzeugern war verboten. Dies entspricht auch dem Grundsatz, dass Netze als natürliche Monopole reguliert werden sollen und somit ein (diskriminierungs-)freier Wettbewerb beim Verkauf von Energie möglich ist.

Hinsichtlich der Netzentgelte war die am Anfang dieses Kapitels angesprochene Distanzabhängigkeit der Netztarife, wodurch falsche Preissignale gesendet wurden, ein weiterer wichtiger Punkt in der Marktreform. Im Jahr 1992 wurde das bis heute gültige transaktionsunabhängige Punktmodell (Point-of-Connection-Tarif) eingeführt. Erzeuger bezahlen dabei einen bestimmten Tarif um ins Netz einspeisen zu können, und Verbraucher um Energie aus dem Netz zu entnehmen, unabhängig davon wohin die Energie geliefert wird oder woher sie stammt. Jeder bezahlt dabei nur einen Netztarif, der davon abhängt, mit welcher Netzebene man verbunden ist. Der Übertragungsnetzbetreiber Statnett erhält dabei ein Entgelt von den regionalen Netzbetreibern, diese erhalten wiederum ein Entgelt von den darunterliegenden, lokalen Netzbetreibern. Erzeuger und Verbraucher bezahlen ihr Entgelt direkt an den jeweiligen Netzbetreiber entsprechend der Netzebene an der sie angeschlossen sind. Die Kosten werden dabei nach unten weitergegeben. Zum Beispiel bezahlen Haushaltskunden das Netzentgelt bei ihrem lokalen Verteilnetzunternehmen, wobei neben den Kosten für das

lokale Netz auch die Kosten für das regionale Netz und für das Übertragungsnetz enthalten sind.

Der Tarif selbst setzt sich aus zwei Komponenten zusammen, dem betriebsabhängigen Teil und dem fixen betriebsunabhängigen Teil. Erstere enthält eine Gebühr für die übertragene Energie (basierend auf die marginalen Verluste) und eine kapazitätsabhängige Gebühr. Diese fällt bei einer Energieübertragung zwischen zwei Gebieten mit unterschiedlichen Zonenpreisen an und entspricht der Differenz zwischen Zonenpreis und Systempreis. Erzeuger müssen in einer Zone mit Energieüberschuss die Kapazitätsgebühr bezahlen, während bei Erzeuger in einer Zone mit Energiedefizit die Gebühr vom zu bezahlenden Netzentgelt abgezogen wird. Damit werden entsprechende Preissignale an den Markt gesendet, um zum Beispiel Engpässe zu verringern und Investitionen in erzeugungsschwachen Zonen zu fördern. Eine Aufteilung des Systems in unterschiedlich bepreiste Zonen tritt dann auf, wenn es zu Übertragungsengpässen eben zwischen diesen Zonen kommt (siehe auch Kapitel 3.3.3).

Die betriebsabhängige Komponente des Tarifs, also mehr oder weniger die Verluste, entspricht aber nur rund 20 – 35 % der Gesamtkosten. Die restlichen Kosten (Investitions-, Wartungs-, Instandhaltungskosten,...) sollen mit dem betriebsunabhängigen Teil abgedeckt werden, der die sogenannte Netzanschlussgebühr enthält und zusätzlich noch eine sehr geringe Gebühr für zukünftige Investitionen.

Die „Norwegian Water Resources and Energy Administration“ (NVE) übernahm mit der Liberalisierung die Funktion als Regulierungsbehörde. Die Aufgabengebiete beziehen sich dabei vor allem auf die Regulierung von Übertragung und Verteilung als die verbliebenen Monopole (Netzzugang, Tarife,...) und die Vergabe von Konzessionen für Stromhandel, Erzeugung, Übertragung und Verteilung. Des Weiteren sollte die NVE die korrekte Umsetzung des Energiegesetzes von 1991 überwachen und hat zudem das Recht, Richtlinien und Verordnung zu erlassen, um den Wettbewerb am Markt aufrecht zu erhalten und möglichst effizient zu gestalten.

Das mit der Liberalisierung eingeführte und von 1993 bis 1996 umgesetzte Regulierungsprinzip der „Rate of Return“ (Rentabilitätsregulierung) besagte, dass die Netzbetreiber die Kapital- und Betriebskosten decken und zusätzlich eine bestimmte Rendite, also eine Verzinsung des eingesetzten Kapitals, erwirtschaften dürfen. Dies hatte jedoch den großen Nachteil, dass damit den Netzbetreibern keinerlei Anreiz zur Effizienz gegeben wurde, da sie die Kosten einfach an ihre Kunden weitergeben konnten. Auch Überinvestitionen waren dabei ein Problem. Es gab zwar eine Obergrenze für die Rendite, mit der die Netzbetreiber verpflichtet wurden, den Überschuss an die Kunden mittels niedrigerer Netztarife weiterzugeben, jedoch war das Ergebnis nicht zufriedenstellend.

Die Rentabilitätsregulierung wurde deshalb im Jahr 1997 durch ein anreizbasiertes System ersetzt, in welchem eine von den Kosten unabhängige Ertragsobergrenze („Revenue Caps“) für die einzelnen Netzbetreiber innerhalb einer sogenannten Regulierungsperiode festgelegt wurde. In Norwegen entspricht diese einem Zeitraum von fünf Jahre, jedoch werden auch dazwischen von der NVE jährliche Revisionen durchgeführt. Die Obergrenze für die einzelnen Netzbetreiber wird im jeweils ersten Jahr ( $n$ ) einer Regulierungsperiode anhand der Kosten der vergangenen Jahre ermittelt. In den darauffolgenden Jahren ( $n + x$ ) ist jeder Netzbetreiber verpflichtet, seine effektiven Kosten um einen gewissen Faktor zu senken, also

die Effizienz zu erhöhen. Die Ertragsobergrenze verringert sich dadurch jedes Jahr, wie auch in Abbildung 8 ersichtlich.

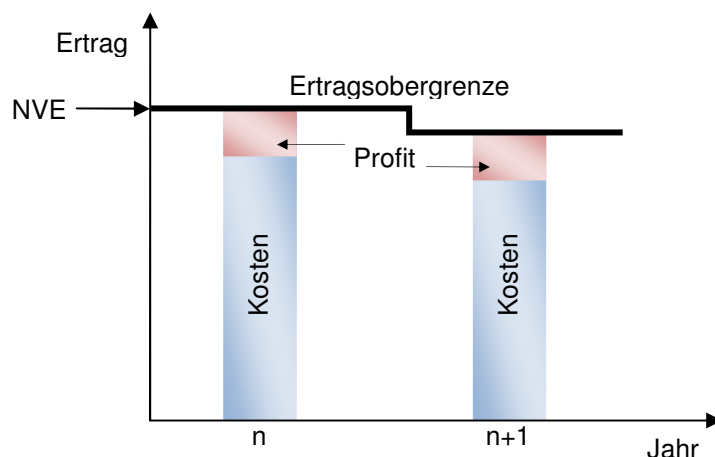


Abbildung 8: Anreizregulierung mittels Ertragsobergrenze, eigene Darstellung in Anlehnung an (Wangensteen, 2012 S. 324)

Diese geforderte Effizienzsteigerung setzt sich zusammen aus einem fixen Anteil, der für alle Netzbetreiber gleich ist und noch einem individuell bestimmten Wert, welcher davon abhängig ist, wie effizient der jeweilige Netzbetreiber bereits ist. Die in den Folgejahren errechnete Obergrenze ist auch noch abhängig von der Inflation und einem (positiven) Faktor, mit dem die Mehrkosten bei einem Zuwachs der Liefermenge bzw. durch Neukunden berücksichtigt werden. Diese letzte Komponente dient dazu, um Netzbetreiber mit stärkerem Wachstum nicht zu benachteiligen. Zusätzliche Maßnahmen zur Verringerung der Kosten erhöhen den Profit des Unternehmens und schaffen so den gewünschten Anreiz zur Kostenoptimierung.

### 2.2.5 Liberalisierung aus Sicht der Endkunden

Die Zahlen und Fakten in diesem Kapitel sind größtenteils, wenn nicht anders zitiert, aus „Deregulation of electricity markets - The Norwegian experience“ von (Bye, et al., 2005) entnommen.

Die wohl bedeutsamste Neuerung am Endkundenmarkt war die Möglichkeit, dass sich nun jeder seinen Energielieferanten frei aussuchen konnte. Man war nicht mehr gezwungen, den Strom von seinem lokalen Vertriebsunternehmen zu beziehen. Jedoch mussten man zu Beginn noch ziemlich hohe Gebühren bei einem Umstieg bezahlen, welche im Laufe der Jahre verringert und 1997 endgültig abgeschafft wurden.

Ebenfalls 1997 abgeschafft wurde die erst zwei Jahre vorher eingeführte Gebühr, die Energielieferanten bezahlen mussten, wenn sie Kunden außerhalb ihres lokalen Gebietes versorgen wollten. Die Gebühr war ursprünglich dazu gedacht, den Netzbetreibern die Abwicklungskosten bei einem Umstieg zu erstatten. Die Streichung erfolgte aufgrund der Erkenntnis, dass weitere Kosten, hinsichtlich einer freien Wahl des Stromanbieters, hinderlich wären und da inzwischen angenommen wurde, dass eine höhere Anzahl von Anbietern keine wesentlichen Mehrkosten für die Netzbetreiber darstellten.

Eine zusätzliche Hürde für Kleinkunden bestand darin, dass bei einem Umstieg auf einen anderen Anbieter ein entsprechend kostspieliger, stündlicher Lastgangzähler notwendig war, damit die Energiebilanz für jede Zone bestimmt und somit die Zonenpreise ermittelt werden

konnten. Vor der Liberalisierung, als Erzeugung und Netz noch zum selben lokalen Unternehmen gehörten, bekam der Übertragungsnetzbetreiber die Energiebilanz der jeweiligen Gebiete direkt von eben diesen Unternehmen. Nach 1991 musste jeder Erzeuger seine stündliche Energiebilanz an Statnett mitteilen. Bei einem Erzeuger mit weiträumig verstreuten Endkunden war es diesem nun nicht mehr möglich, einfach die Gesamtbilanz eines lokalen Netzwerks zu erfassen, sondern er musste den gelieferten Strom an seinen Endkunden individuell erfassen (siehe Beispiel in Abbildung 9).

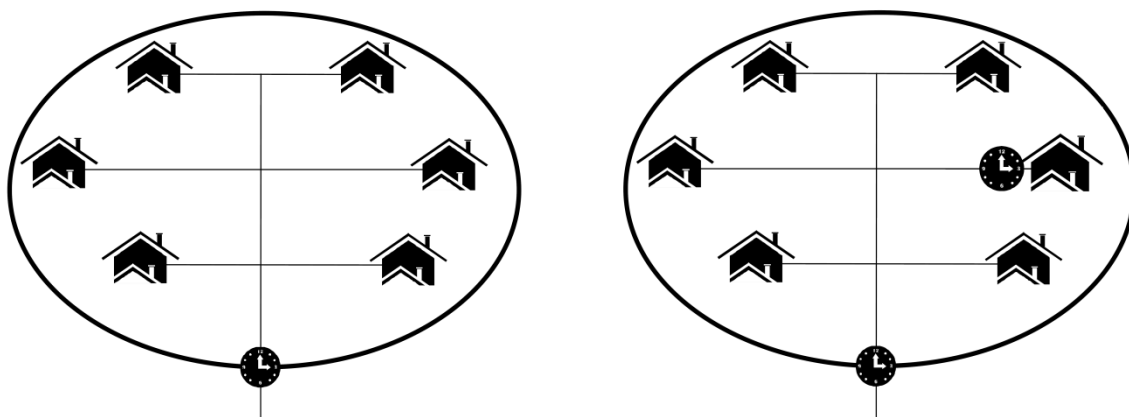


Abbildung 9: Lokale Energieversorgung mit einem und mehreren Anbietern, Quelle: (Jonassen, 1998 S. 7)

Ab 1995 wurden bei Kleinkunden stattdessen standardisierte Lastgangprofile für die jeweiligen Gebiete angenommen. Auf Weisung des Regulators NVE hin ist es seit 1998 auch möglich, den Energielieferanten in einem wöchentlichen Zeitintervall zu wechseln, statt nur quartalsweise. Im selben Jahr startete die norwegische Wettbewerbsbehörde NCA (Norwegian Competition Authority) ein Informationssystem über die Endkundenpreise der verschiedenen Stromanbieter, um die Markttransparenz zu erhöhen. Diese schrittweise Öffnung des Marktes spiegelt sich auch in den Zahlen der jährlichen Wechsel wieder. Während bis 1997 nur etwa 2.500 Endkunden ihren Stromanbieter wechselten, waren es zwischen 1997 und 2004 schon über 1,5 Millionen (Rothwell, et al., 2003 S. 182-184; NVE, 2009 S. 15; Jonassen, 1998 S. 7-13, 32).

Der für die Endkunden wohl interessanteste Gedanke hinter der Liberalisierung war, dass mit den ganzen Reformen neben Effizienzsteigerungen und anderen Verbesserungen, vor allem eine Reduzierung der Strompreise erwartet und auch proklamiert wurde. In Abbildung 10 sind die Entwicklungen von Spotmarktpreis und dem Retailpreis für Haushaltskunden nach der Liberalisierung dargestellt. Der Retailpreis entspricht dabei dem Strompreis der sogenannten „standard variable contracts“, welche damals in Norwegen die üblichen Stromlieferverträge für Haushaltskunden waren. Ihr Anteil sank jedoch von fast 90 % vor dem Jahr 2000 auf inzwischen knapp 40 % ab. Der Strompreis wird dabei vom Energieversorger frei bestimmt, etwaige Änderungen müssen aber mit einer mindestens zweiwöchigen Vorankündigung an die Kunden erfolgen.

Bei den heute dominierenden „spot based contracts“ erfolgt die Abrechnung monatlich in Abhängigkeit des durchschnittlichen Strompreises am Spotmarkt für den jeweiligen Monat, inklusive eines bestimmten Preisaufschlags. Verträge mit einem festen Strompreis über die gesamte Laufzeit, die gewöhnlich ein Jahr beträgt, finden in Norwegen nur geringe Verwendung, anders als in den anderen skandinavischen Ländern (vor allem Finnland und Dänemark).

Wie man nun in Abbildung 10 erkennen kann, war der Strompreis am Retailmarkt noch Jahre nach der Reform unabhängig vom Preis am Spotmarkt, ähnlich wie vor der Liberalisierung (dargestellt auf Seite 9 in Abbildung 5). Dies kann vor allem mit den bereits beschriebenen Unkosten und Hürden für die Endkunden beim Umstieg auf einen anderen Energieversorger begründet werden. Durch die Änderungen am Endkundenmarkt zwischen 1995 und 1998, also mit der Abschaffung von Wechselgebühren, dem Wegfallen des vorher benötigten Lastgangzählers und der Verringerung der Wechselfrist, wurde somit wie erwünscht der Wettbewerb am Markt erhöht. Dadurch wurden die Energieversorger gezwungen ihren Strompreis dem aktuellen Marktpreis anzupassen, wollten sie nicht ihre Kunden verlieren.

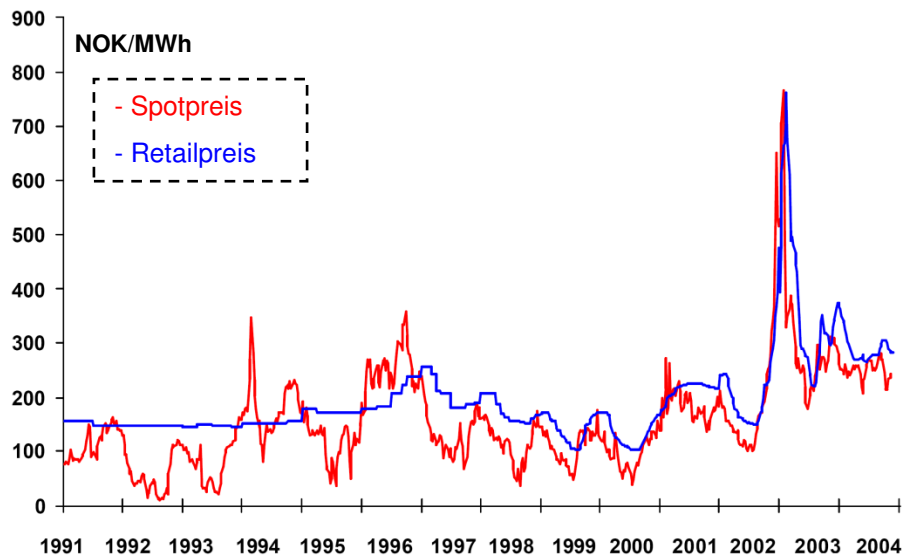


Abbildung 10: Entwicklung der Strompreise nach der Marktreform von 1991, Quelle: (Johnsen, 2004 S. 15)

Die in Abbildung 10 ersichtliche geringe zeitliche Verschiebung zwischen Spotpreis und Retailpreis war eine Folge von der bereits erwähnten zweiwöchigen Ankündigungsfrist.

Die teilweise deutlich sinkenden Spotpreise kurz nach Einführung der Liberalisierung waren jedoch nicht nur auf die Reform selbst zurückzuführen, sondern basierten auf verschiedene Umstände. Da wären zum Beispiel die äußeren Umwelteinflüsse zu dieser Zeit, mit milden Wintern und hoher Niederschlagsmenge, was sowohl den Verbrauch als auch die Energiegewinnung nicht unwesentlich beeinflusste. Zu der damaligen Zeit befand sich die norwegische Industrie auch in einer Rezession, was ebenfalls die Strompreise drückte. Zudem trug auch die erwähnte Überkapazität in Norwegen zu niedrigeren Strompreisen bei. Erst im Laufe der Zeit, mit dem Anstieg des Energieverbrauchs und dem weitaus geringeren, da nun bedarfsgerechten Kraftwerkszubau, wurden die Überkapazitäten vollständig abgebaut.

Nach dem Jahr 1997 lag der Verbrauch immer wieder über der produzierten Energie, was wiederum den steigenden Trend des Strompreises erklärt. Die Haushaltskunden selbst merkten deshalb vom versprochenen Preisnachlass nach der Liberalisierung wenig, da für sie ein Wechsel des Energieversorgers erst später rentabel war und die niedrigen Strompreise in den ersten Jahren nach der Reform nicht an sie weitergegeben wurden (Bye, et al., 2005 S. 16-28).

Die energieintensive Schwerindustrie (z.B. Aluminium-, Papier- und Zellstoffverarbeitung), und damit immerhin rund ein Drittel des norwegischen Energieverbrauchs, war anfangs nur in geringerem AusmaÙe von der Marktreform betroffen. Dieser Sektor wurde nämlich schon immer von der Regierung mit Langzeitverträgen zu günstigen Konditionen ausgestattet und auch von einer Reformierung ausgeschlossen. So verlängerte man etwa noch im Jahr 1992 wieder mehrere Verträge mit einer Laufzeit bis 2010 und auch heute werden noch neue Langzeitverträge abgeschlossen. Jedoch deckte die Schwerindustrie bereits seit den 70er Jahren einen Teil ihres Energiebedarfs über den damaligen und anschließend über den reformierten Spotmarkt. Dieser Anteil stieg im Laufe der Jahre und 2006 wurden zum Beispiel nur mehr 17 TWh über bilaterale Langzeitverträge abgeschlossen, was damals in etwa 43 % des Gesamtbedarfs von 39 TWh der Schwerindustrie entsprach oder 15 % des norwegischen Energieverbrauchs von 111 TWh (Midttun, 1997 S. 101-103; Statistisk sentralbyrå, 2012b)

Aufgrund der stochastischen Natur der norwegischen Energieproduktion und der Koppelung über den Spotpreis übernahm der Retailpreis nun auch deren starke Volatilität. Als Extrembeispiel kann man die Periode 2002-2003 betrachten, wo es durch äußerst ungewöhnliche Umstände zu einem richtigen Stresstest für den Markt kam.

Im Frühjahr des Jahres 2002 war der Wasserzufluss noch überdurchschnittlich hoch, weshalb im normalerweise niederschlagsreichen Herbst ebenfalls ein entsprechender Zufluss erwartet wurde. Um nun ein Überlaufen der Speicher im Herbst zu verhindern, wurde die Produktion erhöht und die Pegel somit abgesenkt. Dies führte auch zu einem in der Abbildung ersichtlichen Preisverfall. Doch der prognostizierte Herbstregen blieb unerwarteter Weise aus und entsprach nur etwa der Hälfte des sonst üblichen Niederschlags. Die Speicher konnten für die lastintensiven Wintermonate nicht mehr ausreichend befüllt werden und es kam zu einem Defizit von rund 20 TWh verglichen mit dem üblichen Zufluss, was etwa 17 % der norwegischen Jahresproduktion entsprach. Der durchschnittliche Spotpreis der folgenden zwölf Monate lag aufgrund dessen um über die Hälfte höher als vorher und dieser Anstieg wurde wiederum direkt an die Endkunden weitergegeben. Forderungen wurden laut, dass nun regulierende Eingriffe in den Markt, bis hin zu Stromrationierungen, notwendig seien. Jedoch pendelte sich der Markt durch den preisbedingten Rückgang des Verbrauchs, der gesteigerten Produktion aus thermischen Kraftwerken und den erhöhten Importen wieder selbstständig auf ein normales Preisniveau ein, was wiederum für die Funktionalität des Marktes sprach (Bye, et al., 2005 S. 16-28).

### 2.2.6 Strom-Außenhandel nach der Liberalisierung

Auch der Energieaustausch mit den anderen skandinavischen Ländern erlebte mit der Marktreform einige wesentliche Veränderungen. Während die Nachbarländer vorher nur mit Ausgleichsenergie des damaligen Statkraftsverkene bedient werden konnten, so wurden nach der Liberalisierung neben den kurzfristigen Energielieferungen auch langfristige Stromverträge ermöglicht. Bei dem von Statnett Marked abgewickelmten kurzfristige (Export-) Handel wurden Angebot und Nachfrage über sogenannte Preis-Mengen-Kombinationen in den norwegischen Spotmarkt integriert. Die schwedischen Marktteilnehmer bezahlten dadurch weit höhere Preise als dies vorher der Fall war (Rud, 2009).

Der Handel für langfristige Verträge hingegen war streng reguliert und teilte sich in einen konzessionsfreien, aber mengenmäßig limitierten, und einen konzessionierten Markt auf. Bei Ersterem betrug die Grenze für die jährlich insgesamt exportierbare Energie rund 5 TWh und



wurde unter den norwegischen Erzeugern aufgeteilt. Der Übertragungsnetzbetreiber Statnett, welcher bis 1996 für den gesamten Import- und Exportmarkt zuständig war, fungierte dabei als Clearingstelle. Die Vergabe von Konzessionen erfolgte zum Beispiel, um Investitionen in Überseekabel attraktiver zu gestalten oder auch um dem Erzeugungsdefizit in wasserarmen Perioden entgegenzuwirken. Die Importe selbst waren, wie die kurzfristigen Stromverträge, prinzipiell nur durch die Übertragungskapazitäten beschränkt (Rud, 2009).

## 2.3 Schweden

Ähnlich wie in Norwegen gab es in den frühen Jahren der schwedischen Elektrizitätswirtschaft keine wirkliche Regulierung oder Koordination der Erzeugung, Übertragung und Verteilung, also auch keinen entsprechenden Markt im allgemeinen Sinne. Die Verpflichtungen der Energieunternehmen bestanden nur darin, ihre Gebiete zu versorgen, für welche sie eine Konzession erhalten hatten, und dies zu „vernünftigen“ Preisen. Ein großer Nachteil an diesem gebietsisolierten Modell war, dass der Strompreis der verschiedenen Versorger stark variierte. Eine wesentliche Rolle spielte dabei der Erzeugungsmix aus Wasserkraft und thermischen Kraftwerken, da man nicht wie in Norwegen, fast den gesamten Verbrauch über die Wasserkraft abdecken konnte. Jene Erzeuger mit einem hohen Wasserkraftanteil hatten in wasserreichen Zeiten wesentlich geringere marginale Kosten und konnten deshalb ihren Kunden in diesem Fall den Strom entsprechend günstiger bereitstellen (Hjalmarsson, 1996).

Da es im Vergleich zum Kraftwerkseinsatz nach einer Merit-Order zu erheblichen Effizienzverlusten kam, wurde auch in Schweden eine Koordination der Erzeugung angestrebt. Zum Beispiel wurden Wasserkraftwerke entlang großer Flusssysteme, die im Besitz unterschiedlicher Erzeuger waren, über eigens dafür zuständige Unternehmen („regulation companies“) koordiniert, um das vorhandene Wasser möglichst effizient zu nutzen (Hjalmarsson, 1996).

### 2.3.1 Einführung des „Klubmodells“

Die Informationen über die Entwicklung der Elektrizitätswirtschaft vor der Liberalisierung entstammen der Publikation „From club-regulation to market competition in the Scandinavian electricity supply industry“ von Hjalmarsson (Hjalmarsson, 1996).

In Schweden waren bereits im Jahre 1938 alle Regionen durch das Übertragungsnetz miteinander verbunden, was eine Koordination untereinander ermöglichte. Im Unterschied zur norwegischen Organisation Samkjøringen mit dem Spotmarkt schloss sich in Schweden am Anfang der 40er Jahre eine Ansammlung der größten Energieunternehmen zu sogenannten Clubs („Klubbar“) zusammen. Die Teilnahme an diesen Clubs war dabei freiwillig, entsprechend der damals in der Elektrizitätswirtschaft mehr oder weniger herrschenden Selbstregulierung. Die beiden bedeutendsten Clubs waren der „Stamnätsklubben“ der Netzbetreiber und der „Samkörningsklubben“ als Zusammenschluss der Erzeuger.

Beide Clubs setzten sich mehr oder weniger aus denselben zwölf bis fünfzehn Energieunternehmen zusammen. Den Vorsitz in jedem Club führte dabei das staatliche Unternehmen Vattenfall, welches damals über die Hälfte des schwedischen Strombedarfs abdeckte. Ähnlich wie bei Statkraft in Norwegen sendete der Staat über den Energiekonzern indirekt Preissignale an den Markt. Vattenfall war auch Betreiber des Übertragungsnetzes und für dessen Ausbau zuständig, jedoch liefen alle wichtigen Entscheidungen mehr oder

weniger über den Club der Netzbetreiber. Während der Club für eine sichere Versorgung und einen effizienten Einsatz der Kapazitäten (Merit-Order-Dispatch) verantwortlich war, oblag Vattenfall der Systembetrieb (Real-Time-Dispatch).

In einem ersten Abkommen, dem sogenannten „Trunk-Line-Agreement“, zwischen Vattenfall und den anderen Clubteilnehmern wurde vor allem ein Ausbau der Nord-Süd-Verbindungen forciert, bedingt durch den verstärkten Zubau der Wasserkraft im Norden in den 40er und 50er Jahren und den Verbrauchsschwerpunkten im Süden. Auch das von 1965 bis 1985 laufende Nuklearprogramm in Schweden erforderte eine verstärkte Anbindung der erschlossenen Reaktorstandorte mit den Verbrauchszentren. Zudem wurden in diesem Abkommen auch die Netztarife, der Einsatz von Reserveenergie in Notfällen (Kraftwerks-, Leitungsausfall,...) zur Spannungs-/Frequenzhaltung und weitere Regelungen vereinbart. Ähnlich wie in Norwegen vor der Liberalisierung enthielten die Netztarife neben einer leistungsabhängigen Zugangsgebühr auch eine distanzabhängige Komponente, die Übertragungsverluste bzw. marginalen Kosten wurden nicht berücksichtigt. Der Zugang zum Übertragungsnetz, und damit zum nationalen Strommarkt, war durch das Trunk-Line-Agreement nur den Clubteilnehmern möglich, kleinere Erzeuger wurden damit vom Markt praktisch ausgeschlossen.

Es waren verschiedene indirekte Eingriffe des Staates in die „selbstregulierte“ schwedische Elektrizitätswirtschaft zu beobachten. Neben den Preissignalen über das staatliche Unternehmen Vattenfall wurde auch die Endkundenversorgung selbst in Schweden indirekt nach dem „Rate of Return“-Prinzip reguliert, welches zeitweise auch in Norwegen zum Einsatz kam. Dies wurde dadurch erreicht, dass es Städten und Gemeinden nach schwedischem Gesetz bis in die 90er Jahre nicht gestattet war, Profite zu erwirtschaften. Dies betraf eben auch die Stromversorgung, wodurch die Strompreise in den betreffenden Gebieten entsprechend niedriger waren. Private Energieversorger in den angrenzenden Gebieten wurden dadurch mehr oder weniger gezwungen, ihre Preise anzupassen bzw. keine zu große Preisdifferenz aufzuweisen. Es bestand ansonsten die Gefahr, dass ihre Konzession nicht verlängert werden würde und man anschließend einfach das betreffende Gebiet in ein benachbartes Versorgungsgebiet integriert.

Der zweite Club „Samkörningsklubben“ diente den beteiligten Erzeugern als eine Art Ausgleichsenergiemarkt. Dadurch sollten zum Beispiel die bereits erwähnten Effizienzverluste durch ungünstigen Kraftwerkeinsatz vermindert werden, oder auch um Engpässe auszugleichen und damit den Netzbetrieb aufrechterhalten zu können. Für eine Teilnahme an diesem Club musste man neben der Abdeckung des eigenen Verbrauchs auch über bestimmte Reservekapazitäten verfügen. Anders als im norwegischen Spotmarkt von Samkjøringen mit über 70 Stromhändlern gab es im schwedischen Clubmarkt nur rund ein Dutzend Teilnehmer. Einige davon schlossen sich zu der sogenannten „KGS group“ zusammen, um neben Vattenfall eine weitere, entsprechend große Interessensvertretung zu bilden.

Der Handel selbst lief über bilaterale Verträge ab, mit einem Preis entsprechend dem sogenannten „split-savings“-Prinzip. Dabei wurde der Mittelwert aus den jeweiligen marginalen Kosten von Käufer und Verkäufer gebildet und als Vertragspreis festgelegt. Die Gewinnspanne der Verkäufer war jedoch begrenzt, damit in Notfällen die Kosten für die Käufer nicht ins Unermessliche stiegen. Solche Verträge wurden meistens am Tag der Lieferung auf stündlicher Basis abgeschlossen, jedoch gab es auch eine geringe Anzahl an



längerfristigen<sup>6</sup> Verträgen. Der Clubmarkt wies durch die freiwillige Teilnahme eine hohe Kooperationsbereitschaft und einen ausgiebigen Informationsaustausch unter den Mitgliedern auf.

Im internationalen Vergleich und im Unterschied zu Norwegen wurde die schwedische Elektrizitätswirtschaft immer als relativ effizient angesehen. Bis zur Liberalisierung selbst gab es keine größeren Reformen des Marktes. Die Abweichung der Strompreise von den kurzfristigen Grenzkosten war geringer als in Norwegen, die Wohlfahrtsverluste insgesamt kleiner. Auch die Preisdiskriminierung konnte unter anderem wegen der Konkurrenzsituation der Energieversorger als geringfügig erachtet werden. Kritisiert wurde hingegen die lokale Monopolstellung der einzelnen Energieversorger. Dadurch war die bereits aus Norwegen bekannte Problematik der Überinvestition und einer entsprechenden Überkapazität auch in Schweden gegeben, wenn auch etwas geringer. Dies kann auf die ähnliche Bepreisung des Stromes zurückgeführt werden, da die Investitionskosten direkt über die Tarife an die Kunden weitergegeben werden konnten.

Hjalmarsson hat in seiner Publikation über die Reform der skandinavische Elektrizitätswirtschaft versucht, diese vorhandene Überkapazität anhand der von 1960 bis 1990 festgehaltenen Jahreswerte für die installierte Leistung, die Lastspitze und die erzeugte Energie nachzuweisen. Aus diesen Daten ermittelte er die jährliche Reservekapazität sowie die prozentuelle Auslastung der vorhandenen Kapazitäten (siehe Anhang Tabelle 8). Die relativ hohen Werte der jährlichen Reservekapazitäten sind nicht unbedingt ein Anzeichen für Überinvestitionen, sondern lassen sich durch den hohen Anteil an Wasserkraft in der Gesamtenergieerzeugung erklären. Wasserkraftanlagen werden zwar auf eine bestimmte Ausbauwassermenge ausgelegt, der tatsächliche nutzbare Durchfluss jedoch ist von verschiedenen Faktoren abhängig, wie zum Beispiel der jeweiligen Jahreszeit, dem Niederschlag usw. Ist der reale Durchfluss und damit die Produktion geringer, sinkt auch die Reserve, so wie etwa im Jahr 1987. In diesem Jahr betrug die verfügbare Reservekapazität zeitweise weniger als 10 %, obwohl sich aus der damals installierten Kapazität und der Lastspitze eine theoretische Reserve von 31 % ergeben hätte müssen.

Es ist jedoch festzustellen, dass die Werte der Reserve von Anfang der 70er Jahre bis Mitte der 80er tendenziell etwas höher lagen. Im etwa selben Zeitraum sank auch die ermittelte jährliche Auslastung der installierten Kapazitäten. Diese ergab sich dabei aus den Volllaststunden, also dem Verhältnis von der tatsächlich produzierten Energie zu der maximal möglichen Energieproduktion, wenn die gesamte Kapazität über das Jahr hinweg durchgehend genutzt werden würde.

Es gab jedoch auch einige, teilweise systembedingte Faktoren, welche eine Überkapazität begünstigten. Dies sind beispielsweise die Engpässe im Übertragungsnetz zwischen Norden und Süden, welche zusätzliche lokale Anlagen erforderten, die sonst nicht notwendig gewesen wären. Auch die Anforderung einer Mindestreserve an alle Clubteilnehmer stellte eine Ineffizienz dar.

Die beobachtete Überkapazität trat erst nach den 70er Jahren in Schweden auf, zuvor hatte man eher mit einem Mangel an Erzeugung zu kämpfen. So war der jährliche Anstieg des Strombedarfs in den Anfängen der schwedischen Elektrizitätswirtschaft und vor allem mit dem Wirtschaftsaufschwung nach dem Ende des zweiten Weltkriegs ziemlich unterschätzt

---

<sup>6</sup> wöchentlich, monatlich

worden und es kam dadurch vor allem von 1940 bis 1960 immer wieder zu zeitweiligen Stromrationierungen und Nutzungsbeschränkungen.

### 2.3.2 Die Liberalisierung in Schweden

Der folgende Abschnitt bezieht sich hauptsächlich auf Informationen, falls nicht anders zitiert, die aus der Publikation „Liberalisation, privatisation and regulation in the Swedish electricity sector“ von Andersson et al. entnommen wurden (Andersson, et al., 2006).

In Schweden wurde bereits 1991 entschieden, also fünf Jahre vor der eigentlichen Marktliberalisierung, das staatlich geführte Unternehmen Vattenfallsverket als Betreiber der Kraftwerke und des Übertragungsnetzes, in zwei voneinander unabhängige Unternehmen aufzuspalten: Das heutige Vattenfall AB als Kraftwerksbetreiber und Svenska Kraftnät als neuer Übertragungsnetzbetreiber. Das Ziel war es, das Übertragungsnetz für alle zugänglich zu machen und den Wettbewerb im Markt zu erhöhen. Vattenfall sollte gegen die anderen Energieerzeuger als gleichgestelltes Unternehmen konkurrieren (Sundbom, 1998).

Diese Umstrukturierung hatte jedoch kaum einen Einfluss auf den Markt, da die Teilnehmer der immer noch vorhandenen Clubs auf die vormals abgeschlossenen und bis 2004 gültigen Verträge beharrten. Somit war der Zugang zum Übertragungsnetz weiterhin auf diese wenigen Unternehmen beschränkt. Auch die Verteilnetze waren noch nicht geöffnet worden, die Energieversorger behielten immer noch die Monopolstellung in ihren Gebieten. Erst im Jahre 1995, sozusagen als nächster Schritt hin zur Liberalisierung, konnte eine Einigung mit den Clubteilnehmern erzielt werden und Svenska Kraftnät als alleiniger Verantwortlicher für das Übertragungsnetz eingesetzt werden.

Die endgültige Liberalisierung des Marktes trat mit dem Energiegesetz von 1996 in Kraft. Dabei wollte man die Erzeugung nun vollständig von der Übertragung und Verteilung trennen, wobei die Umsetzung wie in Norwegen wieder durch eine Trennung der Geschäftsbereiche, dem sogenannten „legal unbundling“, erfolgte. Jedoch wurde das Unbundling in Schweden strikter umgesetzt. So betraf in Norwegen das „legal unbundling“ nur vertikal integrierte Unternehmen mit über 100.000 Endkunden, während für kleinere Unternehmen eine Entflechtung in rein buchhalterischer Form ausreichend war. Dagegen mussten in Schweden alle vertikal integrierte Unternehmen jeder Größe auf rechtlicher Basis getrennt werden. Das heißt es musste für den Netzbereich eine neue selbstständige Gesellschaft gegründet werden, welche aber weiterhin zum Mutterkonzern gehörte. Die Struktur des vertikal integriertes Unternehmen blieb somit erhalten, im Gegensatz zum „ownership unbundling“, wo der Eigentum des Netzes und dessen Betrieb komplett ausgegliedert wird. Die neue Gesellschaft war dabei in Bezug auf Management, Investitionen, Betriebsführung usw. unabhängig vom Mutterkonzern, welcher nur mehr eine überwachende Funktion ausführte.

Durch die Umstrukturierung sollen sich die Energieerzeuger dem Wettbewerb am Markt stellen müssen, während das Netz als natürliches Monopol von einer eigenen Behörde reguliert wird. Für die ersten zwei Jahre übertrug man diese Aufgabe dem einstigen schwedischen Zentralamt für wirtschaftliches und regionales Wachstum (NUTEK). Anschließend übernahm die neu geschaffene Energiebehörde „Energimyndigheten“ (Swedish Energy Agency) diese Funktion. Im Jahr 2008 wurde dann der aktuelle Regulator „Energimarknadsinspektionen“ (Energy Markets Inspectorate) als eigenständige Behörde ausgelagert (Sundbom, 1998).

### 2.3.3 Einfluss des Nord-Süd-Engpasses auf die Tarifgestaltung

Die Theorie hinter diesem Kapitel entstammt inhaltlich aus der Publikation „Power System Economics: The Nordic Electricity Market“ von Wangensteen (Wangensteen, 2012).

Mit dem neuen Energiegesetz wurden nun alle Netzebenen frei zugänglich gemacht und das bereits in Norwegen verwendete Point-of-Connection-Tarifsystem (siehe Kapitel 2.2.2) für das Übertragungsnetz eingeführt. Dieser Tarif setzt sich zusammen aus einer jährlichen, leistungsabhängigen Gebühr und einer Gebühr für die bezogene Energie, zur Deckung der (marginalen) Übertragungsverluste. Bei Neukunden kann eventuell zusätzlich eine einmalige Gebühr anfallen, falls dem Netzbetreiber durch den Anschluss hohe Kosten entstehen.

Um die Nord-Süd-Verbindung des Übertragungsnetzes zu entlasten, wurde die leistungsabhängige Gebühr in Abhängigkeit des Breitengrades gesetzt. Für die Einspeisung bezahlt man im Norden also eine höhere Gebühr als im Süden, wo die Verbraucherzentren sind. Bei der Entnahme ist es entsprechend umgekehrt, im Süden bezahlt man mehr als im Norden (siehe Abbildung 11a).

Die energieabhängige Gebühr enthält ebenfalls eine geographische Komponente. Dabei werden jedem Netzknoten entsprechende Koeffizienten zugeteilt, welche die Auslastung des Netzes widerspiegeln sollen. Entsprechend gelten zu Hochlastzeiten andere Koeffizienten, als bei geringerer Netzlast. Dies ist in Abbildung 11b anhand eines Beispiels dargestellt. Speist man Energie in einen Knoten mit negativem Koeffizienten ein, so bekommt man die Gebühr von Svenska Kraftnät erstattet. Man „hilft“ damit sozusagen dem Netz, da durch den verringerten Lastfluss die Übertragungsverluste reduziert und freie Kapazitäten geschaffen werden. Ist der Koeffizient hingegen positiv, muss die Gebühr bezahlt werden. Bei Entnahme wiederum verhält es sich genau umgekehrt.

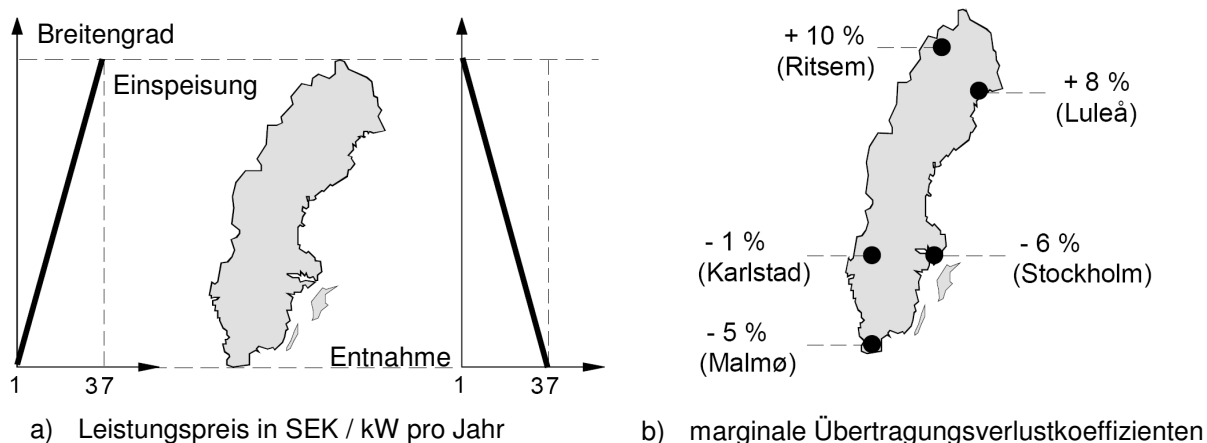


Abbildung 11: Geographische Abhängigkeit der Netztarife, Quelle: (Wangensteen, 2012 S. 246-247)

Anders als in Norwegen waren die Tarife der regionalen und lokalen Verteilnetze nicht standardisiert. Beim größten Verteilunternehmen Vattenfall bzw. dessen dafür zuständige Tochter etwa waren die Tarife für Erzeuger von der Netzsituation abhängig, die Endkunden bezahlten hingegen nur einen, je nach Netzebene geltenden, Durchschnittstarif. Für den Netzbetrieb und den Ausbau war, wie vor der Liberalisierung, eine Konzession der Regierung bzw. des Regulators notwendig. Letzterem obliegt die Kontrolle über die Halter einer solchen Konzession, dass zum Beispiel die Netztarife angemessen und diskriminierungsfrei sind. Außerdem gilt eine Anschluss- und Versorgungspflicht aller Kunden in dem jeweiligen Einzugsgebiet, abgesehen von speziellen Ausnahmefällen.

### 2.3.4 Die Liberalisierung im Endkundensektors

Die in diesem Abschnitt verwendeten Fakten basieren auf verschiedene Publikationen, unter anderem auf „Liberalisation, privatisation and regulation in the Swedish electricity sector“ von Andersson et al., „Integration of multiple national markets for electricity: The case of Norway and Sweden“ von Amundsen et al., sowie „The relationship between wholesale and retail electricity prices to households in the Nordic countries“ von Johnsen (Andersson, et al., 2006; Amundsen, et al., 2007; Johnsen, 2008).

In einer Übergangsphase von fünf Jahren, vom alten (Konzessions-) System zum liberalisierten Markt, wurden auch an die Energieversorger spezielle Konzessionen verteilt, die dann verpflichtet waren alle Kunden in dem vorgeschriebenen Gebiet zu beliefern. Die Kunden selbst konnten nach Bedarf und nach Ablauf einer sechsmonatigen Kündigungsfrist ihren Energieversorger frei wählen, ohne jedoch durch die Umstellung dazu gezwungen zu werden.

Jedoch gab es zu Beginn des liberalisierten Marktes bestimmte Hürden, welche einen Wechsel des Energieversorgers für Kleinkunden weniger attraktiv machten. Zum Beispiel die bereits in Norwegen für wechselnde Kunden verpflichtende Lastgangzähler, deren Anschaffungs- und Installationskosten der Endkunde zu tragen hatte. Aber vergleichbar mit der Situation in Norwegen wurden diese Kosten zuerst reduziert und die Notwendigkeit einer solchen Messung dann 1999 mit der Einführung des standardisierten Lastprofils ganz abgeschafft (Sundbom, 1998).

Im Vergleich zu Norwegen war die Koppelung zwischen Retailpreis und Spotpreis in Schweden lange Zeit weitaus geringer. Das Absinken der Strompreise nach der Reform von 1996 geschah, ähnlich der Situation in Norwegen, aufgrund der vorhandenen Überkapazitäten im System. Jedoch wurden auch mittelfristig eigentlich nur größere Sprünge des Spotpreises auf den Retailmarkt und damit an den Endkunden übertragen, wie in Abbildung 12 dargestellt ist.

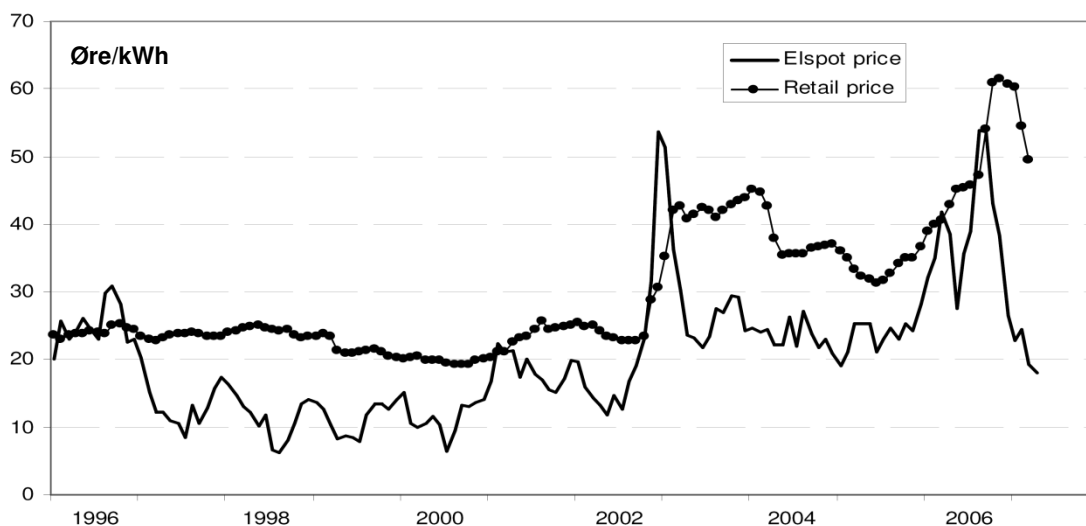


Abbildung 12: Entwicklung der Strompreise nach der Marktreform von 1996, Quelle: (Johnsen, 2008 S. 10)

Während sich etwa der Retailpreis nach der Hochpreis-Periode von 2002-2003 in Norwegen wieder normalisierte und nahe dem Spotpreis einpendelte, blieb in Schweden der Preis für Endkunden weiterhin auf einem erhöhten Niveau und die Gewinnspanne für die

Energieversorger war entsprechend größer. Amundsen und Bergmann führten dies in ihrer Publikation auf die stärkere Marktkonzentration in Schweden zurück, und dass die größeren Unternehmen durch ihre Marktmachtstellung mehr Einfluss auf den Wettbewerb nehmen konnten und dies auch ausnutzten (Amundsen, et al., 2007). So waren die drei größten Energieerzeuger mit etwa 70 % auch mehrheitlich am Retailmarkt beteiligt.

Erst in den letzten fünf bis zehn Jahren wurde der Endkundenpreis volatil und steht in stärkerer Abhängigkeit zum Spotpreis. Dies hing auch mit dem zunehmenden Bewusstsein der Endkunden über die Möglichkeit eines Wechsels des Energieversorgers zusammen und dass mit dem steigenden Wettbewerb die Endkundenpreise immer stärker an den tatsächlichen Marktpreis angepasst werden mussten.

Vor allem nach dem bereits erwähnten Preisschock von 2002-2003 sahen sich viele Endkunden nach einem billigeren Energieversorger um oder einigten sich mit ihrem bestehenden Versorger auf einen Vertrag mit günstigeren Konditionen. Anders als in Norwegen, wo die Verbraucher mehrheitlich von ihren standardisierten Stromverträgen zu spotpreisbasierten Verträgen wechselten, entschied sich der Großteil der wechselwilligen Kunden in Schweden für ein- bis dreijährige Verträge mit fixem Strompreis. Damit ließe sich auch die geringere Volatilität des Retailpreises nach der Liberalisierung in Schweden erklären, wenn man die Übereinstimmung des Verlaufs von Spotpreis und Retailpreis von Schweden in Abbildung 12 mit der von Norwegen in Abbildung 10 auf Seite 18 vergleicht. In beiden Ländern liegt ja wegen des gemeinsamen Marktes derselbe volatile Spotpreis zugrunde, wenn man von den unterschiedlichen Zonenpreisen aufgrund des Market-Splittings absieht.

### 2.3.5 Strukturelle Veränderungen im Zuge der Liberalisierung

Dieses Kapitel orientiert sich, wenn nicht anders zitiert, anhand der Publikationen „Liberalisation, privatisation and regulation in the Swedish electricity sector“ von Andersson et al., sowie „Deregulated markets in Sweden“ von Sundbom (Andersson, et al., 2006; Sundbom, 1998).

Als weiteren Unterschied zur norwegischen Liberalisierung gab es einige größere Veränderungen in den Eigentumsverhältnissen der Energieerzeuger. Es kam zu mehreren Fusionen unter den zehn größten schwedischen Erzeugern. Die Zahl der Marktteilnehmer selbst nahm dabei aber nach der Reform stark zu, sie stieg von 238 (1987) auf 338 Unternehmen (2002). Der simple Grund dafür war, dass nun auch Teilnehmer aus den anderen Ländern Zugang zum schwedischen Markt bekamen. Ein Beispiel dafür war die Übernahme von Gullspångs Kraft, dem damals drittgrößten Erzeuger in Schweden, durch das finnische Unternehmen Fortum im Jahr 1996. Ein weiterer großer Einstieg eines ausländischen Unternehmens erfolgte 2001, als der zweitgrößte Erzeuger Sydkraft als Tochter in den deutschen Energiekonzern E.ON eingegliedert wurde.

Entgegen der wachsenden Zahl an Marktteilnehmern konnte nach der Liberalisierung auch eine zunehmend stärker werdende Konzentration von Besitz und Kapital (und damit der Erzeugungskapazität) auf einige wenige Großunternehmen beobachtet werden. In Folge dessen stieg auch deren Marktmacht in Bezug auf den Strompreis. Im Jahr 2003 zum Beispiel stammten rund 85 % der gesamten schwedischen Stromerzeugung von den drei größten Elektrizitätsunternehmen Vattenfall, Fortum und Sydkraft, während 1993 für etwa den selben Anteil an der Erzeugung noch die zehn größten Erzeuger beteiligt waren. Der

Verkauf von vielen kleineren Energieunternehmen im Besitz von Städten und Gemeinden war eine Folge ihrer schwachen Position in einem Wettbewerbsmarkt und mit den relativ hohen Erlösen aus dem Verkauf der Erzeugungsanlagen konnten finanzschwache Gemeinden ihren Haushalt aufbessern. Ein weiterer Grund war, dass den Gemeinden per Gesetz verboten war an spekulativen Geschäften teilzunehmen, was indirekt ja auch auf einen Wettbewerbsmarkt zutrifft und somit viele zu einem Ausstieg aus dem Elektrizitätsmarkt bewegte. All dies hing aber nicht nur mit der Liberalisierung selbst zusammen, da eine Zentralisierung des Energiesektors bereits zu Zeiten des schwedischen Clubmodells begann.

Auch im Bereich des Netzes kam es durch die Marktreform zu einigen wesentlichen Umstrukturierungen. Vor allem die vielen kleineren, lokalen Netzbetreiber fusionierten oder wurden von größeren Netzbetreibern aufgekauft, wie etwa Vattenfall und Sydkraft, die zwischen 1993 und 1996 rund 15 Verteilnetzbetreiber übernahmen. Zusammen mit Fortum waren sie dadurch nicht nur für weite Teile der schwedischen Energieproduktion zuständig, sondern besaßen zudem einen Großteil der regionalen und lokalen Netzmonopole. Dies spiegelt sich auch in den Zahlen wieder: Lag der Marktanteil der vier größten Energieerzeuger im Jahr 1995 noch bei rund 42 %, so waren es zwei Jahre später bereits etwa 54 %. Auch wenn mit der Liberalisierung eine rechtliche Trennung in ein jeweiliges Tochterunternehmen erfolgte, war dieser Ausbau der Marktmacht dem Grundgedanken der Reform entgegengesetzt.

Mit dem neuen Energiegesetz wurden auch sogenannte „Balance-Provider“ eingeführt, welche ähnlich wie ein Bilanzgruppenverantwortlicher im österreichischen Elektrizitätssystem den Netzbetreiber bei der Netzregelung unterstützen. Jeder Balance-Provider muss dabei in seinem Gebiet eine bestimmte (stündliche) Energiebilanz zwischen Erzeugung und Verbrauch aufweisen, welche mit Svenska Kraftnät über das sogenannte „Balance-Agreement“ festgelegt wurde. Bei Abweichungen gleicht der Balance-Provider dies durch den Kauf oder Verkauf von Energie aus, entweder direkt von anderen Balance-Providern oder von der ebenfalls 1996 eingeführten Strombörse Nord Pool. Die entstehenden Kosten gibt der betreffende Balance-Provider dabei an seine angeschlossenen Kunden weiter, je nach Einfluss auf das gegebene Ungleichgewicht. Die kurzfristigen Abweichungen zum Zeitpunkt der Energielieferung werden von Svenska Kraftnät selbst mittels der zur Verfügung stehenden Regelenergie (siehe Kapitel 0) gedeckt und finanziell gecleart. Sowohl Energieversorger als auch Energieerzeuger können die Rolle eines Balance-Providers übernehmen und dies entweder selbst durchführen oder ein Drittunternehmen dazu beauftragen (Svenska Kraftnät, 2007 S. 7-9).

Während Norwegen mit seinem Ausgleichsenergiemarkt als eine Frühform der heutigen Strombörse schon länger Erfahrung sammeln konnte, dachte man in Schweden erst Anfang der 90er Jahre über eine eigene Börse nach. Dies wurde jedoch aufgrund der hohen Marktkonzentration wieder verworfen, da etwa Vattenfall und Sydkraft alleine bereits 75 % der Erzeugung stellten und damit die Börse zu stark dominieren würden.

### 2.3.6 Die Bildung des Nord Pool

Die Informationen bezüglich des folgenden Abschnittes sind vorwiegend, falls nicht anders zitiert, aus der Publikation „Deregulated markets in Sweden“ von Sundbom entnommen (Sundbom, 1998).

Im Jahr 1996 wurde dann im Zuge der Liberalisierung von den Übertragungsnetzbetreibern der beiden Länder Norwegen und Schweden die Möglichkeit für einen gemeinsamen Elektrizitätsmarkt bzw. einer nordischen Strombörse untersucht. Neben einer Effizienzsteigerung sah man in Schweden darin auch eine Chance, die Marktmachtstellung von Vattenfall und Sydkraft zu mindern und den Wettbewerb zu erhöhen. Für Norwegen lag ein Gewinn durch eine Zusammenlegung der Märkte darin, dass man die starken Fluktuationen durch die reine Wasserkrafterzeugung besser ausgleichen könnte. Eine Integration des finnischen und dänischen Marktes war anfangs noch nicht in Planung, sollte jedoch mittelfristig folgen. Grund dafür waren einige Hürden bzw. noch umzusetzende Reformen, auf welche in den folgenden Kapiteln zur Liberalisierung dieser beiden Länder näher eingegangen wird.

Durch die Öffnung der beiden Elektrizitätsmärkte von Norwegen und Schweden, der Aufhebung der norwegischen Exporteinschränkungen und mit der Abschaffung der grenzüberschreitenden Übertragungsgebühren war der Weg frei für einen gemeinsamen Markt. Der bereits in Norwegen von Statnett Marked AS betriebene Spotmarkt wurde auf Schweden ausgeweitet und Statnett Marked AS in „Nord Pool ASA“ umbenannt. Svenska Kraftnät erhielt dabei von Statnett 50 % der Eigentumsrechte am neuen Börsenbetreiber Nord Pool. Anfangs sollte die Strombörse aus dem Spotmarkt als Day-Ahead-Markt für den physikalischen Stromhandel und einem Finanzmarkt für wöchentliche Verträge bestehen.

Im Laufe der Jahre wurde die Börse dann immer weiter ausgebaut und von immer mehr Marktteilnehmern genutzt, was sich wiederum positiv auf die Liquidität auswirkte und damit auf eine gute Funktionalität des Marktes. Während heute der Großteil des Energieverbrauchs über die Börse abgedeckt wird, lag der Anteil in den ersten Jahren nach der Einführung noch unter 20 %. Der andere Teil wurde weiterhin bilateral gehandelt, wobei dieser auch noch aus bereits laufenden, längerfristigen Verträgen bestand.

Aufgrund der beschränkten, grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten zwischen den Ländern, die damals rund 2.700 MW betragen, kam es vor allem zu Spitzenlastzeiten immer wieder zu der bereits in Norwegen praktizierten Systemaufteilung mit unterschiedlichen Zonenpreisen. In Schweden selbst hingegen galt bis 2011 immer nur ein Zonenpreis, die heutige Situation wird in Kapitel 0 näher erläutert. Dies kommt daher, dass man in Schweden Engpässe über die bereits im vorigen Abschnitt beschriebenen „Balance-Agreements“ mit Gegengeschäften ausglich und in Norwegen dies über die Differenz zwischen Zonen- und Systempreis berücksichtigte. Diese Differenz und damit die Kosten für den Kunden waren dabei weitaus höher als die erhobenen Gebühren in Schweden, welche verursachungsgerecht an die betreffenden Kunden weitergegeben wurden.

Neben der intensivierten Kooperation mit Norwegen über die gemeinsame Börse Nord Pool, beteiligte sich Schweden mit Beginn des Jahres 1998 auch an der zwei Jahre vorher gegründeten finnischen Strombörse EL-EX („Electricity Exchange“). Es wurden auch die grenzüberschreitenden Übertragungskosten zwischen Finnland und seinen beiden anderen skandinavischen Nachbarländern verworfen, um den Energieaustausch nicht zu hemmen, und Finnland anschließend schrittweise in den Nord Pool integriert (Lilliestam, 2007). Eine eingehendere Betrachtung in Bezug auf die finnische Elektrizitätswirtschaft und der nordischen Koordination folgt in den nächsten beiden Kapiteln.



## 2.4 Finnland

Die historischen Daten bezüglich der Kapitel 2.4.1 bis 2.4.3 sind, falls nicht anders zitiert, aus den Veröffentlichungen „The Electricity Sector in Finland and Turkey“ von Zeytinli, „The creation of the pan-Nordic electricity market“ von Lilliestam, sowie „A perspective on the restructuring of the Finnish electricity market,“ Pineau et al. entnommen (Zeytinli, 2009; Lilliestam, 2007; Pineau, et al., 2000).

### 2.4.1 Die Anfänge des finnischen Elektrizitätssystems

Zu Beginn des 19. Jahrhunderts hinkte Finnland den anderen skandinavischen Ländern aus industrieller Sicht gesehen etwas hinterher. Erst mit der finnischen Unabhängigkeitserklärung von 1917 (vorher unter russischer Herrschaft) wurden die ersten Energiegesetze verabschiedet, während es diese zum Beispiel in Schweden schon seit 1902 gab. Dabei ging es um ein Verbot des Stromexportes, den Bau eines 150 MW Wasserkraftwerks und dessen Anbindung zu den damals größten Städten Helsinki, Turku und Viipuri. Das Kraftwerk Imatra ist mit inzwischen 178 MW noch immer das größte Wasserkraftwerk Finnlands und war das erste Kraftwerk der damals gegründeten, staatlichen Energiegesellschaft Imatran Voima Oy (IVO), aus welcher einer der heute größten skandinavische Energiekonzerne, Fortum Oyj, hervorging. Nach 1946 wurde mit einem fünfjährigen Notfallprogramm der Ausbau der Wasserkraftwerke und des Netzes beschleunigt, um die damalige Energieknappheit zu beseitigen. Aus diesem Grund wurde 1957 auch das Exportverbot wieder aufgehoben und das Übertragungsnetz nach Schweden ausgebaut.

Abgesehen von den 1928 eingeführten Sicherheitsbestimmungen verblieb der finnische Elektrizitätssektor lange Zeit ohne weitere staatliche Eingriffe oder Regulation. Erst im Jahr 1979 wurde ein Modell eingeführt, in welchem man ganz Finnland in 20 Gebiete unterteilte und jeweils regionale Lizenzen für die Energieproduktion und den Netzbetrieb vergab.

Ähnlich wie in Schweden organisierten sich die finnischen Energieerzeuger vor der Liberalisierung in einem Club, jedoch waren dessen Zugangsbeschränkungen wesentlich lockerer. So beteiligten sich rund 60 verschiedene Unternehmen daran, während es in Schweden nur ein Dutzend waren. Der Energieaustausch zwischen den Clubteilnehmern erfolgte dabei über bilaterale Verträge nach dem „split-savings“-Prinzip, wo der Mittelwert aus den jeweiligen marginalen Kosten von Käufer und Verkäufer gebildet und als Vertragspreis festgelegt wird. Nur die beiden größten Erzeugungsunternehmen, Imatran Voima Oy (IVO) und Pohjolan Voima (PVO), konnten direkt miteinander handeln, der Energieaustausch aller anderen Unternehmen untereinander erfolgte über einen der beiden Konzerne (Hjalmarsson, 1996).

### 2.4.2 „Parallelnetz“ in Finnland

Im Vergleich zu Norwegen und Schweden war der Anteil an Privatunternehmen im finnischen Elektrizitätssektor schon immer wesentlich höher und machte zum Beispiel Anfang der 90er Jahre rund 40 % der gesamten Energieerzeugung aus. Das größte Privatunternehmen war dabei Pohjolan Voima (PVO), welches auch heute noch der zweitgrößte Erzeuger in Finnland ist. Dessen Tochterunternehmen Teollisuuden voimansiirto (TVS) führte als privater Netzbetreiber bis 1997 ein eigenes Übertragungsnetz mit teilweise parallel zum Übertragungsnetz des staatlichen Netzbetreibers IVO verlaufenden Leitungen (keine entsprechende Karte vorhanden). Dies war insofern einzigartig, als dass das Netz in



den anderen Ländern auf Grund der hohen Fixkosten als natürliches Monopol betrachtet wurde und es deshalb immer nur jeweils ein Übertragungsnetz mit einem dafür zuständigen Betreiber gibt.

Der Grund für den Aufbau eines zweiten Übertragungsnetzes war der schwierige Netzzugang zum IVO-Netz, welcher auf das nTPA-Prinzip (negotiated Third Party Access) beruhte. Die betreffenden Tarife waren zudem distanzabhängig und spiegelten nicht die tatsächlichen Kosten wieder. Der Zugang zum privaten TVS-Netz hingegen war gar nicht für Dritte geöffnet und auf einige energieintensive Industriebetriebe und Erzeuger beschränkt, welche dem IVO-Netz ausweichen wollten und sich deshalb am Aufbau des Parallelnetzes beteiligten. Das Ziel dabei war es, mit einem eigenen Netz die Übertragungskosten zu minimieren. Durch dieses zweite Übertragungsnetz wurde auch IVO gezwungen seine Netztarife niedrig zu halten, um nicht weitere Kunden zu verlieren. Zum Vergleich der Größenordnungen beider Netze sei erwähnt, dass das IVO-Netz im Jahr 1991 eine Ausdehnung von 10.400 km und das TVS-Netz 5.000 km hatte.

Der Aufbau zweier paralleler Übertragungsnetz war nur auf Grund der geringen gesetzlichen Regulierung in Finnland möglich, die den Leitungsbau nur insofern eingeschränkte, als dass es für Hochspannungsleitungen über 110 kV einer Genehmigung bedarf. So konnten auch die Verteilunternehmen in ihrem Gebiet ohne weitere gesetzliche Bewilligungen ihr Netz ausbauen. Die Festlegung der Netztarife war ihnen ebenso freigestellt, solange sie als „fair“ galten.

Auf diesen Fall bezogen hat PVO diese Genehmigung (wohl) erhalten, während es zum Beispiel heute unmöglich wäre, parallel zum österreichischen Netzbetreiber APG ein eigenes Netz aufzubauen.

### 2.4.3 Liberalisierung und Beitritt zu Nord Pool

Die Liberalisierung in Finnland weist sehr viele Gemeinsamkeiten mit den Reformen in Schweden und Norwegen auf, weshalb nur mehr kurz auf die wesentlichsten Änderungen eingegangen und anschließend die Integration in den Nord Pool betrachtet wird.

Ein wichtiger Antrieb der finnischen Reform waren die Ergebnisse aus der 1993 von Svenska Kraftnät durchgeführten Studie bezüglich eines liberalisierten und gemeinsamen skandinavischen Marktes, um unter anderem die Effizienz und die Versorgungssicherheit im Energiesektor zu steigern. Im Jahr 1995 wurde dann das neue Energiegesetz in Finnland verabschiedet und die Liberalisierung in den folgenden Jahren stufenweise umgesetzt. So wurde noch im selben Jahr die heutige Regulierungsbehörde „Energiamarkkinavirasto“ (EMV, Electricity Market Authority) gegründet, welche unter anderem die Netztarife überwachte. Unter anderem wurden nun auch distanzunabhängige Tarife eingeführt und der Netzzugang geöffnet (rTPA).

Der Endkundenmarkt wurde jedoch nur schrittweise geöffnet, so konnten zuerst nur Verbraucher mit einer Anschlussleistung von über 500 kW ihren Energieversorger frei wählen. Erst 1997 durften dann alle Endkunden frei wechseln, wobei sich jedoch ein Umstieg erst nach dem ersten Jahr auszahlte, als der vorher noch benötigte Lastgangzähler für wechselwillige Endkunden wieder abgeschafft wurde (analog zu den anderen beiden skandinavischen Ländern).

Das Unbundling, also die Trennung der Übertragung und Verteilung von der Erzeugung, wurde in Finnland weniger strikt umgesetzt als in Schweden, wo alle vertikal integrierten Unternehmen davon betroffen waren. Für Unternehmen, welche sich hauptsächlich nur in einem Sektor beteiligten, war ein buchhalterisches Unbundling ausreichend. Im Zuge des Unbundlings wurden außerdem die beiden Übertragungsnetze von IVO und TVS unter dem jetzigen, unabhängigen Netzbetreiber Fingrid vereint. Dabei wurden auch das Eigentum beider Netze an Fingrid übertragen, womit Fingrid ebenfalls einem TSO entspricht. Anders als in den anderen skandinavischen Ländern jedoch war Fingrid selbst nie vollständig in staatlichem Besitz. So teilten sich nach dem Netzzusammenschluss IVO und PVO je 25 % der Anteile, der finnische Staat hielt weitere 12 % und der Rest gehörte einem Privatversicherungsunternehmen. Im Jahr 2011 verkaufte PVO dann seine Anteile und heute sind 53,1 % der Anteile im Staatsbesitz und der Rest gehört neben dem Versicherungsunternehmen noch anderen Investorgruppen (Pohjolan Voima, 2011).

Langfristig sollte mit dem Einsetzen von Fingrid als Übertragungsnetzbetreiber der gesamte finnische Markt an den 1996 von Norwegen und Schweden gegründeten Nord Pool angepasst werden, um ebenfalls eine Integration Finnlands zu ermöglichen.

Ebenfalls 1996 startete in Finnland eine eigene Strombörse EL-EX als Spotmarkt. Schon zu Beginn hatte man das Ziel, auf Grund der national begrenzten Liquidität, die finnische Börse mit dem Nord Pool so bald wie möglich zu vereinen. Auf Grund dessen übernahm Fingrid auch die Börse 1998 und verkaufte die Hälfte der Anteile an Schweden weiter. Noch im selben Jahr wurden die Gebühren für den grenzüberschreitenden Energieaustausch mit Schweden abgeschafft und Finnland in einem ersten Schritt als neue Preiszone in den Nord Pool integriert, mit der EL-EX als den lokalen Handelspartner.

Die bisher an der EL-EX gehandelte Ausgleichsenergie wurde durch den ELBAS-Markt (Intraday) abgelöst. Dieser wurde 1999 wegen des hohen Anteils an thermischen Kraftwerken im finnischen und schwedischen Erzeugungssystem und deren verhältnismäßig schlechte Regelbarkeit gestartet. Damit konnten sich Marktteilnehmer noch kurzfristig mit relativ günstiger Ausgleichsenergie eindecken, ohne auf den wesentlich teureren Regelenergiemarkt zurückgreifen zu müssen. Ein weiterer Vorteil des vereinten Marktes war zudem dessen höhere Liquidität.

Erst im Jahr 2002, im Zuge einer größeren Umstrukturierung des Unternehmens Nord Pool ASA wurde die EL-EX bzw. Finnland zusammen mit Dänemark vollständig in den Nord Pool integriert.

Der Vollständigkeit halber soll noch kurz das Prinzip hinter dem Energieaustausch mit dem angrenzenden russischen Strommarkt erwähnt werden, was in den späteren Kapiteln dieser Arbeit nicht weiter verfolgt wird. Aus technischen Gründen konnte schon immer nur Strom aus Russland nach Finnland importiert werden. So war vor der Liberalisierung das staatliche Energieunternehmen IVO für den Import zuständig, und danach vermietete der Netzbetreiber Fingrid die vorhandene Übertragungskapazität an Marktteilnehmer, welche den Strom über bilaterale Verträge in Russland kaufen konnten. Die beiden Märkte sind dabei inzwischen über mehrere 110 kV- und drei 400 kV-Leitungen verbunden, wobei an der Grenze eine HGÜ-Kurzkupplung (1.400 MW) verwendet wird, da eine direkte Verbindung wegen der zwei asynchronen Netzgebiete nicht möglich ist. Seit 2011 ist es für die Marktteilnehmer auch möglich den Strom direkt an der russischen Börse zu kaufen und anschließend an der skandinavischen Börse Nord Pool wieder zu verkaufen. Für diesen direkten Börsenhandel

stehen jedoch nur 100 MW zur Verfügung. Die restliche Übertragungskapazität von 1.300 MW ist weiterhin direkt an finnische Unternehmen (Fortum, PVO, Statkraft,...) für bilateral gehandelte Stromimporte vergeben. Das gesamte Importvolumen belief sich in den letzten Jahren auf etwa 11 TWh pro Jahr (Tähtinen, 2006; Nord Pool Spot, 2011).

## 2.5 Dänemark

Das gesamte folgende Kapitel basiert, falls nicht anders zitiert, auf der Veröffentlichung „The creation of the pan-Nordic electricity market“ von Lilliestam (Lilliestam, 2007).

Das von einem Elektrizitätswirtschaftlichen Gesichtspunkt aus gesehen wohl interessanteste an Dänemark ist die netztechnische Trennung in Westdänemark, welches mit dem ehemaligen UCTE-Netz synchronisiert ist, und Ostdänemark, welches Teil des auch inzwischen ehemaligen, skandinavischen Nordel-Systems ist. Seit 2009 befinden sich beide Netzgebiete im gesamteuropäischen Verband der Netzbetreiber (ENTSO-E), blieben aber als regionale Organisation innerhalb der ENTSO-E bestehen (ENTSO-E, 2012c). Eine direkte Koppelung dieser beiden Netzgebiete erfolgte erst 2010 mit der Inbetriebnahme des HGÜ-Kabels „Storebaelt“. Bei der Modellerstellung in dieser Arbeit für ATLANTIS wurde nur Ostdänemark berücksichtigt, wobei sich inzwischen ganz Dänemark im Nord Pool befindet (West-DK nur über HGÜ-Verbindungen). Auf Grund des im Verhältnis relativ geringen Einflusses auf die Gesamtsituation am nordischen Markt, wird ähnlich wie bei Finnland, nur kurz auf die wichtigsten Merkmale der dänischen Elektrizitätswirtschaft und deren Entwicklung eingegangen.

### 2.5.1 Umsetzung der Marktreform in Dänemark

Vor der Liberalisierung wurde der dänische Elektrizitätsmarkt von den beiden Energieerzeugungsunternehmen ELSAM im Westen und ELKRAFT im Osten dominiert, die für etwa 90 % der gesamten dänischen Stromerzeugung und auch für den Netzbetrieb im jeweiligen Gebiet verantwortlich waren. Einer Reform des Marktes stand man bis Ende der 90er Jahre ablehnend gegenüber, doch führte die erfolgreiche Umsetzung des Nord Pool in Norwegen und Schweden zu einem entsprechenden Umdenken. Man versprach sich dabei wesentliche Vorteile von einem gemeinsamen Markt, unter anderem wegen dem bereits damals schon relativ hohen Windkraftanteil im dänischen Erzeugungssystem (12 % im Jahr 2000).

Ein erster Schritt in Richtung Liberalisierung wurde 1998 mit der Öffnung des Netzzugangs nach dem nTPA-Prinzip gemacht (später Umstellung auf rTPA, siehe Seite 14) und es Endkunden mit einem Verbrauch von über 100 GWh/Jahr erlaubt wurde, den Stromanbieter frei zu wechseln. Bis 2003 wurde der Markt dann schrittweise für alle Endkunden geöffnet.

Das mit dem Energiegesetz von 1999 eingeführte Unbundling wurde ebenso strikt umgesetzt wie in Schweden, wo vertikal integrierte Unternehmen jeder Größe in rechtlich getrennte Erzeugungs- und Verteilunternehmen aufgespalten wurden. Der Netzbereich des Unternehmens ELSAM wurde bereits vor der Liberalisierung abgespalten und an den neuen, unabhängigen Netzbetreiber in Westdänemark namens ELTRA übertragen. Der Netzbetrieb von ELKRAFT wurde zwar ebenfalls ausgegliedert, verblieb aber zunächst im Mutterkonzern. Im Jahr 2005 wurden schließlich beide Netzgebiete unter dem gesamtdänischen Netzbetreiber Energinet.dk zusammengeschlossen.

## 2.5.2 Integration Dänemarks und Umstrukturierung des Nord Pool

Mit der Abschaffung der Tarife für den grenzüberschreitenden Energieaustausch zwischen Norwegen und Westdänemark wurde letzteres im Jahr 1999 als eigene Preiszone in den Nord Pool aufgenommen. Ostdänemark folgte ein Jahr später, ebenfalls als eine eigene Preiszone. Zu Beginn beteiligten sich beide Länder nur am Day-Ahead-Markt Elspot. Der Beitritt zum Ausgleichsenergiemarkt ELBAS von West-Dänemark erfolgte im Jahr 2004 und drei Jahre später kam auch Ost-Dänemark zusammen mit Deutschland dazu, wohingegen Norwegen erst im Jahr 2009 folgte.

Im Jahr 2002 gab es einige wesentliche Änderungen bezüglich der Eigentumsstruktur des Börsenbetreibers Nord Pool ASA, welcher zu je 50 % den Netzbetreibern Statnett und Svenska Kraftnät gehörte. So wurde der gesamte physikalische Stromhandel mit dem Elspot- und Elbasmarkt in das Tochterunternehmen Nord Pool Spot ausgegliedert und die Unternehmensanteile an die jeweiligen Netzbetreiber aufgeteilt. In Abbildung 13 sieht man die aktuell (Februar 2013) an Nord Pool Spot AS beteiligten Unternehmen, nach dem Marktbeitritt von Estland (2010) und Litauen (2012), bzw. den 2013 noch folgenden Beitritt von Lettland (Nord Pool Spot, 2002 S. 6).

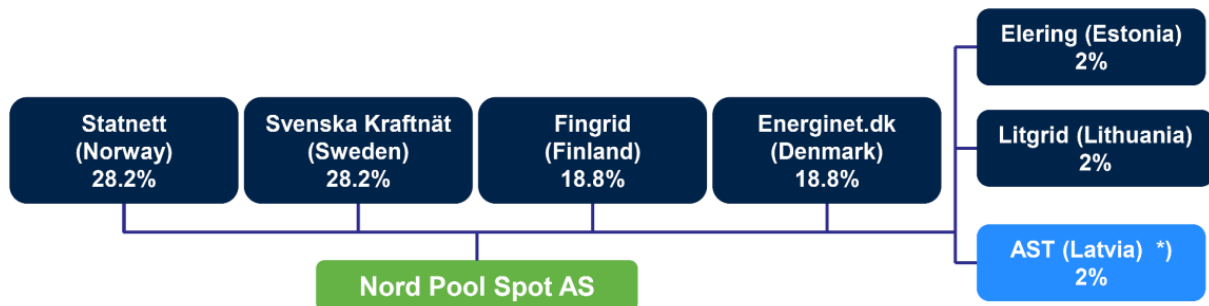


Abbildung 13: Eigentumsstruktur des skandinavischen Börsenbetreibers,  
Quelle: (Nord Pool Spot, 2013a)

### 3 Der neue Strommarkt „Nord Pool“

Während in Kapitel 2 der Fokus auf die Entstehung und Entwicklung des skandinavischen Elektrizitätsmarktes mit dessen Börse Nord Pool lag, soll in diesem Abschnitt nun näher auf den Aufbau und die Abläufe des heutigen Strommarktes eingegangen werden. In Bezug auf den Strommarkt bzw. dem Derivatemarkt sind alle Informationen in diesem Hauptkapitel und den enthaltenen Unterabschnitten, sofern nicht anders zitiert, von (Nord Pool Spot, 2012) bzw. (NASDAQ OMX, 2012) übernommen.

Zu Beginn gilt es aber noch eine grundlegende Frage zu klären, welche öfters zu einem Irrtum bei der Definition der Marktstruktur führt. In dieser Arbeit wurde in Bezug auf den Nord Pool immer von einer Börse gesprochen, wobei in der Literatur selbst häufig von einem sogenannten „nonmandatory pool“ gesprochen wird, also einem nicht verpflichtenden bzw. freiwilligen Pool (Hjalmarsson, 2000 S. 24; Crastan, 2008 S. 82). Um nun zu klären, ob der Nord Pool dem Poolmodell oder dem Börsenmodell zuzuordnen ist, sollen einige prinzipielle Unterschiede zwischen diesen beiden Modellen aufgezeigt und mit der tatsächlichen Situation verglichen werden.

Ein gutes Beispiel für einen „mandatory pool“ als ein klassisches Poolmodell wäre dabei der ehemalige Poolmarkt von Großbritannien, welcher mit der dortigen Liberalisierung von 1990 bis 2001 eingeführt wurde. Charakteristisch für den britischen Markt waren die verpflichtende Teilnahme aller Erzeuger und deren vollständige Einspeisung in den Pool. Des Weiteren war der englische Markt ein sogenannter einseitiger Pool und nicht für Käufer geöffnet. Mit diesen Einschränkungen konnten untereinander, anders als im skandinavische Markt, keine bilaterale Verträge abgeschlossen werden, bzw. nur Verträge finanzieller Natur, um sich mit Gegengeschäften gegen Preisschwankungen abzusichern (Onaiwu, 2010).

Das Börsenmodell wird in der englischen Literatur auch des Öfteren als „Bilateral Contracts Model“ bezeichnet bzw. ist eine erweiterte Form davon (Barroso, et al., 2005 S. 3; Onaiwu, 2010). Die Autoren unterscheiden dabei zwischen dem Poolmodell und einem Marktmodell, das auf bilaterale Verträge zwischen Käufer und Verkäufer basiert. Parallel dazu kann das zweite Modell auch noch über eine Strombörse verfügen, wobei die Teilnahme daran freiwillig ist. Ein Beispiel für eine solche Börse stellt Nord Pool dar, wo in den ersten Jahren nach dessen Gründung der Anteil der dort gehandelten Energie unter 20 % lag und der Großteil damals weiterhin aus bilateralen Verträgen bestand. Inzwischen hat sich das Verhältnis gedreht und die Börse dominiert den Stromhandel.

Ein noch wesentlicherer Unterschied zwischen dem Poolmodell und dem Börsenmodell liegt im Fahrplanmanagement (Scheduling) und der kurzfristigen Kraftwerkseinsatzplanung (Dispatch). Im englischen Pool erfolgte dies zentral durch den dafür zuständigen Netzbetreiber, wobei die Erzeuger ihre Energie im Pool zu einem bestimmten Preis anboten und der Netzbetreiber über einen komplexen Optimierungsalgorithmus den Fahrplan aller Kraftwerke im Erzeugungssystem bestimmte. Im Nord Pool dagegen ergibt sich der Kraftwerkseinsatz für jeden Erzeuger entsprechend der Merit Order aus dem Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage am Markt. Der Erzeuger bestimmt dabei selbst über den Einsatz seiner Kraftwerke (Self-Dispatching) durch das Anbieten der entsprechenden Energie am Markt, und der Netzbetreiber sorgt für die Stabilität des Systems. Dabei greift er auf den parallel zum Nord Pool laufenden Regelenenergiemarkt zurück (siehe Kapitel 0). Im Poolmarkt werden Abweichungen von Erzeugung und Verbrauch direkt beim Dispatch berücksichtigt.

Das Ziel hinter dem Poolmodell ist dabei die optimale Nutzung der Ressourcen zur Energieerzeugung. Im Börsenmodell liegt der Schwerpunkt auf einen möglichst wettbewerbsorientierten Handel. Dabei soll entsprechend der Markttheorie durch das Bestreben, dem vollkommenen Wettbewerbsmarkt möglichst nahe zu kommen, ebenfalls die gehandelte Ressource (also die Energie) optimal genutzt werden. Jedes Modell besitzt seine eigenen Vor- und Nachteile. So wurde etwa der britische Markt im Jahr 2001 erneut reformiert und ebenfalls als ein Wettbewerbsmarkt mit einer Strombörse umgestaltet, da im Pool zwei Erzeuger allein die Marktpreise fast beliebig und unabhängig von der Nachfrage bestimmten und dadurch die Strompreise entsprechend hoch waren (Wangensteen, 2012 S. 87-93; Barroso, et al., 2005; Onaiwu, 2010).

### 3.1 Marktüberblick

Der Aufbau der folgenden Abschnitte über den Nord Pool orientiert sich an Abbildung 14. Wie in der Abbildung dargestellt, lässt sich der skandinavische Markt grob in einen physikalischen und einen finanziellen Sektor unterteilen. In Ersterem erfolgt mit dem Kauf und Verkauf von Energie in den entsprechenden Märkten Elspot, Elbas und dem Regelenenergiemarkt die kurzfristige Deckung des Strombedarfs. Der Finanzmarkt und dessen Produkte (Forwards, Futures,...) sind vergleichbar mit dem Terminmarkt der EEX, wobei jedoch das Clearing ausschließlich finanziell erfolgt. Am Terminmarkt der EEX hingegen werden vor allem Forwardkontrakte auch durch eine physikalische Lieferung gecleart. Bei einem Termingeschäft (am nordischen Finanzmarkt) erfolgt also keine tatsächliche Lieferung von Energie, sondern der Zweck davon ist eine Preisabsicherung für die Zukunft. Kapitel 3.7 beschäftigt sich näher mit dieser Thematik.

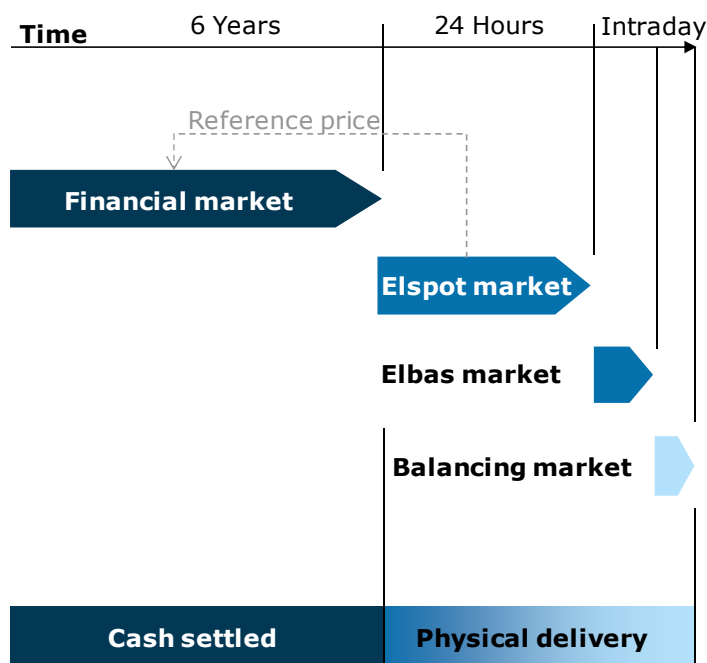


Abbildung 14: Konzept des skandinavischen Strommarktes, Quelle: (Oksanen, 2012 S. 9)

Während die Märkte Elspot und Elbas Teil des Unternehmens Nord Pool Spot AS sind und von diesem betrieben werden, so ist der Finanzmarkt und dessen Derivatehandel seit 2010 im Besitz von NASDAQ OMX Commodities Europe. Der Regelenenergiemarkt hingegen wird von den Übertragungsnetzbetreibern geführt. In der Literatur über den Nord Pool wird häufig

nur der Elspotmarkt als Spotmarkt bezeichnet, wobei laut der europäischen Definition am Spotmarkt sowohl der Day-Ahead-Handel als auch der Intradayhandel stattfinden (Ströbele, et al., 2012 S. 256). Ein Beispiel dafür ist die EPEX-Spot-Börse, an welcher der kurzfristige Stromhandel von Deutschland, Österreich, Frankreich und der Schweiz betrieben wird. An der amerikanischen Börse PJM hingegeben entspricht der Spotmarkt dem Echtzeithandel, wo der Strompreis für jeden Netzknoten im Fünfminutentakt ermittelt wird, und der Day-Ahead-Handel für jede Stunde des nächsten Tages gehört bereits zum Forwardmarkt. Die in dieser Arbeit verwendete Bezeichnung für den Spotmarkt folgt dabei der europäischen Definition (Wangensteen, 2012 S. 92).

## 3.2 Der Day-Ahead-Markt ELSPOT

Heute ist Elspot der bedeutendste Stromhandelsplatz im Nord Pool. An diesem Day-Ahead-Markt erfolgt der Kauf und Verkauf von Energie zur Deckung des Strombedarfs am darauffolgenden Tag. Im Jahr 2012 wurde ein Volumen von 334 TWh über den Elspotmarkt gehandelt, was rund 77 % des nordischen Energieverbrauchs entspricht. Im Vergleich dazu wurden am Day-Ahead-Markt der EPEX Spot im selben Jahr rund 321 TWh gehandelt (Nord Pool Spot, 2012a; EPEX Spot, 2013).



Abbildung 15: Marktgebiete des Elspothandels im Nord Pool, Quelle: (Nord Pool Spot, 2013a S. 9)

Wie in Abbildung 15 ersichtlich befinden sich neben den skandinavischen Ländern Norwegen, Schweden, Finnland und Dänemark auch die baltischen Länder Estland und Lettland im Elspotmarkt. Aktuell beteiligen sich knapp 360 Unternehmen (Nord Pool Spot, 2013b) aus 18 verschiedenen Ländern am Markt. In Kapitel 0 erfolgt eine nähere Betrachtung der unterschiedlichen Marktmechanismen bezüglich des Energieaustauschs mit den angrenzenden Märkten.

### 3.2.1 Funktionsweise und Preisbildung

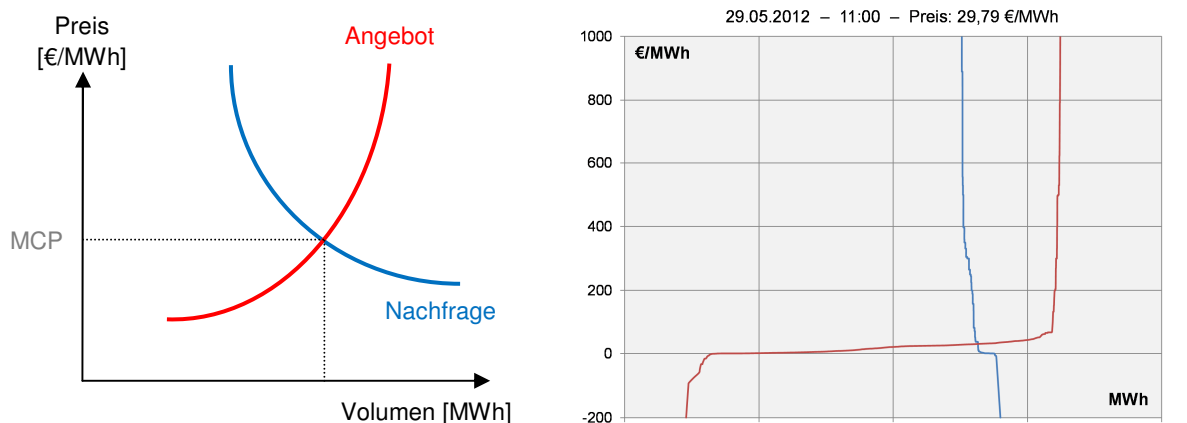
Der Elspotmarkt funktioniert nach dem zweiseitigen Auktionsverfahren, so wie die meisten anderen europäischen Strombörsen. Ein Beispiel für das einseitige Auktionsverfahren wäre der norwegische Ausgleichsenergiemarkt vor der Liberalisierung („Samkjøringen“) oder auch der ehemalige englische Poolmarkt, wo nur die Erzeuger ihre Energie im Markt anbieten und entsprechend der Nachfrage zum Zuge kommen oder nicht. Ein weiteres Marktmodell wäre



das Prinzip des fortlaufenden Handels, welches in Europa etwa an der heutigen britischen Börse UKPX und für bestimmte Produkte an der EEX angewandt wird. Dabei liegen Kauf- und Verkaufsgebote für alle offen und während jedes Handelstages können kontinuierlich Gebote abgegeben werden. Das beste Kaufs- und Verkaufsgebot eines Produkts wird dann automatisch gehandelt. Auch der in Kapitel 3.4 beschriebene skandinavische Intradaymarkt Elbas funktioniert nach dem Modell des fortlaufenden Handels.

Im Gegensatz dazu sind beim Auktionsverfahren die Gebote bis zu einem bestimmten Zeitpunkt abzugeben und können nicht von anderen Bietern eingesehen werden. Gehandelt werden dabei die jeweils einzelnen Stunden des nächsten Tages. So prognostizieren die Anbieter, also etwa der Betreiber eines Wasserkraftwerks, wie viel Energie sie am nächsten Tag zu jeder Stunde zur Verfügung haben werden und zu welchem Preis sie gewillt sind diese zu verkaufen, um den Zuschlag zu erhalten. Die Nachfrager, wie etwa ein Verteilunternehmen oder ein großer Industriekunde, bestimmen anhand von Erfahrungswerten bzw. standardisierten Lastgangprofilen welchen Energieverbrauch sie ungefähr im Verlauf des nächsten Tages abdecken müssen und welchen Preis sie dafür zu zahlen bereit sind. Dieser Preis entspricht dabei den Grenzkosten der jeweiligen Kraftwerke.

Nach Auktionsende, also täglich um 12:00 Uhr, werden die Gebote für die jeweiligen Stunden des nächsten Tages von Verkäufer und Käufer entsprechend dem Preis und der Menge sortiert und als Angebots- und Nachfragekurven abgebildet. Wie in der linken Grafik von Abbildung 15 dargestellt erhält man im Schnittpunkt der beiden Kurven den sogenannten Markträumungspreis (Market Clearing Price, MCP). Ein solches Diagramm mit dem sich daraus ergebenden MCP wird dabei für jede einzelne Stunde des folgenden Tages (0:00 bis 24:00) erstellt (Holler, et al., 2006 S. 11-13; Nord Pool Spot, 2012d).



**Abbildung 16: Theoretische Marktpreisermittlung und reales Beispiel,**  
 Quelle: (Nord Pool Spot, 2012c; Nord Pool Spot, 2012d)

Ein reales Beispiel für eine solche Ermittlung des Marktpreises am Elspot an einem zufälligen Tag und Stunde ist in der rechten Grafik von Abbildung 16 zu sehen. Es erhalten alle Verkäufer, die laut diesem Beispiel zum Zuge kommen, 29,79 €/MWh für ihre eingespeiste Energie am Tag der Lieferung. Das gilt auch für jene Erzeuger, die ihre Energie aufgrund geringerer Kosten günstiger anbieten konnten. Diese erwirtschaften damit einen entsprechenden Gewinn bzw. können mit der Differenz von Marktpreis zu Grenzkosten ihre Fixkosten decken (siehe dazu auch Kapitel 1.2, Seite 2).

Wie sich nun eine solche Nachfragekurve über die Grenzkosten der Kraftwerke zusammensetzt, ist in Abbildung 17 schematisch dargestellt. Die marginalen Kosten und



Erzeugungsvolumen entsprechen dabei nur fiktiven Werten, die in etwa die Erzeugung und Nachfrage eines durchschnittlichen Jahres in Skandinavien nachbilden sollen. In der Praxis wird, wie bereits erwähnt, eine solche Merit-Order in stündlichem Takt erstellt.

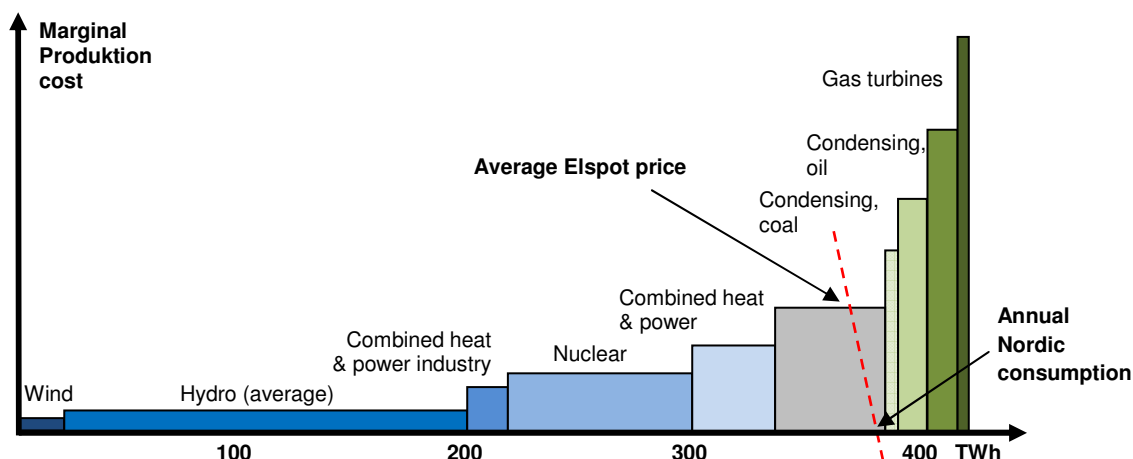


Abbildung 17: Theoretische Preisermittlung mittels Merit-Order, eigene Darstellung in Anlehnung an (Nord Pool Spot, 2012b)

Der ermittelte (stündliche) Markträumungspreis wird in Bezug auf den Nord Pool, und auch in weiterer Folge in dieser Arbeit, als Systempreis bezeichnet und dient als Referenzpreis für die Termingeschäfte am Finanzmarkt und dem Clearing. Im Systempreis (dem geringstmöglichen Preis des optimalen Marktes) noch nicht berücksichtigt sind mögliche Engpässe im Netz zum Zeitpunkt der Lieferung. Das im Nord Pool verwendete Mittel des Engpassmanagements ist das sogenannte Market-Splitting, wo der gesamte Markt entsprechend den auftretenden Engpässen in mehrere (vorgegebene) Zonen mit unterschiedlichen Zonenpreisen aufgeteilt wird. Durch die gezielte Bepreisung soll die zonenübergreifende Energieübertragung verringert und somit die betroffenen Netzteile entlastet werden. Eine detailliertere Betrachtung des Market-Splittings im Nord Pool folgt in Kapitel 3.3.

### 3.2.2 Arten von Geboten am ELSPOT-Markt

Die Gebote am Elspotmarkt, mit welchen Angebot und Nachfrage des nächsten Tages für jede Stunde gedeckt werden, basieren auf stündliche Verträge, Blockverträge und flexible Stundenverträge. Während in Norwegen, Schweden und Dänemark dies der Zeitspanne von 0:00 bis 24:00 Uhr entspricht, so ist in Finnland der Lieferzeitpunkt, aufgrund der Zeitverschiebung, um eine Stunde nach hinten versetzt. Die Marktteilnehmer können frei zwischen den Verträgen wählen, oder auch verschiedene Verträge kombinieren. Das gehandelte Volumen wird dabei in MWh pro Stunde angegeben und der Preis seit 2011 offiziell in Euro pro MWh (Nord Pool Spot, 2011), wobei auch noch die jeweiligen skandinavischen Währungen (NOK, SEK, DKK) verwendet werden dürfen. Die Verträge sind auf ein Minimum von 0,1 MWh pro Stunde und einem kleinstmöglichen Preisschritt von 0,1 Euro pro MWh begrenzt. Der Kaufpreis ist dabei mit positiven Vorzeichen definiert, der Verkaufspreis mit negativem Vorzeichen.

Die **stündlichen Verträge** („single hourly order“) sind das meistgehandelte Produkt am Elspot. Dabei geben die Marktteilnehmer für jede einzelne Stunde des nächsten Tages ein entsprechendes Gebot ab. Die einfachste Variante davon ist das preisunabhängige Gebot, welches für Käufer bzw. Verkäufer eine gewisse Mengensicherheit darstellt, da die nachgefragte bzw. angebotene Menge unabhängig vom Marktpreis gehandelt wird. Das

Gebotsvolumen wird dabei in zwei Preisstufen angegeben, dem minimal (-200 €) und dem maximal möglichen Preis (2000 €), wie auch in Abbildung 18 anhand eines Beispiels dargestellt ist. Der Marktteilnehmer will in diesem Fall 70 MWh an Energie zu jeder einzelnen Stunde des Tages kaufen, unabhängig davon wie hoch der Marktpreis zu jeder Stunde ist. Solch ein Marktteilnehmer könnte etwa ein Industriebetrieb sein, dessen Energiebedarf für den nächsten Tag noch nicht über langfristige Verträge gedeckt ist und wo ein Produktionsausfall mit großer Wahrscheinlichkeit teurer wäre als die Mehrkosten durch höhere Strompreise.

h \ €	-200	2000
01-24	70	70

h \ €	-200	20	20,1	22	22,1	25	25,1	2000
01								
02								
03	50	50	0	0	-10	-10	-30	-30

Abbildung 18: Beispiel für ein preisunabhängiges (oben) und ein preisabhängiges Gebot (unten),  
Quelle: (Nord Pool Spot, 2012e)

Beim preisabhängigen Gebot hingegen stehen den Marktteilnehmern bis zu 64 Preisstufen zur Verfügung, um ihr Marktverhalten dem Marktpreis entsprechend anzupassen. Im oben dargestellten Beispiel in Abbildung 18 gibt der Marktteilnehmer ein preisabhängiges Gebot für die dritte Stunde des darauffolgenden Tages ab. Hierbei könnte es sich zum Beispiel um ein Industrieunternehmen mit einer Eigenerzeugungsanlage handeln. Bis zu einem Marktpreis von 20 €/MWh sollen 50 MWh an Energie am Markt eingekauft werden, da es für das fiktive Unternehmen teurer wäre, die benötigte Energie selbst zu produzieren. Bei einem Marktpreis von mindestens 22,1 €/MWh liegen die Eigenerzeugungskosten unter diesem und überschüssig erzeugte Energie kann mit Profit verkauft werden. Die zweite Stufe bei 25 €/MWh könnte zum Beispiel den Fall darstellen, dass es günstiger für das Unternehmen wäre, die Produktion der Industrieanlage zurückzufahren und dafür mehr Energie am Spotmarkt zu verkaufen. Zwischen 20,1 und 22 €/MWh wären die Erzeugungskosten in etwa auf dem Niveau des Marktpreises, womit das Unternehmen die benötigte Energie selbst produziert, um Übertragungskosten einzusparen (Nord Pool Spot, 2012e; Nord Pool ASA, 2004 S. 15-16).

Es kann bei den stündlichen Verträgen nun vorgekommen, dass man zwar für jede oder mehrere Stunden an einem Tag die Gebote abgeben hat, aber aufgrund des stündlich neu ermittelten MCP und basierend auf die jeweilige Last- bzw. die Einspeisesituation nicht unbedingt immer bzw. durchgehend zum Zuge kommen muss. Deshalb gibt es für die Teilnehmer am Elspotmarkt die Möglichkeit, Gebote für mehrere aufeinander folgende Stunden abzugeben, sogenannte Blockgebote. Dies ist vor allem interessant für Marktteilnehmer mit unflexibler Energieerzeugung oder Last, zum Beispiel bei einem Kraftwerk mit hohen Anfahrkosten.

Analog zu den stündlichen Verträgen können Kaufs- und Verkaufsgebote, in diesem Fall als ganze Blöcke, abgegeben werden. Ein Blockgebot muss aus mindestens drei hintereinander folgenden Stunden bestehen und die maximale Dauer beträgt 24 Stunden. Es gilt dabei das Alles-oder-Nichts-Prinzip, also entweder wird der Block vollständig übernommen oder

überhaupt nicht. Dementsprechend wird der Blockgebotspreis, welcher zusammen mit dem Volumen für den gesamten Block fixiert ist, mit dem durchschnittlichen (kalkulierten) Marktpreis innerhalb der Blockdauer verglichen. Ein Block wird dann gehandelt, wenn bei einem Verkaufsgebot der Preis für die angebotene Energie unter dem durchschnittlichen Marktpreis und beim Kaufgebot der Preis für die nachgefragte Energie darüber liegt.

Es ist auch möglich zwei oder drei Blockgebote an einem Handelstag miteinander zu verbinden. Dabei wird der zweite Block nur gehandelt, wenn auch der erste Block akzeptiert wurde und der (mögliche) dritte Block wird nur gehandelt, wenn die ersten beiden Blöcke akzeptiert wurden. Das ist dann sinnvoll, um etwa ein Kraftwerk nur dann hochfahren zu müssen, wenn man es auch eine bestimmte Zeit durchfahren lassen kann. So kann man beispielsweise beim ersten Blockgebot die Anfahrtkosten berücksichtigen und den Preis dafür auf 50 €/MWh setzen und in den nächsten beiden Blockgebote den Preis nur mehr entsprechend den variablen Produktionskosten auf 20 €/MWh setzen. Damit ist auch gewährleistet, dass alle weiteren Blöcke akzeptiert werden, wenn der erste Block gehandelt wird (Nord Pool Spot, 2012f; Nord Pool ASA, 2004 S. 16-17).

Während Verträge über einzelne Stunden oder ganze Blöcke Gebote sowohl für die Angebots- als auch für die Nachfrageseite zur Verfügung stehen, sind bei dem dritten Typus, den **flexiblen Stundengebotten**, nur Verkaufsgebote für Einzelstunden möglich. Dabei bietet der Marktteilnehmer eine bestimmte Menge an Energie zu einem bestimmten Preis an, jedoch ohne den Lieferzeitpunkt dafür festzulegen. Jeder Verkäufer kann aber maximal fünf Gebote innerhalb eines Tages abgeben. Das jeweilige Gebot wird dann zu der Stunde mit dem höchsten Marktpreis gehandelt, wobei dieser den Preis des flexiblen Stundengebots übersteigen muss. Die abgegebenen, flexiblen Stundengebote werden zuerst nach dem Preis und dann nach dem Zeitpunkt der Gebotsabgabe priorisiert. Jedoch erhalten stündliche Verträge und Blockgebote immer den Vorzug, etwa wenn ein flexibles Stundengebot zur Ablehnung eines Blockgebots führen würde.

Mit den flexiblen Stundengebotten können zum Beispiel energieintensive Industriebetriebe, welche im Allgemeinen ihren täglichen Energieverbrauch über bilaterale Verträge abgedeckt haben, zu Spitzenlastzeiten mit der Produktion zurückfahren und die Energie aus ihren bestehenden Verträge mit Gewinn am Spotmarkt verkaufen. Auch Pumpspeicherkraftwerke können davon profitieren, da sie mit ihrem Speicherbecken sehr flexibel einsetzbar sind. Damit soll vor allem auch das Netz entlastet und die Engpässe verringert werden, da die flexiblen Stundengebote genau zum Zeitpunkt der höchsten Belastung eingesetzt werden. Dies ist auch besser bekannt als „Demand Response“-Maßnahme und Teil des Engpassmanagements im Nord Pool (Nord Pool Spot, 2012g; Nord Pool ASA, 2004 S. 17-18).

Als ein weiteres Instrument des Engpassmanagements hat Nord Pool Spot 2004 die Möglichkeit eingeführt, bei entsprechenden Engpasssituationen im Netz, nicht aktivierte (gehandelte) Blockgebote der Angebotsseite in einzelne Stundengebote umzuwandeln. Dazu müssen die Marktteilnehmer in den jeweiligen Zonen vorher ihre Einwilligung gegeben haben und den geforderten Preis für die Einzelstunde festsetzen. Das Volumen des Blocks wird gleichmäßig über die gesamte Blockdauer aufgeteilt. Eine weitere Bedingung für die Durchführung ist, dass nur jene inaktiven Blöcke umgewandelt werden können, in denen der Zonenpreis mindestens für eine Stunde innerhalb der Blockdauer das technische Maximum (2.000 €) erreicht hat. Zu den aktuell an dieser Maßnahme beteiligten Marktteilnehmern gehören Fortum, Vattenfall, E.On und Dong Energy (Nord Pool Spot, 2012h; Nord Pool Spot, 2005).

Nach Handelsschluss am Elspotmarkt werden alle Kaufs- und Verkaufsgebote zu den bereits erwähnten Nachfrage- und Angebotskurven zusammengefasst und der Systempreis für die jeweiligen Stunden am nächsten Tag ermittelt. Treten Engpässe auf, zerfallen die entsprechenden Teile des Marktes in verschiedenen Zonen mit eigenen Zonenpreisen. Nachdem der Systempreis bzw. die Zonenpreise für den nächsten Tag ermittelt und veröffentlicht wurden, erhält jeder Marktteilnehmer seinen entsprechenden Fahrplan von Nord Pool Spot. Für die Marktteilnehmer innerhalb einer eigenen Preiszone entspricht der Marktpreis dann nicht mehr dem Systempreis, sondern die Gebote werden auf den entsprechenden Zonenpreis bezogen. Anhand der neu gebildeten Angebots- und Nachfragekurve mit einem höheren oder niedrigeren MCP-Preis (Hoch- und Tiefpreiszone) ändert sich nun auch, welcher Anbieter bzw. Nachfrager zum Zug kommt. Bei einem Blockgebot gilt, dass dessen Preis nicht mehr mit dem durchschnittlichen Systempreis verglichen wird, sondern mit dem durchschnittlichen Zonenpreis während der Blockdauer.

Während das Clearing auf die jeweiligen Zonenpreise basiert, gilt der ermittelte Systempreis weiterhin noch als Referenzpreis für den Finanzmarkt. Es gibt jedoch mit den sogenannten „Contracts for Difference“ (CfD) auch die Möglichkeit sich in Bezug auf schwankende Zonenpreise abzusichern (siehe Kapitel 3.2.6).

### 3.3 Engpassmanagement und Market Splitting

Dieses Kapitel befasst sich etwas näher mit dem für den skandinavischen Markt charakteristischen Engpassmanagement und wie sich daraus die spezifischen Zonenpreise ergeben, sowohl durch die Erläuterung der Theorie hinter der verwendeten Methode als auch dessen Umsetzung in der Praxis und einem kurzen Vergleich mit den anderen typischen Varianten an den europäischen Strommärkten.

Vor der Liberalisierung bestand das Engpassmanagement zum Beispiel in Norwegen darin, dass die sogenannten „firm power contracts“ (Grundlastverträge, siehe Kapitel 2.2.1) im Netz priorisiert wurden und somit zu Spitzenlastzeiten die am damaligen Ausgleichsenergiemarkt „Samkjøringen“ abgeschlossenen Lieferverträge bei einem Netzengpass nicht ausgeführt wurden. Mit dem im Jahr 1993 gestarteten Spotmarkt wurde in Norwegen das in den folgenden Abschnitten erläuterte Market-Splitting eingeführt, welches heute charakteristisch für den gesamten Nord Pool ist.

#### 3.3.1 Begriffe zu Transportkapazitäten

In der bisherigen Betrachtung des aktuellen Marktes und bei der Preisermittlung wurden das darunterliegende Netz und dessen limitierte Übertragungskapazität noch außer Acht gelassen. So besitzt jede Leitung im Netz ein bestimmtes, thermisch bedingtes Limit, wie viel Energie sie übertragen kann (Total Transfer Capacity, TTC). Zieht man davon eine entsprechende Sicherheitsmarge (Transmission Reliability Margin, TRM) ab, welche zum Beispiel als Reserve für mögliche Netzregeleinsätze oder Ringflüsse dient, so erhält man die sogenannte Net Transfer Capacity (NTC), oder auch Trading Capacity genannt. Bei der Berechnung der jeweiligen NTC-Werte im System wird noch das sogenannte (n-1)-Kriterium berücksichtigt, was zu einer Verringerung der tatsächlichen Werte führt. Dieses Kriterium besagt, dass der Ausfall eines Betriebsmittels (Kraftwerk, Leitung, Transformator, usw.) nicht zu einer Instabilität des Netzes führen darf.

Wird das Limit einer Leitung erreicht, kommt es zu einem Engpass im Netz, womit die Gefahr einer (thermischen) Leitungsüberlastung, eines möglichen Leitungsausfalls und damit eine Gefährdung der Netzstabilität gegeben sind. Solche Engpässe treten in Kontinentaleuropa typischerweise an Ländergrenzen auf, da die Länder untereinander meist nicht so stark vermascht sind. Jedoch kann dies auch innerhalb eines Landes der Fall sein, wenn etwa wie in Skandinavien ein starkes Nord-Süd-Gefälle bezüglich der (Wasserkraft-) Erzeugung und der Verbrauchsschwerpunkte besteht.

Während im Nord Pool eigentlich grundsätzlich nur der für den Elspothandel verfügbare NTC-Wert angegeben wird, so bezieht man sich sonst eher auf die sogenannte Available Transmission Capacity (ATC), welche sich aus der Differenz von NTC und den bereits feststehenden (bilateralen) Stromlieferverträgen ergibt. Im Nord Pool wird der ATC-Wert für die Übertragungskapazität angegeben, welche noch für den Elbas- und Regelenergiemarkt zur Verfügung stehen würde (ENTSO-E, 2012a).

### 3.3.2 Unterschiedliche Verfahren zur Vergabe von Transportkapazitäten

Um nun Engpässe zu vermeiden bzw. zu begrenzen (Engpassmanagement) gibt es verschiedene Möglichkeiten, wie etwa das Prioritätsprinzip („first come first served“), das Pro-Rata-Verfahren oder Auktionen. Während bei Ersterem die Zuteilung der Kapazitäten entsprechend der zeitlichen Reihenfolge der Vertragsabschlüsse erfolgt und der Grad der Diskriminierung bezüglich neuer Marktteilnehmer relativ hoch ist, werden beim Pro-Rata-Verfahren die vorhandenen Kapazitäten im Verhältnis der nachgefragten Menge auf alle Marktteilnehmer aufgeteilt und im Falle eines Engpasses entsprechend gekürzt. Ein großer Nachteil beider Verfahren ist, dass sich der (Kapazitäts-) Preis unabhängig von Angebot und Nachfrage bildet und somit keinerlei Signale an den Markt gesendet werden, die zu entsprechenden Kraftwerks- bzw. Netzinvestitionen führen würden.

Eine Möglichkeit der marktorientierten Kapazitätsvergabe würde das Auktionsverfahren darstellen. Dabei unterscheidet man im Allgemeinen zwischen den sogenannten impliziten und den expliziten Auktionen. Bei Letzterem müssen die zu übertragende Energie und die dafür benötigten Kapazitäten getrennt voneinander ersteigert werden. Bei den impliziten Auktionen wird hingegen das Übertragungsrecht bereits mit dem erfolgreichen Vertragsabschluss an der Strombörse errungen und bei einem Engpass die Preisdifferenz zwischen beiden Seiten eines Engpasses im Strompreis selbst berücksichtigt (Market Splitting), wie es auch im Nord Pool der Fall ist. Das skandinavische Übertragungsnetz selbst gehört zwar den jeweiligen Netzbetreibern, jedoch wird die gesamte Übertragungskapazität vom Börsenbetreiber Nord Pool Spot bewirtschaftet. Das bringt den Vorteil, dass allen Marktteilnehmern die vorhandene Kapazität unter gleichen Bedingungen zur Verfügung steht (Wendt, et al., 2012 S. 21-25).

An den Grenzen der anderen europäischen Länder werden die Kapazitäten zumeist über explizite Auktionen vergeben, wobei im Zuge der europäischen Marktintegration, etwa mit der Zusammenlegung der Spotmärkte von Frankreich, Deutschland, Österreich und der Schweiz zur EPEX Spot, zunehmend eine Umstellung in Richtung impliziter Auktionen stattfindet. Das 2009 eingeführte Market Coupling des skandinavischen, deutschen und niederländischen Marktes (EMCC) wird in Kapitel 0 näher beschrieben.

Ein großer Nachteil der expliziten Auktionen ist, dass die Ersteigerung von Kapazitäten nur auf prognostizierte Strompreise basiert, da der tatsächliche Spotpreis erst nach Handels-

schluss ermittelt wird. Somit kann es im schlechtesten Fall zu einem Stromfluss in die „falsche Richtung“ kommen, wenn etwa Hoch- und Tiefpreiszone falsch vorhergesagt wurden und Strom aus einer Zone mit einem Energiedefizit in eine Zone mit überschüssiger Erzeugung exportiert wird.

### 3.3.3 Bildung von Zonenpreisen

Anders als beim Market Coupling, mit dem Ziel einer Zusammenlegung nationaler Märkte unter Berücksichtigung der dazwischen liegenden Engpässe, wird der Nord Pool als gemeinsamer Markt der skandinavischen Länder bei auftretenden Engpässen in entsprechende Teilmärkte (Zonen) mit unterschiedlichen Zonenpreisen aufgetrennt. Die Aufteilung folgt dabei nach den vorgegebenen Ländergrenzen, wobei noch jeder Übertragungsnetzbetreiber innerhalb seines Landes weitere Preiszonen, den eigenen Engpässen entsprechend, definieren kann. Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber ist es auch, die stündlichen NTC-Werte zwischen jeder Zone zu bestimmen und sie täglich vor dem Handelsschluss des Elspotmarktes an Nord Pool Spot zu übermitteln. Nachdem vom Börsenbetreiber der Systempreis ermittelt wurde, erfolgt eine Überprüfung der Durchführbarkeit aller Lieferverträge. Treten keine Engpässe im Netz auf, so gilt in allen Zonen der Systempreis als Marktpreis. Für den anderen Fall erfolgt die besagte Aufteilung in Preiszonen und für die betreffenden Zonen wiederum wird eine eigene Berechnung des MCP durchgeführt (Nord Pool ASA, 2004 S. 18-21).

Zur näheren Erklärung anhand eines Beispiels wird nun der Einfachheit halber angenommen, dass Norwegen statt aus den aktuell fünf Zonen, nur aus einer Nord- und einer Südzone besteht und dass im Norden die Erzeugung höher ist als der Verbrauch und für den Süden der umgekehrte Fall gilt. Würden nun zwischen den beiden Zonen keine Engpässe auftreten, so könnte das Defizit der südlichen Zone mit dem Erzeugungsüberschuss der nördlichen Zone ausgeglichen werden. In beiden Zonen würde somit der in Abbildung 19a berechnete Systempreis gelten. Liegt jedoch die Differenz der Energiebilanzen der beiden Zonen über der maximal möglichen Übertragungskapazität, so erfolgt die besagte Aufteilung in unterschiedliche Preiszonen.

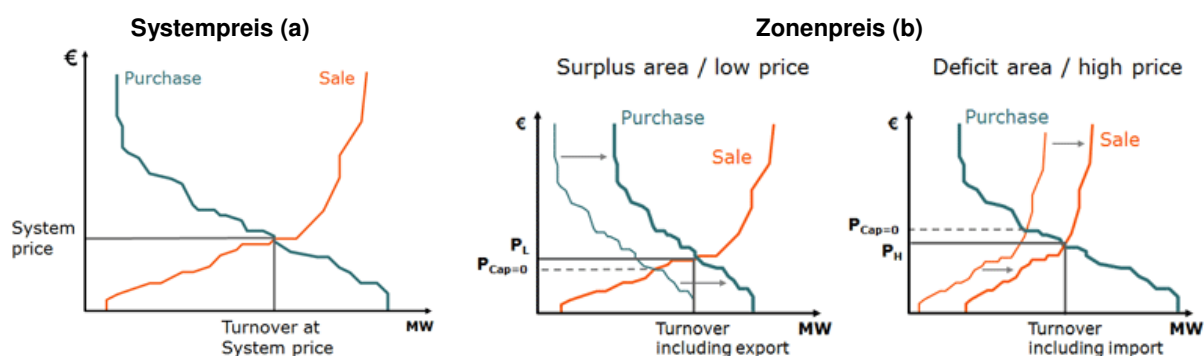


Abbildung 19: Bestimmung des Systempreises und des Zonenpreises, Quelle: (Nord Pool Spot, 2012i)

Für beide Zonen werden eigene Angebots- und Nachfragekurven erstellt, basierend auf Erzeugung und Verbrauch der jeweiligen Zone. Getrennt voneinander betrachtet, also ohne die Möglichkeit eines Energieaustauschs, würde in jeder Zone ein entsprechender MCP gelten, welcher in Abbildung 19b als  $P_{Cap=0}$  bezeichnet wird. Wegen der höheren Erzeugung bzw. dem geringeren Verbrauch in der nördlichen Zone, würden dort nur Kraftwerke mit entsprechend geringen Grenzkosten zum Zuge kommen, während in der südlichen Zone



Kraftwerke mit höheren Kosten fahren müssten, wie etwa ältere fossile Kraftwerke, um die Nachfrage zu decken.

Betrachtet man die Verschiebung der Nachfragekurve in der Überschusszone bzw. der Angebotskurve in der Defizitzone, welche auf die maximale Übertragungskapazität (NTC) zwischen den beiden Zonen beruht, so ergeben sich damit die neuen Zonenpreise  $P_L$  und  $P_H$ . Der verfügbare NTC-Wert entspricht dabei in der (nördlichen) Tiefpreiszone einem preisunabhängigen Nachfrageblock bzw. in der (südlichen) Hochpreiszone einem preisunabhängigen Angebotsblock.

Nord Pool Spot führt den beschriebenen Vorgang über eine direkte Variation der Zonenpreise durch. Ausgehend vom Systempreis soll eine Preissenkung in der Zone mit Überproduktion dort zu einer verringerten Erzeugung und einem erhöhten Verbrauch führen. In der Defizitzone soll durch eine Preiserhöhung der umgekehrte Effekt bewirkt werden. Beide Zonenpreise werden dabei solange (iterativ) angepasst (gemäß Abbildung 19b bis  $P_L$  und  $P_H$ ), bis die überschüssig erzeugte Energie in der Tiefpreiszone bzw. das Energiedefizit in der Hochpreiszone genau dem maximalen NTC-Wert entspricht. Folglich kommt es am nächsten Tag, so wie es beim Market Splitting immer der Fall ist, zu einem entsprechenden Stromfluss von der Tiefpreiszone in die Hochpreiszone und die Übertragungskapazität wird dabei optimal ausgenutzt (Nord Pool Spot, 2012i; Nord Pool Spot, 2012l).

Tritt der äußerst seltene Fall ein, dass sich auf Grund einer massiven Überproduktion oder Unterversorgung in einer Zone Angebot und Nachfrage nicht treffen (siehe Abbildung 20), so wird der minimale Zonenpreis auf -200 €/MWh und der maximale Preis auf 2000 €/MWh begrenzt. Dies erfolgt durch das Kürzen der Verkaufs- bzw. der Kaufsgebote („Curtailment“) nach dem Pro-Rata-Prinzip. Dabei wird solange das Volumen aller betroffenen Marktteilnehmer im Verhältnis zur angebotenen bzw. nachgefragten Menge gekürzt, bis sich Angebot und Nachfrage bei der Preisunter- bzw. Obergrenze wieder treffen (Nord Pool Spot, 2012j).

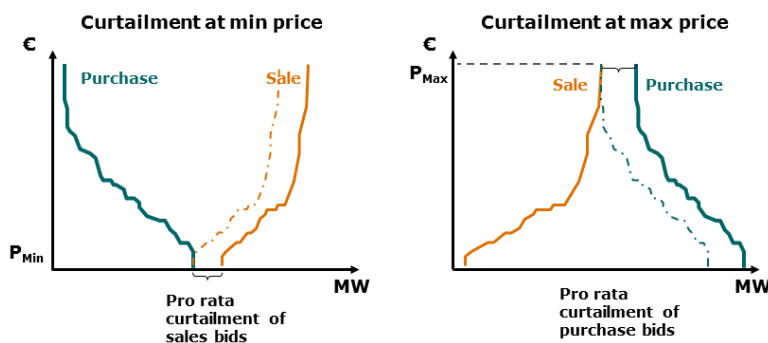


Abbildung 20: Funktionsprinzip des „Curtailments“, Quelle: (Nord Pool Spot, 2012j)

Vom mikroökonomischen Standpunkt aus gesehen, wie Wangensteen in seiner Publikation „Power System Economics“ herleitete, steigt die Gesamtwohlfahrt von zwei Zonen eines Marktgebiets, wenn die Möglichkeit eines Energieaustauschs zwischen ihnen besteht. Ohne Engpass wäre dieser zusätzliche Wohlfahrtsgewinn maximal und alle Marktteilnehmer würden davon profitieren. Im Fall eines Engpasses, wenn sich der Markt in Zonen mit unterschiedlichen Preisen aufteilt, so sinkt die Konsumentenrente in der Hochpreiszone (geringerer Verbrauch für höheren Preis), während die Produzentenrente steigt (mehr Erzeugung für höheren Preis). Wangensteen zeigt auch, dass jedoch die Produzenten mehr gewinnen, als die Konsumenten verlieren. In der Tiefpreiszone verhält es sich dabei genau umgekehrt. Des Weiteren kommt zu der Gesamtwohlfahrt noch die sogenannte „congestion

rent“ (Engpassabgabe) dazu, welche durch den Preisunterschied zwischen Zonen generiert wird und auf den skandinavischen Markt bezogen, von Nord Pool Spot an die Übertragungsnetzbetreiber weitergegeben wird. Insgesamt wird noch immer ein zusätzlicher Wohlfahrtsgewinn erzeugt, jedoch ist dieser nun geringer, da auf Grund des Engpasses ein Teil davon verloren geht (Wangensteen, 2012 S. 183-193).

Die Weitergabe dieser Engpassabgabe an die vier Netzbetreiber Statnett, Svenska Kraftnät, Fingrid und Energinet.dk erfolgt dabei seit 2011 so, dass der Betrag gleichmäßig auf die bei einem Engpass betroffenen Netzbetreiber aufgeteilt wird. Tritt der Engpass zwischen zwei Zonen auf, die sich im Gebiet eines Netzbetreibers befinden, so erhält dieser damit den vollen Betrag. In den Jahren zuvor (2006 - 2011) wurde die Verteilung so gehandhabt, dass mit der Engpassabgabe die Finanzierung bestimmter (wichtiger) Netzprojekte im Nord Pool erfolgte und der erhaltene Betrag den Projektkosten des jeweiligen Netzbetreibers entsprach. So erhielten die vier Netzbetreiber zum Beispiel im Jahr 2007 folgende Beträge:

Statnett	Svenska Kraftnät	Fingrid	Energinet.dk
32 Mio. €	65 Mio. €	21 Mio. €	70 Mio. €

Tabelle 1: Anteil an der Engpassabgabe für die ÜNB im Jahr 2007, Quelle: (Nord Pool Spot, 2012m)

Statnett und Energinet.dk verwendeten dabei den vollen Betrag zur Reduzierung der Netztarife, Svenska Kraftnät und Fingrid für den Netzausbau (Nord Pool Spot, 2012m).

Bei der Ermittlung der Zonenpreise wurde bisher der Einfachheit halber nur ein Gebiet mit zwei Zonen und einem möglichen Engpass dazwischen betrachtet, in Wirklichkeit kann sich der Nord Pool aktuell in bis zu 15 verschiedenen Zonen aufteilen, die baltischen Länder mit eingerechnet. In Skandinavien selbst teilen sich Norwegen in fünf Zonen (NO1 – NO5) und Schweden in vier Zonen (SE1 – SE4) auf, während Finnland als eine einzige Zone agiert. Dänemark besteht entsprechend der speziellen Netzanbindung aus einer westlichen und einer östlichen Zone (DK1 – DK2).

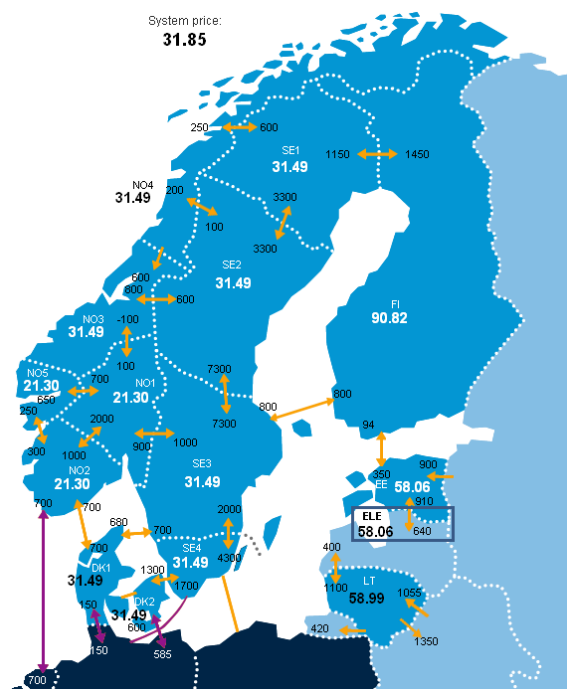


Abbildung 21: Zonenaufteilung des Nord Pools, Quelle: (Nord Pool Spot, 2012k)



Ein aktuelles Beispiel (24.09.2012 – 10:00 Uhr) für die Zonenaufteilung, die errechneten Zonenpreise und die (zu diesem Zeitpunkt) vorhandenen Übertragungskapazitäten zwischen den einzelnen Zonen ist in Abbildung 21 dargestellt. Die eingezeichneten NTC-Werte entsprechen dabei der Summe aus den NTC's der entsprechenden zonenüberschreitenden Leitungen. Die oft in beiden Richtungen unterschiedlichen Kapazitätswerte sind dabei meist auf zoneninterne Engpässe zurückzuführen, was Teil des von den Netzbetreibern durchgeführten, zoneninternen Engpassmanagements ist.

Wie bereits erwähnt ist die Zonenaufteilung im Falle eines Engpasses flexibel und wird vom jeweiligen Netzbetreiber bestimmt. So bestand etwa Norwegen zu Beginn des Nord Pools aus zwei Zonen, während die Unterteilung inzwischen auf bis zu fünf angewachsen ist. Die Unterteilung Schwedens in getrennte Zonen erfolgte hingegen erst im Jahr 2011. Grund dafür war eine Entscheidung der Europäischen Kommission im Jahr 2010, dass die in Schweden bisher praktizierte Methode des Engpassmanagements gegen den freien Wettbewerb verstoße. So hatten dänische Stromhändler gegen Svenska Kraftnät geklagt, da diese auf Grund von Engpässen im Süden die Übertragungskapazität der Verbindungsleitung zwischen Südschweden und Ostdänemark beschränkten. Als Reaktion auf die eingeleitete Untersuchung der EU-Kommission verpflichtete sich Svenska Kraftnät, ihr Engpassmanagement innerhalb Schwedens durch das bereits in Norwegen angewendete Market Splitting zu ersetzen (Europäische Kommission, 2010).

### 3.3.4 Weitere Engpassmanagement-Möglichkeiten

Eine andere Möglichkeit der jeweiligen Netzbetreiber, Engpässe innerhalb ihrer Zonen zu beheben, besteht über sogenannte Gegengeschäfte („counter trading“). Dabei greift der Netzbetreiber direkt in den Markt ein und kauft die benötigte Energie während des Day-Ahead-Handels am Elspot und während des Intradayhandels am Elbas oder am Regelenergiemarkt. Die resultierende Richtung des Lastflusses eines solchen Energielieferungsvertrags verläuft dabei entgegengesetzt zu einem bestehenden Engpass auf einer Leitung und soll diesen damit aufheben. Im Unterschied zum Market Splitting, wo ein zusätzliches Einkommen für den Systembetreiber, in diesem Falle Nord Pool Spot, generiert wird, so führt das Engpassmanagement über Gegengeschäfte zu Kosten für den jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber. Alle nicht an den Gegengeschäften beteiligten Marktteilnehmer sehen dabei nur den von Nord Pool Spot vorgegebenen Systempreis. Zudem wird beim Market Splitting durch die unterschiedliche Bepreisung der Zonen auch ein Anreiz für die Marktteilnehmer gesetzt, neue Erzeugungskapazitäten in grundsätzlichen Hochpreiszononen zu bauen. So erfolgte etwa während 72 % der Stunden im Jahr 2011 eine Aufteilung des Marktes. Die Netzbetreiber hingegen profitieren dabei von den Engpässen, und haben aus wirtschaftlicher Sicht wenig Grund dazu, diese durch einen Netzausbau zu beheben. Beim Counter Trading liegt der Fall umgekehrt, dort werden die Netzbetreiber durch die zusätzlichen Kosten zum Netzausbau angeregt (Wangensteen, 2012 S. 194-195).

### 3.3.5 Handelssystem von Nordpool Spot

Für die Abwicklung des gesamten Elspothandels und um die Zonen optimal zu bepreisen verwendet Nord Pool Spot das Handelssystem SESAM. Dieses ist dabei nur eine Weiterentwicklung des bis 2007 verwendeten Systems SAPRI, welches wiederum auf viele Mechanismen zurückgriff, die bereits für den norwegischen Ausgleichsenergiemarkt der 70er

Jahre (Samkjøringen) entwickelt wurden. Dadurch konnten jahrzehntlang gesammelte Erfahrungen in das derzeitige verwendete Marktsystem einfließen.

Über die Web-Plattform von SESAM können alle Marktteilnehmer ihre Gebote direkt über das Internet abgeben. Mit der Berechnungsfunktion (1), auf welcher die anschließend durchgeführte Preiskalkulation basiert, soll nun die Gesamtwohlfahrt maximiert werden. Dabei müssen noch verschiedenen Parameter bzw. Beschränkungen (Energiebilanz der einzelnen Zonen, Übertragungskapazitäten, maximale Rampingraten, usw.) innerhalb des Marktes von SESAM berücksichtigt und eingehalten werden.

$$\text{Max} \sum_n \left\{ \int_0^{d^a} D^a(x) dx - \int_0^{s^a} S^a(y) dy \right\} \quad (1)$$

Mit:  $D^a$  .....Nachfragefunktion in Zone a  
 $S^a$  .....Angebotsfunktion in Zone a  
 $d^a$  .....Verbrauch in Zone a  
 $s^a$  .....Erzeugung in Zone a  
 $x, y$  .....Menge (Laufvariable)  
 $n$  .....Anzahl der Zonen

Die angegebenen Größen  $D^a$  und  $S^a$  entsprechen dabei der Nachfrage- und Angebotsfunktion in der Zone a, während  $d^a$  und  $s^a$  für den Verbrauch und die Erzeugung in der Zone a stehen. In Abbildung 1 würden die beiden Integrale die Fläche unter der Nachfrage- bzw. Angebotskurve darstellen und die Differenz der beiden ergibt somit die Wohlfahrt für die Zone a. Maximiert werden soll die Summe der Wohlfahrten der n Zonen unter folgenden Bedingungen:

- Einhaltung des angegebenen Volumens bei den akzeptierten Geboten für die Preisober- und Untergrenze (siehe Abbildung 18)
- Jede Zone weist eine ausgeglichene Energiebilanz auf (inklusive Import/Export).
- Einhaltung der zonenüberschreitenden Übertragungskapazitäten
- Einhaltung der maximalen Rampingraten<sup>7</sup>
- Alle stündlichen Verkaufsgebote („single hourly bid“) unter dem Spotpreis sollen akzeptiert und alle die darüber liegen sollen abgelehnt werden. Bei Kaufgeboten gilt der umgekehrte Fall.
- Wird nicht die gesamte Übertragungskapazität zwischen zwei Zonen genutzt, so sollen sie denselben Spotpreis haben.

---

<sup>7</sup> Unter der genannten Rampingrate versteht man die maximale Änderung des Lastflusses bzw. der Erzeugung innerhalb eines bestimmten Zeitintervalls. Im Nord Pool ist die Begrenzung der Rampingrate auf die jeweiligen HGÜ-Verbindungen zwischen den skandinavischen Ländern untereinander und den Verbindungen zu den angrenzenden Märkten bezogen. Die maximale Änderung, der mittels einer HGÜ übertragenen Leistung innerhalb einer Stunde, ist dabei auf 600 MW festgelegt. Diese Begrenzung wurde zur besseren Frequenzhaltung und Netzstabilität eingeführt, da sich große Lastflussänderungen über die HGÜ-Leitungen negativ auswirken und entsprechend größere Regelleistungen erfordern (Nord Pool Spot, 2012o).

Zu beachten ist, dass die gezeigte Funktion (1) eine vereinfachte Form des tatsächlichen Berechnungsmodells der Handelsplattform SESAM darstellt. Es werden hierbei zum Beispiel spezielle Blockgebote oder eine stündliche Abhängigkeit noch nicht berücksichtigt (Nord Pool Spot, 2012n).

In diesem komplexen System aus mehreren Zonen müssen sich die physikalischen Lastflüsse nicht zwingend an die abgeschlossenen Verträge halten. Zum Beispiel kann es vorkommen, dass es zwar über den Elspotmarkt zu einem Liefervertrag zwischen zwei Marktteilnehmern in benachbarten Zonen kommt, der Lastfluss selbst (oder ein Teil davon) sich jedoch auf Grund der entsprechenden Netzsituation über eine am Handel unbeteiligte Zone aufteilt. Dies wird nicht in der oben beschriebenen Funktion (1) zur Zonenbepreisung berücksichtigt, sondern anschließend dazu in einer separaten, ebenfalls von SESAM durchgeführten, DC-Lastflussrechnung. Dabei werden weder Leitungslänge noch andere physikalische Einflussfaktoren berücksichtigt. Aufgabe der Lastflussberechnung von SESAM ist es nun, den Lastfluss von der Tief- in die Hochpreiszone zu optimieren und zu überprüfen, ob es bei der gegebenen Zonenbepreisung des Marktes zu Engpässen kommt. Ist dies der Fall, so werden die entsprechenden Engpässe in einer erneuten Berechnung der Zonenpreise berücksichtigt. Dieser iterative Prozess wird dabei solange durchlaufen, bis die Durchführbarkeit der abgeschlossenen Lieferverträge am Elspot für den nächsten Tag gewährleistet ist (Nord Pool Spot, 2012p).

### 3.4 Der Intradaymarkt ELBAS

Zur Erklärung des Intradaymarktes wird mit einem einfachen Beispiel begonnen: Man betrachte den in Abbildung 22a dargestellte Lastgang (rot) für den darauffolgenden Tag und die dazu vorhandene Eigenerzeugung (blau) eines fiktiven Energieversorgers. Dessen Erzeugung wird dabei der Einfachheit halber als konstant angesehen. Nun kann man bereits erkennen, dass der Versorger einen Teil der benötigten Tagesenergie selbst abdecken kann, bzw. in den Nachtstunden, wenn der Energiebedarf allgemein am geringsten ist, sogar eine Überproduktion aufweist. Die am nächsten Tag fehlende Energie kann der Energieversorger nun am Elspot einkaufen und für die Stunden, wo er zu viel produziert, die entsprechende Energie zum Verkauf anbieten (Abbildung 22b). Damit wäre der Energiebedarf für die Stromlieferverträge des Energieversorgers abgedeckt.

Die Prognosen bezüglich der Energieerzeugung und des Verbrauchs müssen jedoch nicht immer mit den tatsächlichen Gegebenheiten übereinstimmen und so kann es zu Abweichungen kommen, wie in Abbildung 22c beispielhaft dargestellt ist. Die Marktteilnehmer erhalten dabei laufend neue Informationen und je näher der Zeitpunkt der tatsächlichen Energielieferung rückt, desto genauer können die Vorhersagen getroffen werden. Der Energieversorger kann jedoch ab 12:00 des Vortages keine Anpassungen mehr am Elspot durchführen und dementsprechend müssten diese Abweichungen vom Netzbetreiber über den Regelenergiemarkt ausgeglichen werden. Die Kosten dafür werden an den Energieversorger weitergegeben, entsprechend dem Preis der sich am Regelenergiemarkt bildet (siehe Kapitel 0). Da dieser jedoch faktisch nicht vorhersehbar ist, würde das deshalb ein hohes Preisrisiko für den Energieversorger bedeuten. Damit die Marktteilnehmer noch zeitnah zum Lieferzeitpunkt eventuelle Abweichungen minimieren können, wurde am Nord Pool der Intradaymarkt Elbas eingeführt. Der Handel dort kann bis zu einer Stunde vor dem tatsächlichen Lieferzeitpunkt erfolgen. So kann kurzfristig überschüssig erzeugte Energie am Elbas verkauft und Defizite gedeckt werden (siehe Abbildung 22d). Das bietet nicht nur

Vorteile für die Marktteilnehmer, sondern führt auch zu einer Entlastung des Netzes und reduziert die vorzuhaltende Reservekapazität.

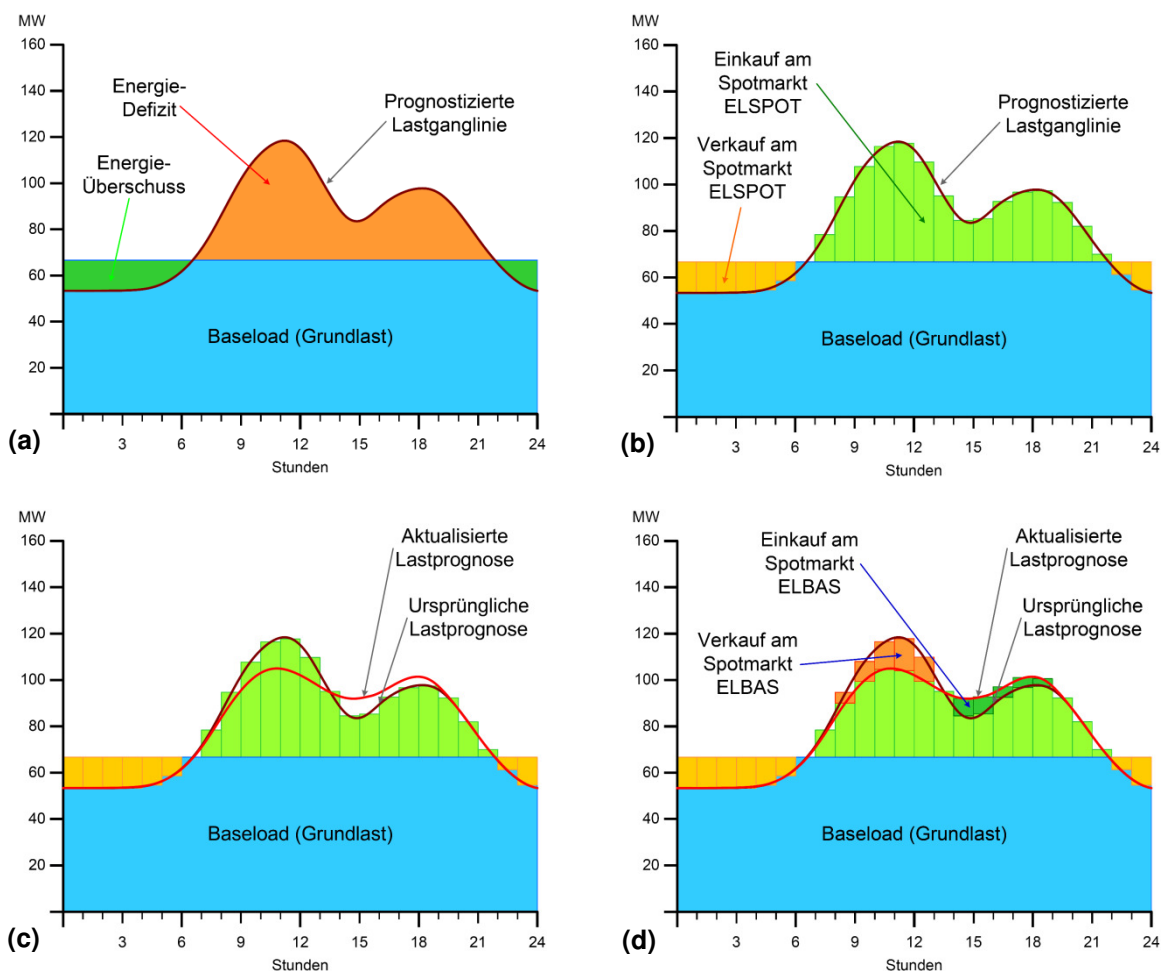


Abbildung 22: Beispiel für die Lastabdeckung eines Energieversorgers, Quelle: (Ulbig, 2010 S. 12-13)

### 3.4.1 Funktionsweise und Marktteilnehmer

Am Elbasmarkt beteiligen sich rund 115 Marktteilnehmer. Im Jahr 2012 wurde ein Volumen von rund 3,2 TWh gehandelt, was im Vergleich zu den 334 TWh am Elspot relativ wenig ist. Jedoch gewinnt dieser Markt auch beispielsweise wegen der steigenden Windeinspeisung, die nur sehr schlecht prognostizierbar ist, immer mehr an Bedeutung. Wie man in Abbildung 23 sieht, beteiligen sich neben den skandinavischen Ländern und Estland auch noch Deutschland, die Niederlande und Belgien am Intradayhandel von Elbas. Die Marktkopplung erfolgt dabei über die vorhandenen HGÜ-Verbindungen zwischen den Ländern und basiert dabei wieder auf dem impliziten Auktionsprinzip mit dem direkten Erwerb der Übertragungsrechte bei Abschluss eines Stromlieferungsvertrags (Nord Pool Spot, 2012a).

Der Handelsschluss vor dem jeweiligen Lieferzeitpunkt variiert dabei von Zone zu Zone. So kann in Belgien und den Niederlanden noch fünf Minuten vor der physikalischen Lieferung ein Vertragsabschluss erfolgen. Für Deutschland liegt die Frist bei 30 Minuten, für Finnland, Estland, den dänischen und schwedischen Zonen bei 60 Minuten. In Norwegen kann mit Februar 2013 ebenfalls noch bis zu einer Stunde vor der Lieferung gehandelt werden, zuvor war die Frist auf zwei Stunden festgelegt (Nord Pool Spot, 2012r).



Abbildung 23: Marktgebiete des Elbashandels im Nord Pool, Quelle: (Nord Pool Spot, 2013a)

Anders als der Elspotmarkt funktioniert Elbas nach dem bereits in Kapitel 3.2 beschriebenen Prinzip des fortlaufenden Handels. Die entweder als stündliche Gebote oder als Blockgebote abgegebenen Verkaufs- und Kaufgebote sind dabei für jeden sichtbar aufgelistet. Das minimale Vertragsvolumen beträgt 0,1 MWh pro Stunde und der minimale Preisschritt 0,1 € pro MWh. Bei Blockgeboten muss der gesamte Block akzeptiert werden („alles oder nichts“), wobei eine Blockdauer von bis zu 32 Stunden gewählt werden kann. Sobald ein Gebot von einem Marktteilnehmer akzeptiert wird, gilt der Handel als abgeschlossen und das Gebot verschwindet aus dem System. Dabei wird nicht die bereits vorgestellte Handelsplattform des Elspots (SESAM) verwendet, sondern eine eigene (Web-) Plattform. Diese berücksichtigt dabei automatisch die nach dem Elspothandel noch verfügbare Übertragungskapazität zwischen den Zonen, welche als ATC (Available Transfer Capacity) angegeben wird. Besteht etwa ein Engpass zwischen den Zonen SE1 als Tiefpreiszone und SE2 als Hochpreiszone, so ist in Richtung des Engpasses, also in diesem Beispiel von SE1 nach SE2, von vorneherein kein Handel am Elbas möglich. In der Praxis sind dabei für die Marktteilnehmer der Zone SE1 keine abgegebenen Verkaufsgebote der Zone SE2 und umgekehrt in der Elbasplattform sichtbar (Nord Pool ASA, 2004 S. 22-24).

### 3.4.2 Der Market Maker-Mechanismus

Essentiell für die Liquidität des Marktes sind dabei die sogenannten Market Maker, welche vertraglich verpflichtet sind, Verkaufs- und Kaufgebote am Markt anzubieten. Aktuell gibt es drei Market Maker im Elbas, Fortum für den finnischen Markt, und in Schweden Vattenfall für die Zonen SE1 und SE2, sowie das schwedische Tochterunternehmen von E.ON für die Zonen SE2 und SE3. Die entsprechenden Volumina und deren Laufzeit sind dabei individuell festgelegt, zum Beispiel bietet Fortum 2x20 MW, sowie 1x30 MW für 24 Stunden und sieben Tage die Woche am finnischen Markt an.

Die Market Maker müssen dabei eine gewisse, maximale Differenz (Spread) zwischen Kaufs- und Verkaufspreis ihrer Gebote einhalten, welche vom Elspotpreis abhängig ist. Je höher dieser ist, desto größer darf der Spread sein (5 - 15 €/MWh). Bei einem Elspotpreis von unter 20 €/MWh und über 80 €/MWh sind die Market Maker nicht mehr dazu verpflichtet, Gebote am Elbas anzubieten. Dabei besteht jedoch keine direkte Abhängigkeit der Preise

am Elbasmarkt vom Spotpreis, da es keinen einheitlichen Elbaspreis gibt und die Marktteilnehmer völlig unabhängig darüber entscheiden können, zu welchem Preis sie ein Gebot anbieten oder akzeptieren wollen. Laut einer Untersuchung von Linnet Úlfar aus dem Jahr 2005, folgt der durchschnittliche Elbaspreis dem des Elspots zumindest tendenziell und hängt ähnlich wie beim Regelenergiemarkt auch von der Energiebilanz im Netz ab. Bei einer Überproduktion am Markt liegt der durchschnittliche Elbaspreis unter dem Spotpreis und bei einem Defizit ist es umgekehrt. Nur bei Preisspitzen am Elspot besteht eine größere Abweichung, wobei dann der Elbaspreis unter dem Spotpreis liegt (Nord Pool Spot, 2012q; Linnet, 2005 S. 99-100).

### 3.5 Clearing und Settlement an der Strombörse

An der Strombörse agiert Nord Pool Spot gegenüber jedem Marktteilnehmer als zentraler Vertragspartner („counterparty“), der die Erfüllung („Clearing“) des abgeschlossenen Kauf- oder Verkaufsvertrages garantiert. Das Clearing erfolgt dabei gegenüber den Käufern mit der physikalischen Stromlieferung und gegenüber den Verkäufern finanziell. Unter Settlement versteht man in diesem Fall die finanzielle Verrechnung am Ende eines an der Strombörse durchgeführten Geschäfts.

Jeder Marktteilnehmer ist verpflichtet, ein Konto bei einer von Nord Pool Spot gebilligten „Settlement Bank“ einzurichten und einen gewissen Betrag als Sicherheit dort zu hinterlegen („collateral“). Dieser ist vom wöchentlichen Handelsvolumen des jeweiligen Marktteilnehmers am Elspot und Elbas abhängig, beträgt jedoch minimal 30.000 € und soll die Bezahlung der abgeschlossenen Verträge gewährleisten.

Das Settlement wird den Banktagen entsprechend durchgeführt und unterscheidet sich etwas zwischen Elspot und Elbas. Wie auch in Abbildung 24 dargestellt, beginnt die Abwicklung des Settlements des Elspots einen Tag und die des Elbas zwei Tage nach dem Handelszeitpunkt (ZP 1). Die farblich gleich gekennzeichneten Felder entsprechen dabei jeweils einem Handelszyklus. Alle betreffenden Transaktionen, also Belastungen (ZP 2) und Gutschriften (ZP 3), werden dabei automatisch ausgeführt. In beiden Fällen verrechnet Nord Pool Spot noch eine volumensabhängige Handelsgebühr (Nord Pool Spot, 2012t).

ZP/Tag	DI	MI	DO	FR	SA	SO	MO	DI	MI
1	Handel	Handel	Handel	Handel	Handel	Handel	Handel		
2		LS	LS	LS			LS	LS	
3			GS	GS			GS	GS	GS

ZP/Tag	DI	MI	DO	FR	SA	SO	MO	DI	MI	DO
1	Handel	Handel	Handel	Handel	Handel	Handel	Handel			
2			LS	LS			LS	LS	LS	
3				GS			GS	GS	GS	GS

ZP... Zeitpunkt, LS... Lastschrift, GS... Gutschrift

Abbildung 24: Wöchentlicher Settlementzyklus am Elspot (oben) und Elbas (unten), eigene Darstellung in Anlehnung an (Nord Pool Spot, 2012s)



## 3.6 Der Regelenergiemarkt

Betrachtet man den Nord Pool als ein geschlossenes System, mit einer nominalen Netzfrequenz von 50 Hertz (wie im restlichen Europa), auf die alle elektrischen Geräte und Maschinen ausgelegt sind, so tritt diese Nominalfrequenz nur bei einem perfekten Gleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch auf. In der Realität versucht man nun, um die Netzstabilität gewährleisten zu können, über Regeleingriffe die tatsächliche Netzfrequenz innerhalb bestimmter Toleranzen an die 50 Hertz anzunähern. Dies ist dabei die Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber in den jeweiligen Marktgebieten.

### 3.6.1 Frequenzstabilisierung und Rückführung

Die verfügbaren Werkzeuge zur Frequenzregelung und dem Ausgleich von (kurzfristigen) Abweichungen in der Energiebilanz unterscheiden sich dabei anhand der möglichen Reaktionszeit. So dient die automatisch aktivierte Primärregelreserve dazu, eine maximale Frequenzabweichung von 0,1 Hertz im operativen Betrieb und 0,5 Hertz in Notfallsituationen einzuhalten. Die dafür vorzuhaltende Regelleistung beträgt 600 MW (normal) bzw. 1.000 MW (Notfall), welche innerhalb von fünf Sekunden zu 50 % und innerhalb von 30 Sekunden voll zur Verfügung stehen muss. Der Großteil der Primärregelreserve stammt dabei aus Wasserkraftwerken, welche sich gegenüber dem Netzbetreiber vertraglich dazu verpflichtet haben. Der Anteil an der geforderten Regelleistung für jedes einzelne Land wird basierend auf den Stromverbrauch des Vorjahres ermittelt. Wobei für Dänemark nur der mit dem nordischen Netz verbundene Teil berücksichtigt wird, da Westdänemark mit dem UCTE-Netz synchronisiert und an der dortigen Netzregelung beteiligt ist.

Schweden	Norwegen	Finnland	Ostdänemark
40,5 %	32 %	23,5 %	4 %

Tabelle 2: Anteil an der Regelleistung für das Jahr 2006, Quelle: (Kristiansen, 2007)

Während die Aktivierung der Primärregelleistung die Netzstabilität sicherstellen soll, um die Frequenzabweichung nicht größer werden zu lassen, so muss anschließend noch die Netzfrequenz auf die 50 Hertz zurückgeführt und die Primärregelung wieder entlastet werden. Im UCTE-Netz erfolgt dies über die automatisch aktivierte Sekundärregelreserve, welche nach dem aktuellen Stand in Skandinavien nicht vorhanden ist. Die im Nord Pool als Sekundärregelung bezeichnete Variante entspricht im Prinzip der im UCTE-System verwendeten Minutenreserve (oder auch Tertiärregelreserve). Die Regelung erfolgt dabei manuell und die Reaktionszeit liegt bei 15 Minuten. Es können sich sowohl Erzeuger als auch Verbraucher an der nordischen Sekundärregelung beteiligen. Diese, von den Netzbetreibern in einer Merit Order zusammengefassten Reserven, entsprechen dabei dem nordischen Regelenergiemarkt, an welchem im Jahr 2012 rund 4,4 TWh an Regelenergie gehandelt wurden (Kristiansen, 2007 S. 1-3; Nord Pool Spot, 2013c).

### 3.6.2 Funktionsweise des Regelenergiemarktes

Die Gebote der Teilnehmer an diesem Markt werden dabei nach Handelsschluss am Elspot für jede Stunde am darauffolgenden Tag an den betreffenden Netzbetreiber abgegeben und können noch bis zu 45 Minuten vor der besagten Stunde geändert werden. Die vier nationalen Netzbetreiber fassen die Gebote für jede Stunde zu der sogenannten NOIS-Liste (Nordic Operational Information System) zusammen.

Tritt nun in der entsprechenden Stunde der Fall ein, dass im Netz der Verbrauch höher ist als die Erzeugung, so sinkt die Frequenz und der Netzbetreiber benötigt nach erfolgter Primärregelung zusätzliche Energie vom Regelenergiemarkt für die Sekundärregelung. Dies wird auch als Aufwärtsregelung (up-regulation) bezeichnet. Ist hingegen die Erzeugung höher als der Verbrauch, so steigt die Frequenz und der Netzbetreiber muss die überschüssige Energie über den Regelenergiemarkt abgeben bzw. verringern, also Abwärtsregelung (down-regulation) betreiben.

Damit ergeben sich auch für Erzeuger und Verbraucher jeweils unterschiedliche Möglichkeiten. Zur Aufwärtsregelung bieten Erzeuger an, ihre Produktion für einen bestimmten Preis zu erhöhen und Verbraucher die Last zu senken. Umgekehrt bieten für die Abwärtsregelung Erzeuger an, ihre Energieproduktion zu senken, und Verbraucher die Last zu erhöhen. Wie bereits erwähnt ist die Bedingung an die Marktteilnehmer die, dass die angebotene Leistung auf Anweisung des Netzbetreibers innerhalb von 15 Minuten zur Verfügung stehen muss, was zum Beispiel Betreiber von (älteren) Kernkraftwerken ausschließt, die dazu technisch nicht fähig sind.

Bei den Geboten für die Aufwärtsregelung wird der Preis über dem zu der betreffenden Stunde gültigen Marktpreis liegen und bei der Abwärtsregelung entsprechend darunter, da ansonsten der Handel am Elspot oder Elbas für die Marktteilnehmer selbst rentabler wäre. Treten keine Engpässe im System auf, so sind die Preise des Regelenergiemarktes in allen Zonen dieselben. Andernfalls werden für die Zonen, welche von Engpässe betroffen sind, und dem restlichen System separate Regelenergiepreise ermittelt, wobei bei der jeweiligen Preisbildung nur Gebote berücksichtigt werden, welche die Engpässe nicht noch weiter verstärken.

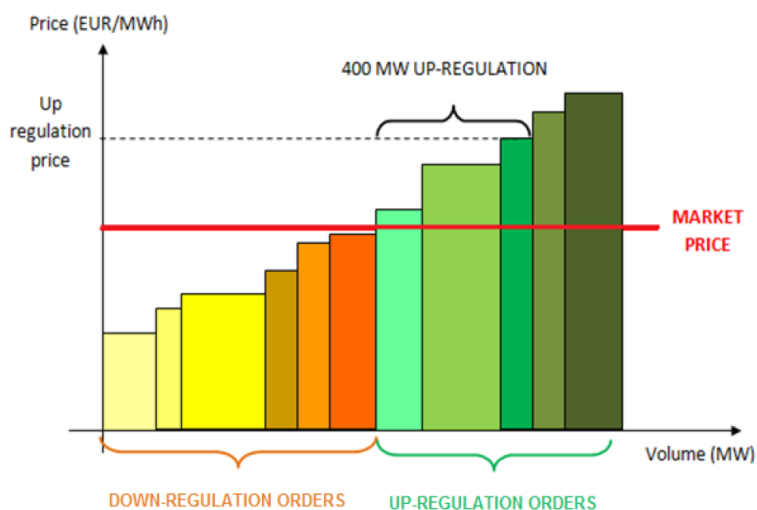


Abbildung 25: Merit Order der Gebote am Regelenergiemarkt, Quelle: (Nord Pool Spot, 2012u S. 6)

In Abbildung 25 ist eine solche Merit Order für den Regelenergiemarkt am Beispiel einer Aufwärtsregelung dargestellt. Die Gebote für die Abwärtsregelung sind dabei gelb/orange markiert und die für die Aufwärtsregelung grün. Im gegebenen Beispiel tritt im Netz zu einer bestimmten Stunde ein Erzeugungsdefizit von 400 MW auf, welches der betreffende Netzbetreiber aus dem Regelenergiemarkt abdecken muss. Analog zum Preisbildungsmechanismus am Elspot ergibt sich ein Markträumungspreis bzw. in diesem Fall der sogenannte Aufwärtsregelungspreis, welcher dem Preis des zuletzt eingesetzten Kraftwerks



entspricht und ebenfalls für alle anderen, darunterliegenden (Aufwärtsregelungs-) Gebote gilt.

Bei einer Überproduktion im Netz und für die benötigte Abwärtsregelung würde der Netzbetreiber hingegen die Gebote mit dem höchsten Preis (bis zur benötigten Menge) akzeptieren. Die Differenz zwischen den am Regelenergiemarkt geltenden Preis zur Auf- oder Abwärtsregelung und dem entsprechenden Marktpreis entsprechen dabei dem Gewinn der jeweiligen Marktteilnehmer, wobei der Netzbetreiber diese Kosten verursachungsgerecht weitergibt. Dies soll anhand eines weiteren Beispiels noch einmal anschaulicher erklärt werden.

### 3.6.3 Beispiel zur Funktionsweise des Regelenergiemarktes

Das folgende Beispiel stammt dabei im Wesentlichen aus (Nord Pool Spot, 2012u S. 6-8).

Angenommen ein Elektrizitätsunternehmen (ohne Eigenerzeugung) hat zwei Endkunden, welche jeweils einen Vertrag über eine Stromlieferung zu einer bestimmten Stunde (in Folge auch als Stunde 0 bezeichnet) mit dem Elektrizitätsunternehmen eingegangen sind. Kunde A erhält 70 MWh und Kunde B 30 MWh zu einem jeweils festgelegten Strompreis. Das Elektrizitätsunternehmen kauft nun für die besagte Stunde am Tag zuvor die gesamten 100 MWh über den Elspot und bezahlt dort einen Marktpreis von 25 €/MWh, was insgesamt 2500 € an Kosten ergibt.

Haben nun die beiden Kunden in der Stunde 0 insgesamt tatsächlich nur 85 MWh von den 100 MWh verbraucht, so ist das Elektrizitätsunternehmen im Besitz von 15 MWh an überschüssiger Energie. Entsprechend der Marktsituation ergeben sich für die später folgende Abrechnung (Settlement) mit dem Netzbetreiber zwei Szenarien:

War zum betrachteten Zeitpunkt 0 die allgemeine Energieproduktion im Netz geringer als der Verbrauch, also ein Energiedefizit, so musste der betreffende Netzbetreiber mittels der Aufwärtsregelung eingreifen und teure Energie, beispielsweise für 40 €/MWh, aus dem Regelenergiemarkt einkaufen.

Diesen Preis erhalten alle dort teilnehmenden Erzeuger, deren Gebot akzeptiert wurde, für jede zusätzlich eingespeiste MWh zur Stunde 0. Sie erhalten somit 15 € pro MWh mehr, als sie am Elspot erzielen hätten können. Die Verbraucher am Regelenergiemarkt hatten ihren Bedarf bereits vorher gedeckt, etwa am Elspot für die 25 €/MWh, und erhalten nun 40 € für jede MWh, die sie sich mit dem (akzeptierten) Gebot verpflichtet hatten, zur Stunde 0 nicht zu verbrauchen. Sie erwirtschaften somit durch die Teilnahme am Regelenergiemarkt einen Betrag von 15 € pro MWh, wobei jedoch noch die Kosten auf Grund des Produktionsausfalles berücksichtigt werden müssten.

Auch das Elektrizitätsunternehmen erhält beim Settlement vom Netzbetreiber 40 €/MWh für die überschüssigen 15 MWh. Nach Abzug der Kosten am Elspot (25 €/MWh), erhält das Elektrizitätsunternehmen somit einen Betrag von 225 € ausbezahlt, da die überschüssig produzierten 15 MWh unterstützend auf die Netzsituation wirkten. Wie man in der nächsten Situation sieht, bleiben die Gesamtkosten für die Regelenergie jedoch nicht am Netzbetreiber hängen.

Herrschte stattdessen zum betrachteten Zeitpunkt ein Energieüberschuss im Netz, so griff der Netzbetreiber nun auf die eingegangenen Gebote zur Abwärtsregelung zurück. Ergab

sich dabei ein Abwärtsregelungspreis von zum Beispiel 10 €/MWh, so bezahlen die Teilnehmer am Regelenergiemarkt (mit akzeptierten Geboten) nur 10 € für jede zusätzlich verbrauchte MWh (statt 25 €/MWh am Elspot). Erzeuger hatten bereits eine bestimmte Menge an Energie für 25 €/MWh am Elspot verkauft und bekommen nun, ihrem Gebot entsprechend, eine gewisse Menge an Energie zum Preis von 10 €/MWh aus dem Regelenergiemarkt. Sie müssen diese Menge somit nicht mehr selber produzieren und machen einen Gewinn von 15 € pro MWh.

Das Elektrizitätsunternehmen wird beim Settlement vom Netzbetreiber wieder für die überschüssigen 15 MWh bezahlt, erhält jedoch nur mehr den Abwärtsregelungspreis von 10 €/MWh. Da das Elektrizitätsunternehmen am Elspot bereits 25 €/MWh dafür bezahlt hatte, entstehen zusätzliche Kosten von 225 € und das Elektrizitätsunternehmen trägt damit seinen Teil zur Deckung der Regelenergiekosten bei, da sich die Energiebilanz des Elektrizitätsunternehmens negativ auf die Gesamtbilanz im Netz ausgewirkt hatte.

Verbrauchen die beiden Kunden des Elektrizitätsunternehmens zur Stunde 0 nun 115 MWh statt die vertraglich festgelegten 100 MWh, so weist das Elektrizitätsunternehmen ein Energiedefizit von 15 MWh auf. Auswirkungen auf den Regelenergiemarkt (und dessen Preise) durch die veränderte Situation werden dabei nicht berücksichtigt, da angenommen wird, dass die Energiebilanz des Elektrizitätsunternehmens im Vergleich zur Gesamtenergiebilanz des Netzes vernachlässigt werden kann. Kosten und Nutzen der Teilnehmer am Regelenergiemarkt sind daher analog zum vorher beschriebenen Beispiel und werden nicht erneut beschrieben.

Beim Settlement des Elektrizitätsunternehmens ergibt sich nun, bezogen auf die beiden vorher durchgespielten Netzszenarien, eine jeweils andere Situation. Bei einem Energie-defizit im Netz zur Stunde 0 kommt es wiederum zur Aufwärtsregelung, jedoch bezog diesmal das Elektrizitätsunternehmen 15 MWh aus dem Netz, welche nicht durch Käufe am Elspot abgedeckt waren, und muss deshalb den Aufwärtsregelungspreis von 40 €/MWh für die zusätzlich benötigte Energie an den Netzbetreiber bezahlen. Bezogen auf den Elspotpreis von 25 €/MWh macht das Elektrizitätsunternehmen damit einen Verlust von 225 €.

Im zweiten Fall, bei einem Energieüberschuss und entsprechender Abwärtsregelung, muss das Elektrizitätsunternehmen noch immer Geld für die zusätzlich benötigte Energie (15 MWh) an den Netzbetreiber bezahlen, jedoch nur den Abwärtsregelungspreis von 10 €/MWh. Das Elektrizitätsunternehmen bezahlt also 15 €/MWh weniger für diese 15 MWh (insgesamt 225 €), als wenn es die Energie am Elspot gekauft hätte (25 €/MWh) und profitiert damit von der unterstützenden Wirkung seiner Energiebilanz auf die Netzbilanz.

Das in den Beispielen beschriebene Elektrizitätsunternehmen tritt dabei am Markt als Nachfrager, also „Verbraucher“ auf. Weichen Erzeuger von ihrem Energiefahrplan ab, so unterscheidet sich die Handhabung der finalen Abrechnung etwas von den eben beschriebenen Situationen. Speist der Erzeuger während der Aufwärtsregelung (Energiedefizit im Netz) zu viel Energie ins Netz ein, so wird er nur nach dem Preis am Spotmarkt bezahlt und nicht nach dem höheren Aufwärtsregelungspreis. Im umgekehrten Fall, bei der Abwärtsregelung (Energieüberschuss im Netz) gilt für Erzeuger, die zu wenig produziert haben, dass sie den entsprechenden Spotmarktpreis für die benötigte Energie bezahlen müssen und somit nicht von dem niedrigeren Abwärtsregelungspreis profitieren. Mit dieser Regelung soll verhindert werden, dass Erzeuger absichtlich von ihrem Fahrplan abweichen, um höhere Gewinne zu erzielen. Für die beiden gegensätzlichen Situationen, also wenn der Erzeuger bei einem

Energiedefizit im Netz noch selbst eine negative Energiebilanz aufweist bzw. bei einem Energieüberschuss im Netz eine positive Energiebilanz aufweist, bezahlt der Erzeuger hingegen die vollen Kosten, genau wie das Elektrizitätsunternehmen im vorhin gezeigten Beispiel.

Bisher sind noch die jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber für das Settlement, also der Abrechnung der Regelenergie in ihrem Netzgebiet zuständig. Dabei gibt es einige administrative, rechtliche und technische Unterschiede zwischen den skandinavischen Ländern. Jeder Teilnehmer muss jedoch am Regelenergiemarkt alle vier nationalen Standards hinsichtlich des Settlements erfüllen, um grenzüberschreitende Regelenergie anbieten zu können. Damit besteht ein großer Nachteil der derzeitigen Situation darin, dass der nötige bürokratische Aufwand für kleinere Unternehmen zu groß ist, als dass es für sie rentabel wäre, am Regelenergiemarkt teilzunehmen. Dies ist einer der Gründe, wieso sich die Netzbetreiber inzwischen auf eine Harmonisierung des Settlements für die Regelenergie geeinigt haben. So will man etwa einen eigenen Settlement-Verantwortlichen („Settlement Responsible“) mit der Abrechnung der Regelenergie im ganzen Nord Pool betrauen. Dies und weitere Vereinheitlichungen sollen dabei schrittweise bis 2015 stattfinden (Nordic Balance Settlement, 2012; Nordic Energy Regulators, 2010).

### 3.7 Markt für Termingeschäfte (Derivatmarkt)

Da Nord Pool Spot die zonenüberschreitenden Übertragungskapazitäten bewirtschaftet, ist ein bilateraler Handel zwischen zwei in unterschiedliche Zonen befindlichen Marktteilnehmern nicht möglich. Deshalb ist jeder dementsprechende Stromaustausch über die Börse abzuwickeln, bilaterale Verträge sind nur innerhalb einer Zone gestattet. Zusätzlich gibt es für Marktteilnehmer aus verschiedenen Zonen noch die Möglichkeit über Termingeschäfte am Finanzmarkt, wo keine tatsächliche physikalische Stromlieferung erfolgt, miteinander Geschäft durchzuführen (Nord Pool Spot, 2012u S. 15).

#### 3.7.1 Notwendigkeit eines Terminmarktes

Will zum Beispiel Marktteilnehmer A Strom zu einem bestimmten Preis (10 MWh zu einem Preis von 20 €/MWh zu einer bestimmten Stunde x) von Marktteilnehmer B kaufen, und beide befinden sich in einer anderen Marktzone, so schließen beide rechtzeitig einen entsprechenden Vertrag über den Finanzmarkt ab (siehe Abbildung 26). Am Tag vor der Stromlieferung verkauft nun Marktteilnehmer B die betreffende Menge Strom (10 MWh) am Elspot und umgekehrt kauft Marktteilnehmer A den Strom am Elspot. Lag der Strompreis zur besagten Stunde x am Elspot nun etwa bei 25 €/MWh, erhält Marktteilnehmer A von Marktteilnehmer B die Differenz (5 €/MWh) zwischen dem im Termingeschäft fixierten Strompreis und dem tatsächlich Elspotpreis ausbezahlt. Es fand somit kein direkter (physikalischer) Stromaustausch zwischen den beiden Marktteilnehmern statt, jedoch wurde der zuvor abgeschlossene Vertrag erfüllt (gecleart) und beide haben die gewünschte Strommenge zum gewünschten Preis gekauft bzw. verkauft, unabhängig vom Börsenpreis zum Zeitpunkt x.

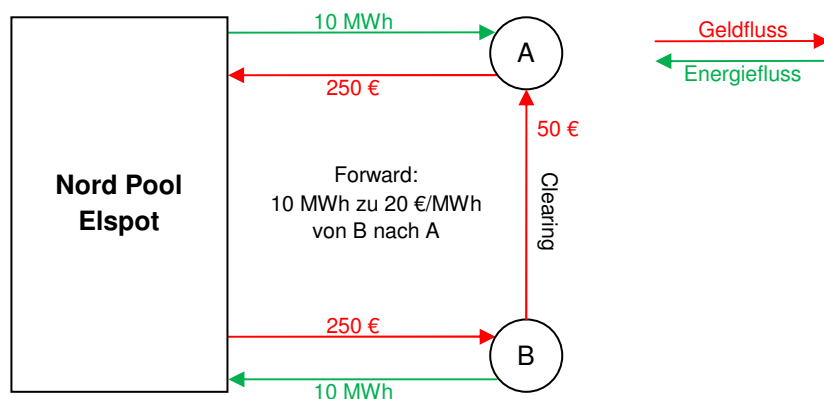


Abbildung 26: Beispiel der Preisabsicherung durch ein Derivat, eigene Darstellung

Anhand dieses Beispiels kann man auch den großen Vorteil, und den eigentlichen Zweck des Finanzmarktes erkennen, die Absicherung des Strompreises gegenüber den ungewissen Börsenpreisen zu einem bestimmten Zeitpunkt in der Zukunft. Die Marktteilnehmer in Skandinavien können somit das Risiko in einem gewissen Rahmen begrenzen und sind nicht völlig der volatilen Wasserkrafterzeugung und damit des schwankenden Marktpreises ausgesetzt.

Ein typisches Beispiel dafür wäre auch die Absicherung von Langzeitenergieverträgen über den Finanzmarkt. Angenommen ein Elektrizitätsunternehmen schließt mit einem Endkunden einen Stromliefervertrag über 100 MWh für das folgende Jahr ab, zu einem Fixpreis von 50 €/MWh, womit auf Seiten des Endkunden bereits Planungssicherheit in Bezug auf die Stromkosten für das folgende Jahr herrscht. Das Elektrizitätsunternehmen hat nun die Möglichkeit sich ebenfalls über einen Langzeitvertrag einzudecken, oder aber die täglich benötigte Energie im nächsten Jahr laufend am Elspot einzukaufen. Da jedoch der dortige Preis nicht wirklich vorhersehbar ist, würde das Elektrizitätsunternehmen damit riskieren, eventuell mehr Geld am Elspot für den Strom zu bezahlen, als durch den Stromliefervertrag mit dem Endkunden eingenommen wurde.

Über ein Termingeschäft kann sich das Elektrizitätsunternehmen den Strompreis, wie bereits erwähnt, auf 45 €/MWh fixieren lassen. Muss nun im folgenden Jahr die Energie am Elspot gekauft werden und liegt der tatsächliche Börsenpreis höher als die 45 €/MWh, wird das Elektrizitätsunternehmen finanziell entschädigt, liegt er darunter, so muss die Differenz an die Gegenpartei des finanziellen Kontrakts bezahlt werden. In jedem Fall würde das Elektrizitätsunternehmen durch den Fixpreis von 50 €/MWh einen sicheren Gewinn von 5 €/MWh durch das Geschäft mit dem Endkunden machen. Das Unternehmen beraubt sich jedoch damit auch der Chance, einen höheren Gewinn zu erzielen, wenn etwa die Börsenpreise noch unter den abgesicherten 45 €/MWh liegen würden (Nord Pool Spot, 2012u S. 15-17).

Die Gegenpartei für alle finanziellen Geschäfte und damit das sogenannte Clearinghaus ist seit 2008 das internationale Börsenunternehmen NASDAQ OMX. Nach der Integration des Tochterunternehmens Nord Pool Clearing ASA übernahm man 2010 mit dem Kauf von Nord Pool ASA deren Börsenlizenz für den gesamten nordischen Derivat Handel. Ähnlich wie der Börsenbetreiber Nord Pool Spot beim physikalischen Stromhandel, garantiert dabei NASDAQ OMX als Clearinghaus die Erfüllung der getätigten Finanzgeschäfte. Das gilt sowohl für die über die Finanzbörse selbst abgeschlossenen Verträge, als auch für bilaterale Verträge (OTC, over-the-counter), wie etwa dem ersten Beispiel auf der vorherigen Seite entsprechend, wo dann jedoch NASDAQ OMX als Clearingpartner für die jeweilige Seite einspringt. So wurden im Jahr 2012 insgesamt 1.660 TWh gecleart, davon waren rund

630 TWh aus OTC- und 930 TWh aus Börsenverträgen. Verglichen mit dem tatsächlichen Verbrauch in Skandinavien (~400 TWh), wird der Strom sozusagen zuerst vier Mal gehandelt, bevor er zum Endkunden gelangt (NASDAQ OMX, 2012 S. 4-7; NASDAQ OMX, 2013).

### 3.7.2 Gehandelte Derivate am Terminmarkt

Wie bereits in den zwei Beispielen zuvor angedeutet, dient der Systempreis am ELSPOT als Referenzpreis für den Terminmarkt. So werden beim Settlement die gehandelten Derivate, die sich auf einen bestimmten, zukünftigen Lieferzeitpunkt beziehen, auf den dort geltenden Systempreis bezogen. Der Ablauf selbst findet, ähnlich wie am ELBAS, nach dem kontinuierlichen Handelsprinzip statt. Finanzgeschäfte können bis maximal sechs Jahre in die Zukunft geschlossen werden. Das Clearing erfolgt rein durch einen finanziellen Ausgleich, anders als zum Beispiel bei den Termingeschäften der EEX, wo Derivate auch durch eine physikalische Stromlieferung gecleart werden können.

Die Laufzeit eines Derivats und der Ablauf des Clearings hängen vom gewählten Finanzprodukt ab. So bietet NASDAQ OMX den Marktteilnehmern verschiedene standardisierte Produkte des Hedgings, also der Preisabsicherung, an (NASDAQ OMX, 2012 S. 6-8), die in den folgenden Abschnitten kurz beschrieben werden.

#### 3.7.2.1 Futures

Die sogenannten Futures sind die Derivate mit der kürzesten Laufzeit und werden entweder als Tagesblöcke für die darauffolgende Woche oder als Wochenblöcke für die darauffolgenden fünf bis sechs Wochen gehandelt. Zudem können Futures noch weiter unterteilt werden in Grundlast- und Spitzenlastverträge, wobei mit Letzterem nur Stunden von Montag bis Freitag zwischen 08:00 bis 20:00 Uhr abgedeckt werden können. Das Prinzip der Abrechnung ist in Abbildung 27 anhand eines Beispiels dargestellt.

Ein Marktteilnehmer, etwa ein größerer Endkunde, sichert sich bezüglich einer Stromlieferung für die nächste Woche mit einem Futurevertrag auf einen zum Zeitpunkt des Vertragsabschlusses geltenden Systempreis von 30 €/MWh ab. Bis zum (fiktiven) Lieferzeitpunkt wird die tägliche Differenz des variierenden Systempreises abgerechnet (Mark-to-Market Settlement) und im angegebenen Fall erhält der Marktteilnehmer in Summe einen Betrag von 25 €/MWh auf sein Konto gutgeschrieben. Zur laufenden Abwicklung eines Futurevertrags muss deshalb der Marktteilnehmer auch vor dem eigentlichen Vertragszeitpunkt über genügend Geldreserven auf seinem Börsenkonto verfügen.

Beim finalen Settlement wird dann der Systempreis bei Vertragsbeginn des Futures (55 €/MWh) fixiert und zu jeder spezifischen Stunde entsprechend der Differenz zum tatsächlich auftretenden Marktpreis abgerechnet. Zu der im Beispiel angegebenen Stunde, bei einem Systempreis von 58 €/MWh, würde der Marktteilnehmer damit zusätzliche 3 €/MWh erhalten. Läge der Systempreis darunter, wäre die entsprechende Differenz zu bezahlen. Der Marktteilnehmer muss für die tatsächlich benötigte Energie am Elspot 58 €/MWh bezahlen, jedoch durch den Futuresvertrag sind die Kosten auf 30 €/MWh fixiert (NASDAQ OMX, 2012 S. 8-10).

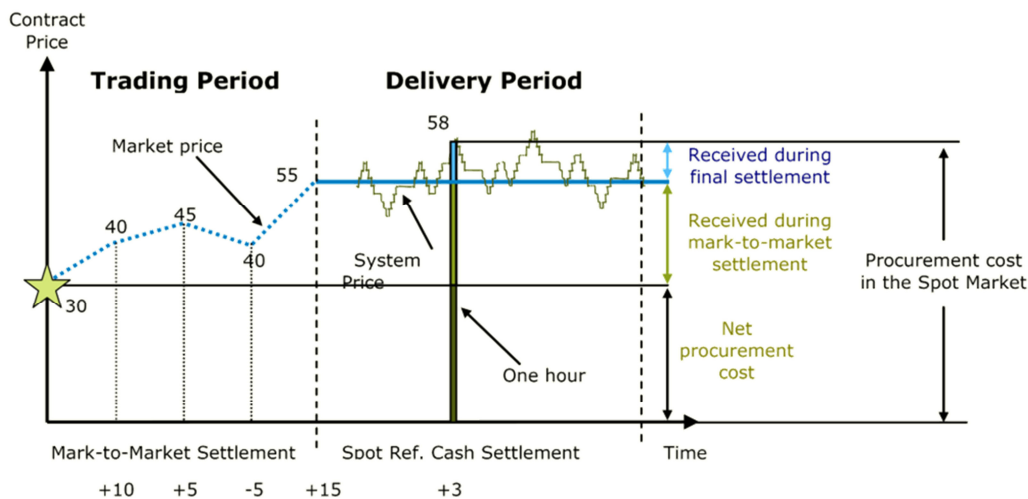


Abbildung 27: Beispiel des Settlements für einen Futurevertrag,  
Quelle: (NASDAQ OMX, 2012 S. 9)

### 3.7.2.2 Forwards

Ein weiteres standardisiertes Produkt am Terminmarkt sind die Forwards, welche man bis zu sechs Jahre im Voraus handeln kann. Sie werden dabei als monatliche, vierteljährliche und jährliche Blockverträge an der Börse angeboten. Diese können wiederum sowohl als Grundlast- als auch als Spitzenlastverträge abgeschlossen werden. Im Gegensatz zu den Futureverträgen erfolgt bei Forwards kein Settlement vor dem vertraglich festgesetzten Erfüllungszeitpunkt, sondern nur während der tatsächlichen Vertragslaufzeit. Dabei werden, wie anhand eines ähnlichen Beispiels in Abbildung 28 dargestellt, die stündlich abgerechneten Differenzen direkt auf den fixierten Preis (30 €/MWh) bezogen.

Durch das fehlende Mark-to-Market Settlement steigt jedoch das Risiko für Marktteilnehmer und das Clearinghaus selber. Bei Futures haben die Marktteilnehmer vor dem tatsächlichen Erfüllungszeitpunkt noch die Möglichkeit auf unerwartet hohe Preisdifferenzen mit entsprechenden Gegengeschäften zu reagieren. Hingegen ist der zu erwartende Marktpreis für das finale Settlement kaum vorhersehbar und deshalb sind auch Gewinne und Verluste schlecht prognostizierbar. Das erhöhte Risiko für das Clearinghaus besteht dabei durch einen möglichen Zahlungsausfall des betreffenden Marktteilnehmers. Während bei Futures alle Marktteilnehmer neben dem Sicherheitsbetrag („Collateral“) noch eine zusätzliche Reserve entsprechend der maximal zu erwartenden, täglichen Differenz auf ihrem Börsenkonto hinterlegen müssen, so ist dieser Betrag beim Forward erst mit Vertragsbeginn zu hinterlegen.



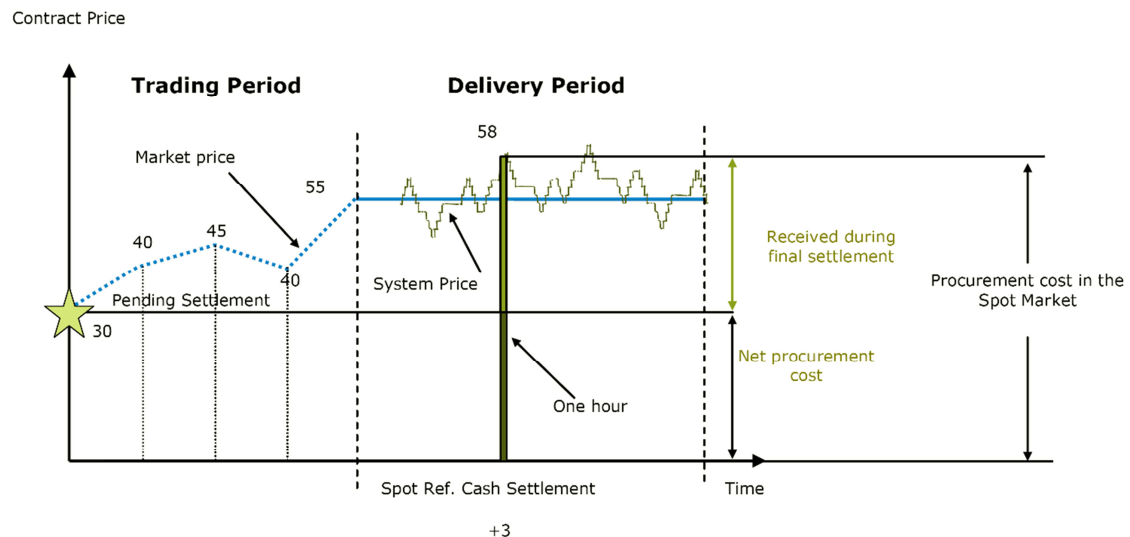


Abbildung 28: Beispiel des Settlements für einen Forwardvertrag, Quelle: (NASDAQ OMX, 2012 S. 12)

So erhält im Beispiel von Abbildung 28 der Marktteilnehmer zur betrachteten Stunde innerhalb der Vertragslaufzeit die volle Differenz (28 €/MWh) von Systempreis und dem fixierten Forwardpreis ausbezahlt, bzw. müsste sie bezahlen, falls zum betrachteten Zeitpunkt der Systempreis unter den 30 €/MWh liegen würde.

Forwards und Futures werden auch an den anderen europäischen Börsen, wie zum Beispiel am Terminmarkt der EEX angeboten, jedoch gibt es bestimmte Unterschiede. So werden etwa Forwards an der EEX nicht an der Börse gehandelt und die Erfüllung kann sowohl finanziell als auch physikalisch erfolgen. Futures der EEX hingegen werden an der Börse gehandelt und hauptsächlich finanziell erfüllt (NASDAQ OMX, 2012 S. 10-12).

### 3.7.2.3 Optionen

NASDAQ OMX bietet auch die europäischen Optionsverträge an der Börse an. Das sind im Grunde normale Forwardverträge, jedoch besitzen die Marktteilnehmer, welche eine Option erwerben, die Möglichkeit am Fälligkeitstermin der Option zu entscheiden, ob der Vertrag vollzogen oder nicht vollzogen werden soll. Der Fälligkeitstermin in Skandinavien ist am dritten Dienstag im Monat, vor dem Erfüllungszeitpunkt des Forwards. Eine amerikanische Option im Vergleich kann bis hin zum Fälligkeitstermin jederzeit gezogen werden.

Es können sowohl Kaufs- als auch Verkaufsoptionen gehandelt werden, welche in weiterer Folge auch als „call“-Option oder „put“-Option benannt sind. Der Verkäufer einer Option ist verpflichtet, basierend auf die Entscheidung des Käufers, den Vertrag zu erfüllen oder nicht. Dafür erhält er jedoch vom Käufer eine Prämie, als Preis für die Option, unabhängig davon, ob die Option schließlich gezogen wird oder nicht.

Dementsprechend ergeben sich für beide Marktteilnehmer insgesamt vier verschiedene Szenarien: der Kauf einer Kaufoption („purchased call“), der Kauf einer Verkaufsoption („purchased put“), der Verkauf einer Kaufoption („written call“) und der Verkauf einer Verkaufsoption („written put“).

Anhand von Abbildung 29 kann man erkennen, dass etwa der Käufer einer Kaufoption, diese erst ziehen wird, wenn der Preis am ELSPOT höher ist als der Forwardpreis (inklusive der Prämie). Angenommen ein Endkunde muss zu einem bestimmten Zeitpunkt seinen

Energiebedarf am ELSLOT abdecken und möchte die Kosten dafür auf 30 €/MWh absichern. Mit einem normalen Forward würde er nicht von einem niedrigeren Systempreis profitieren können, da er in diesem Falle die Differenz zum Systempreis bezahlen müsste und für ihn die Kosten somit wieder bei 30 €/MWh lägen. Mit einer Kaufoption wäre er weiterhin gegen höhere Systempreise abgesichert, jedoch besäße er nun die Möglichkeit, wenn der Systempreis zum Beispiel bei 20 €/MWh liegen würde, die Option nicht zu ziehen und 10 €/MWh (abzüglich noch der Prämie für den Optionsverkäufer) einzusparen.

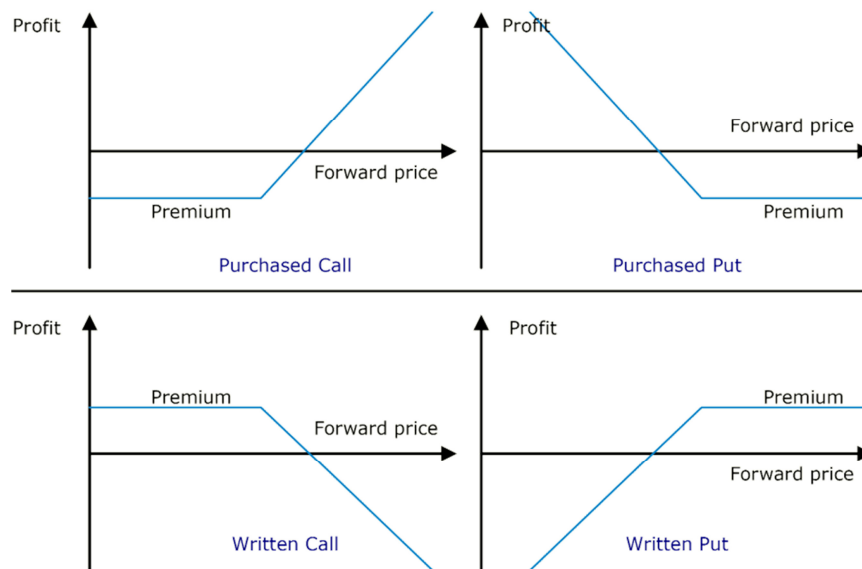


Abbildung 29: Preisabsicherung durch Optionen, Quelle: (NASDAQ OMX, 2012 S. 16)

Umgekehrt kann sich zum Beispiel ein Erzeuger mit einer Verkaufsoption gegen zu niedrige Systempreise absichern und im entsprechenden Fall die Option ziehen, um nicht etwa ein thermisches Kraftwerk herunterfahren zu müssen, weil die Grenzkosten über den Systempreis nicht mehr gedeckt wären.

Verkäufer von Kauf- bzw. Verkaufsoptionen erhalten bei Vertragsabschluss die besagte Optionsprämie, gehen dafür aber auch das Risiko von sehr hohen Verlusten ein, wenn der Systempreis entsprechend hoch bzw. tief ist (NASDAQ OMX, 2012 S. 15-17).

### 3.7.2.4 Contracts for Difference (CfD)

Die bisher betrachteten Derivatprodukte werden beim Settlement immer auf den Systempreis als Referenzpreis bezogen. Jedoch werden bei Engpässen und entsprechender Zonen-aufteilung, was etwa im Jahr 2011 in rund 72 % der Stunden der Fall war, die betreffenden Marktteilnehmer mit eigenen Zonenpreisen konfrontiert und somit besteht für sie weiterhin ein Verlustrisiko, auch wenn sie sich über Futures, Forwards oder Optionen abgesichert hatten. Mit den Contracts for Difference, kurz CfD's, ist es dagegen für Marktteilnehmer möglich, sich auch gegen das Market Splitting und damit gegen die unterschiedlichen Zonenpreise abzusichern.

Ein CfD ähnelt im Grunde einem Forward, jedoch wird als Referenzpreis nicht der Systempreis hergenommen, sondern die Differenz dessen zum Zonenpreis. Entsprechend kann der Marktpreis des CfD's positiv sein, wenn der Preis in der betreffenden (Import-)Zone höher ist als der Systempreis, oder negativ, wenn er darunter liegt (Exportzone). Im ersten Fall erhält der Käufer des CfD die Differenz ausbezahlt bzw. muss sie im zweiten Fall bezahlen. Findet



keine unterschiedliche Bepreisung der Zonen statt, so ist der Marktpreis des CfD's gleich Null und es findet keine Ausgleichszahlung statt. NASDAQ OMX bietet dabei für bestimmte Zonen jeweils eigene CfD's an, wie in Norwegen für die Zonen NO1 (Oslo) und NO2 (Tomsø), in Schweden für SE1 - SE4 (Luleå, Sundsvall, Stockholm, Malmö), sowie jeweils für Finnland (Helsinki), West- (Aarhus) und Ostdänemark (Kopenhagen).

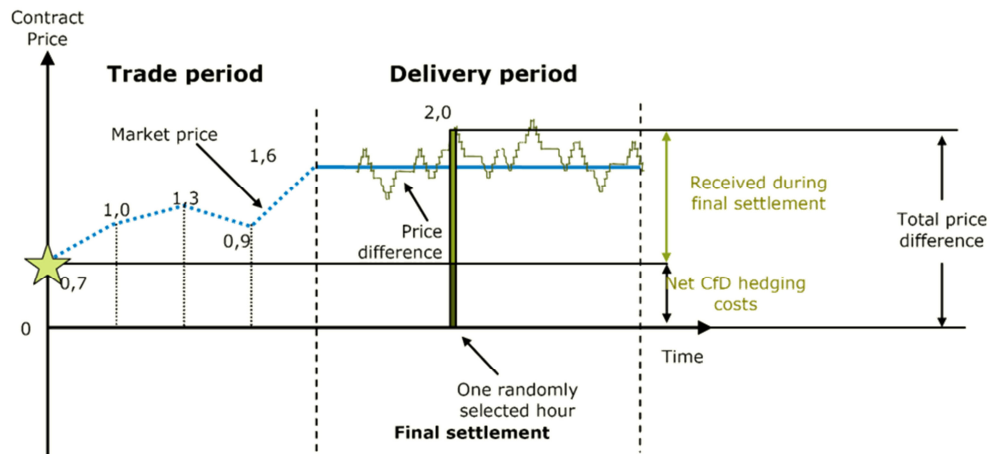


Abbildung 30: Beispiel des Settlements für einen CfD, Quelle: (NASDAQ OMX, 2012 S. 14)

In Abbildung 30 ist ein Beispiel für das Prinzip des CfD dargestellt. Dabei entsprechen die angegebenen 0,7 €/MWh einer Art Prämie für den Verkäufer des CfD. Diese Prämie variiert dabei je nach Zone und wird im gegebenen Fall, bei Eintreten der Zonenaufteilung, dem Käufer des CfD von der Differenz zwischen Zonen- und Systempreis abgezogen. Ähnlich wie beim Forward ist damit der Halter des CfD für jede Stunde gegen eine mögliche Preisdifferenz abgesichert.

Anhand des nächsten Beispiels in Abbildung 31 wird nun das Hedging eines CfD in Kombination mit einem üblichen Forward und bei unterschiedlichen Zonenpreisen erklärt. Dieser sichert für den Vertragshalter, wie bereits auf Seite 60 beschrieben, dessen Preis auf in diesem Fall 35 €/MWh ab. Um sich nun auch gegen den regional bedingten Unsicherheitsfaktor bezüglich variierender Zonenpreise abzusichern, schließt der besagte Marktteilnehmer noch zusätzlich einen CfD zu einer Prämie von 1 €/MWh ab. Die Gesamtkosten für jede Stunde der Vertragslaufzeit sind nun auf 36 €/MWh fixiert und bei gleichbleibenden Zonenpreisen läuft das Settlement ähnlich ab, wie bei einem Forward.

Beträgt der Systempreis zu einer gewissen Stunde, wie in der linken Grafik abgebildet, 40 €/MWh, so erhält der Halter des Forwards die Differenz von 4 €/MWh gutgeschrieben. Dabei wurde die Prämie für den CfD bereits abgezogen, welche auch im Falle gleichbleibender Zonenpreise bezahlt werden muss. Kommt es nun jedoch zur Zonenaufteilung und liegt der Preis der Zone, in der sich der Marktteilnehmer befindet, über dem Systempreis (Defizitzone), so erhält dieser die Differenz (im Beispiel 2 €/MWh) zusätzlich zum Ausgleich aus dem Forward gutgeschrieben.

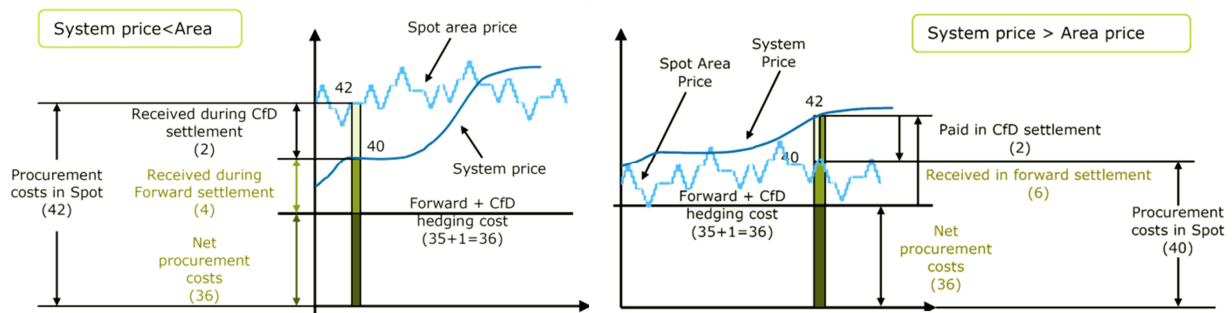


Abbildung 31: Settlement eines CfD für unterschiedliche Zonenpreise, Quelle: (NASDAQ OMX, 2012 S. 15)

Liegt jetzt im umgekehrten Fall (rechte Grafik) der Systempreis bei 42 €/MWh und der Zonenpreis bei 40 €/MWh (Zone mit Energieüberschuss), so erhält der betreffende Marktteilnehmer die 6 €/MWh aus dem Forward (Prämienkosten für den CFD bereits abgezogen), muss aber die Differenz zum Zonenpreis bezahlen (2 €/MWh).

Damit kann sich der Marktteilnehmer zum entsprechenden Zeitpunkt die benötigte Energie am ELSPOT kaufen und die Gesamtkosten dafür wären für ihn auf 36 €/MWh fixiert, unabhängig von den Schwankungen des Systempreises oder möglichen Unterschieden bei den Zonenpreisen (NASDAQ OMX, 2012 S. 12-15).

### 3.7.3 CO<sub>2</sub>-Handel

Im Zuge der Klimaziele des Kyoto-Protokolls wurde 2005 der Emissionshandel für die Energiewirtschaft und der energieintensiven Industrie in der EU eingeführt. Der Nord Pool war dabei der erste Markt, an dem die CO<sub>2</sub>-Zertifikate gehandelt werden konnten. Neben dem Clearing übernahm NASDAQ OMX im Jahr 2008 auch den Emissionshandel von Nord Pool ASA.

Die Einführung des Emissionshandels in Europa lief dabei in mehreren Phasen ab, die Pilotphase von 2005 bis 2007, anschließend die zweite Phase mit einer reduzierten Gesamtanzahl an ausgegeben Zertifikaten und ab 2013 die dritte Phase, in welcher, neben einer weiteren Reduktion der Zertifikate und anderen Neuerungen, nun auch anstatt einer jeweiligen Zertifikatobergrenze für die einzelnen Länder eine Gesamtobergrenze für die EU eingeführt wird („Burden sharing“).

An der Börse von NASDAQ OMX werden dabei die sogenannten EUA- (European Union Allowance) und CER-Zertifikate (Certified Emission Reduction) gehandelt, wobei ein einzelnes Zertifikat jeweils einer Tonne CO<sub>2</sub> entspricht, die ausgestoßen werden darf. Die CER-Zertifikate entstammen jedoch einem weltweiten Programm zur Emissionsreduktion, wo Industrieländer die Zertifikate von (unterentwickelten) Drittländern kaufen können. Es ist jedoch möglich, fehlende EUA-Zertifikate 1:1 mit CER abzudecken.

Beim Zertifikatenhandel an der Börse gibt es wiederum, ähnlich dem Stromhandel, sowohl Day-Ahead-Verträge, Forwards, Futures und Optionen, welche jedoch auf Grund der Analogie zum Stromhandel nicht noch einmal erläutert werden (siehe dazu Kapitel 3.7.2) (NASDAQ OMX, 2012 S. 18-19; Europäische Kommission, 2009).

### 3.8 Market Coupling von Nord Pool und Kontinentaleuropa

Im Hinblick auf eine gesamteuropäische Marktintegration und den damit verbundenen Vorteilen, (Erhöhung der Versorgungssicherheit, effizientere Nutzung der Strommärkte, niedrigere Endkundenpreise, ...) wurde 2008 die „European Market Coupling Company“ (EMCC) gegründet. Daran beteiligt waren die Übertragungsnetzbetreiber und Strombörsenbetreiber Energinet.dk, Tennet TSO, 50 Hertz Transmission, EEX AG und Nord Pool Spot, mit dem Ziel der Koppelung des deutschen und nordischen Marktes.

Seit dem Jahr 2010 wurde das Projekt auf die Marktkoppelung der CWE (Frankreich, Deutschland und die Benelux-Staaten) mit dem Nord Pool ausgeweitet. Der Energieaustausch erfolgt dabei über die HGÜ-Verbindungen Baltic Cable (600 MW, Schweden – Deutschland), Kontek (600 MW, Ostdänemark – Deutschland), Nordned (700 MW, Norwegen – Niederlande) und der synchronen Netzanbindung von Westdänemark an Deutschland (950 MW – 1.500 MW).

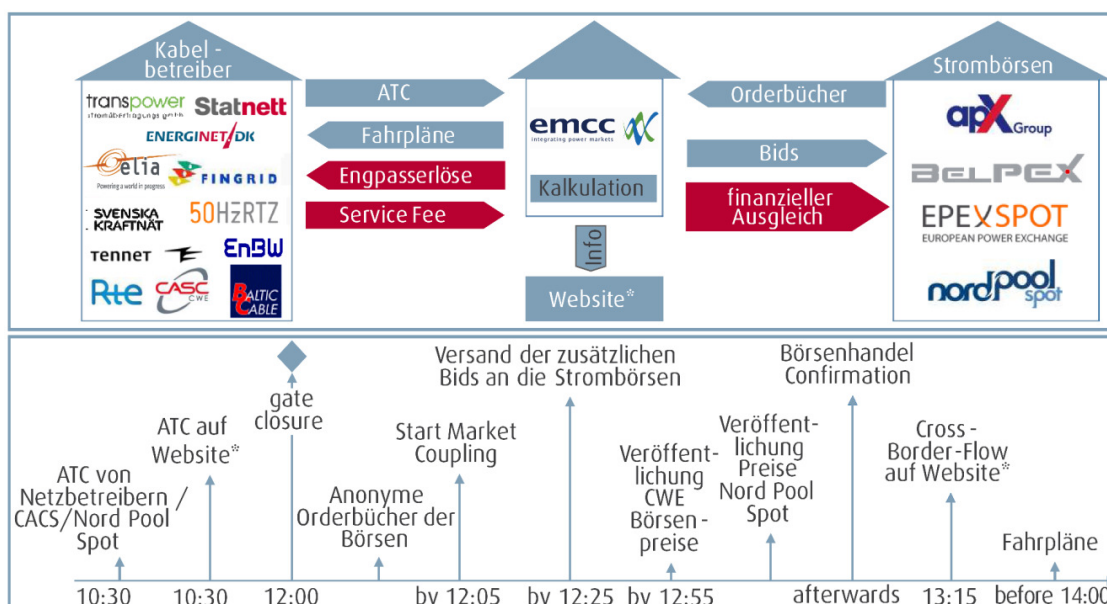


Abbildung 32: Tagesablauf für das Market Coupling von EMCC, Quelle: (Böttcher, 2011)

Durch dieses „Interim Tight Volume-Coupling“ (ITVC, vorübergehende Volumenskoppelung) soll die verfügbare Übertragungskapazität (ATC) zwischen den Märkten effizienter genutzt werden. Das Prinzip der Volumenskoppelung funktioniert dabei so, dass die Netzbetreiber alle grenzüberschreitenden ATC-Werte (auch zonenüberschreitende in Skandinavien) und die Strombörsen ihre Orderbücher an EMCC senden. EMCC wiederum errechnet daraus, unter Berücksichtigung der Kapazitäten, für alle Marktgebiete (und Zonen) die jeweiligen Preise. Über einen entsprechenden Algorithmus, welcher auf das Prinzip der maximalen Wohlfahrt basiert, wird die optimale Nutzung der Übertragungsleitungen zwischen den beiden Marktgebieten ermittelt.

Herrscht zum Beispiel am Nord Pool ein niedrigerer Preis als im CWE-Markt, so soll mit einem entsprechenden Stromfluss von dem Tiefpreisgebiet in das Hochpreisgebiet diese Preisdifferenz, entsprechend der verfügbaren ATC, möglichst ausgeglichen werden. Um genau diesen berechneten, optimalen Stromfluss zu „erzeugen“, setzt EMCC entsprechende, preisunabhängige Kaufs- bzw. Verkaufsgebote in die jeweiligen Strombörsen. Dieses zusätzliche Kaufgebot im Tiefpreisgebiet sorgt dort für einen zusätzlichen Er-

zeugungüberschuss und das Verkaufsgebot im Hochpreisgebiet für ein zusätzliches Energiedefizit, womit es zu dem gewünschten, physikalischen Stromfluss zwischen den beiden Märkten kommt. Der zeitliche Ablauf dieser Prozedur ist in Abbildung 32 dargestellt.

Die Benennung „Interim Tight Volume-Coupling“ kommt daher, dass das langfristige Ziel eine Preiskoppelung der beiden bzw. aller europäischen Märkte ist, anstatt der eben beschriebenen Volumenskoppelung. Bei der Preiskoppelung verschmelzen verschiedene Märkte, sofern keine Engpässe auftreten, zu einer einzigen Preiszone. Dies ist zum Beispiel innerhalb des CWE-Gebietes der Fall (Böttcher, 2011; EPEX Spot, 2010).

## 4 Modellierung des Nord Pool Marktes

Dieses Kapitel betrifft den praktischen Teil der Arbeit, die Modellierung der physikalischen und technischen Gegebenheiten des skandinavischen Elektrizitätsmarktes zur Integration in das bestehende Simulationsmodell ATLANTIS<sup>8</sup>. Im ersten Abschnitt soll kurz auf ATLANTIS selbst eingegangen werden und im Speziellen auf die Erfordernisse, die an das skandinavische Modell gestellt werden.

Anschließend werden die aktuellen Gegebenheiten von Skandinavien hinsichtlich der Erzeugungs-, Verbrauchs- und Netzstruktur dargestellt, welche in weiterer Folge als Grundlage für das Modell dienen. Die darauffolgende Beschreibung über die Vorgehensweise bei der Modellierung selbst und die Validierung bezüglich der Abweichung zu den realen Daten stellen dabei den wesentlichen Teil dieses Kapitels dar.

### 4.1 Kurzbeschreibung des Simulationsmodells ATLANTIS

Das am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der TU Graz entwickelte Simulationsmodell ATLANTIS dient als Abbild der kontinentaleuropäischen Elektrizitätswirtschaft. Ziel dahinter ist die Untersuchung der gesamtsystemischen Zusammenhänge unter Einbeziehung verschiedener Szenarien in einem (aktuell) maximalen Zeitraum von 2006 bis 2050. Die in diesem Abschnitt beschriebenen Merkmale von ATLANTIS geben dabei nur einen groben Überblick wieder. Die genauere Funktionsweise des Simulationsprogramms und weitere Details können in den Publikationen des Instituts nachgelesen werden, auf die sich auch dieses Kapitel bezieht (Stigler, et al., 2009; Stigler, et al., 2012).

Die Basis von ATLANTIS stellt dabei eine Datenbank dar, welche den Kraftwerkspark, das Netz, die größten Unternehmen und andere Parameter von 26 Ländern abbildet. In der Datenbank gibt es viele unterschiedliche Parameter, so werden etwa bei den Kraftwerken folgende Informationen benötigt: Kraftwerkstyp, Brennstofftyp, Brutto-/Nettoleistung, Wirkungsgrad, Verfügbarkeitsfaktor, Inbetriebnahmejahr, Außerbetriebnahmejahr, sowie eigene Parameter bei bestimmten Kraftwerkstypen (Pumpleistung von Pumpspeicherkraftwerken, Wärmeleistung bei KWK-Anlagen, Regelarbeitsvermögen bei Wasserkraftwerken) uvm. Die wichtigsten Parameter bezüglich der Leitungs- und Knotendatenbank betrifft die Spannungsebene (400/220 kV, bzw. systemrelevant auch 110 kV), Leitungslänge, Serienwiderstand und Serienreaktanz des  $\pi$ -Ersatzschaltbildes, thermische Strombelastbarkeit, wiederum das Inbetriebnahmejahr und das Außerbetriebnahmejahr, usw.

In Abbildung 33 ist der allgemeine Ablauf der Simulation mit ATLANTIS dargestellt. Für die Modellierung von Skandinavien sind in dieser Arbeit die Kraftwerks- und Netzdaten, sowie die wirtschaftlichen Parameter eines Landes erstellt worden. Zudem sind den Kraftwerken die jeweiligen Unternehmen zugeteilt, jedoch ist die bilanzielle Analyse der Unternehmen auf Grund des hohen zusätzlichen Aufwands nicht Teil dieser Arbeit.

---

<sup>8</sup> Real- und nominalwirtschaftliches Modell der kontinentaleuropäischen Elektrizitätswirtschaft

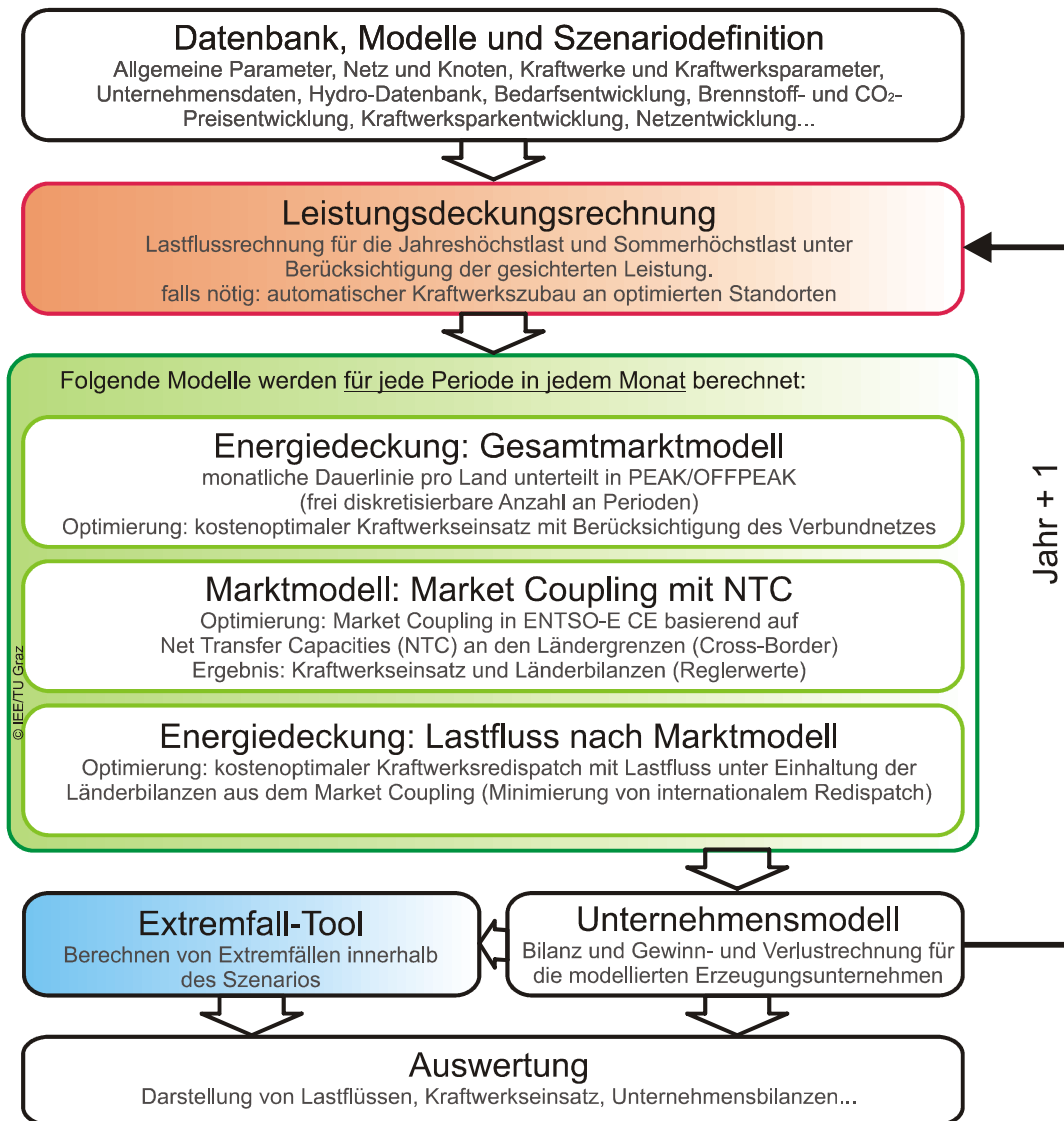


Abbildung 33: Funktionsprinzip des Simulationsprogramms ATLANTIS, Quelle: (Stigler, et al., 2012)

Insgesamt besteht der in ATLANTIS modellierte Kraftwerkspark (siehe Abbildung 34) aus knapp 10.000 bestehenden Kraftwerken und 13.000 Kraftwerksprojekten, wobei ein Teil davon auf verschiedene angenommene Ausbauszenarien basiert. Das Übertragungsnetz ist mit rund 2.800 Knoten und 6.000 Leitungen abgebildet, wobei der Ten Year Network Development Plan (TYNDP) der ENTSO-E als Basis für zukünftigen Netzausbau herangezogen wird. Zusätzlich werden noch etwa 100 Energieunternehmen bilanztechnisch in der Simulation berücksichtigt.



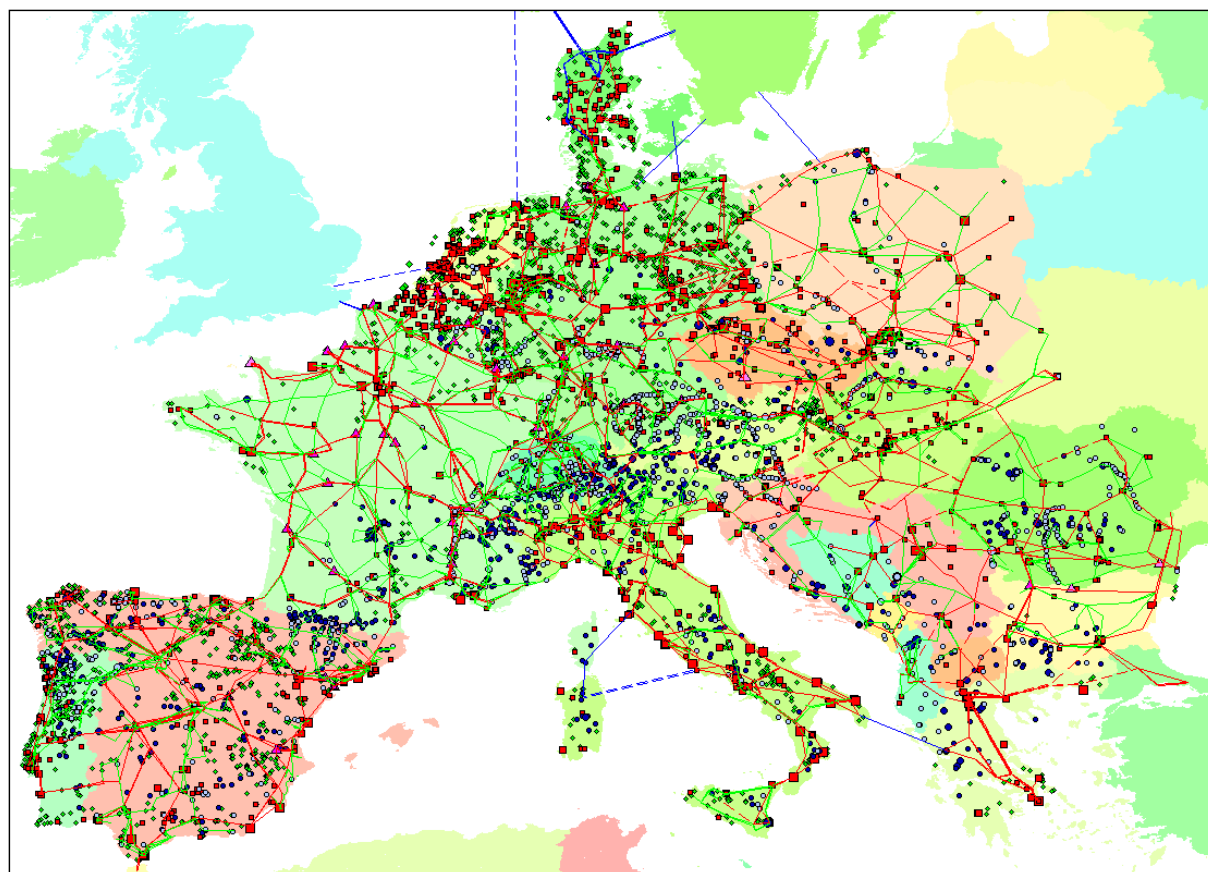


Abbildung 34: Derzeit modellierte Kraftwerke und Übertragungsnetz in ATLANTIS, Quelle: (Stigler, 2010)

## 4.2 Demographie und Verbrauchsstruktur

Neben der Modellierung des Kraftwerkparcs und des Netzes muss auch der Verbrauch selbst noch berücksichtigt werden, um entsprechend realistische Lastflüsse nachbilden zu können. Dieses Kapitel soll anhand der Verteilung von Bevölkerung und Industriegebieten der jeweiligen Länder zeigen, wo die erzeugte Energie verbraucht wird, um dies im Modell entsprechend abbilden zu können.

### 4.2.1 Norwegen

Mit 4.985.870 Einwohnern (2,2 Mio. Haushalte) und einer Bevölkerungsdichte von 16 Einwohnern pro km<sup>2</sup> ist Norwegen eines der am wenigsten dicht besiedelten Länder in Europa. Wie man auch in Abbildung 35 erkennen kann, lebt ein Großteil der Bevölkerung im Südosten und hauptsächlich an der Küste. Die größten Metropolen sind Oslo, mit fast 20 % der Gesamtbevölkerung, Bergen und Stavanger an der Westküste, sowie Trondheim in Zentralnorwegen (Statistisk sentralbyrå, 2012c).



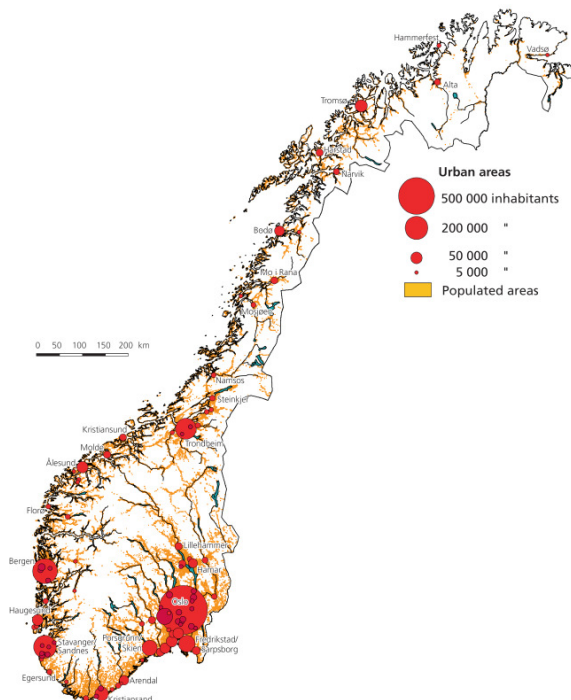


Abbildung 35: Bevölkerungsverteilung Norwegens, Quelle: (Statistisk sentralbyrå, 2012c)

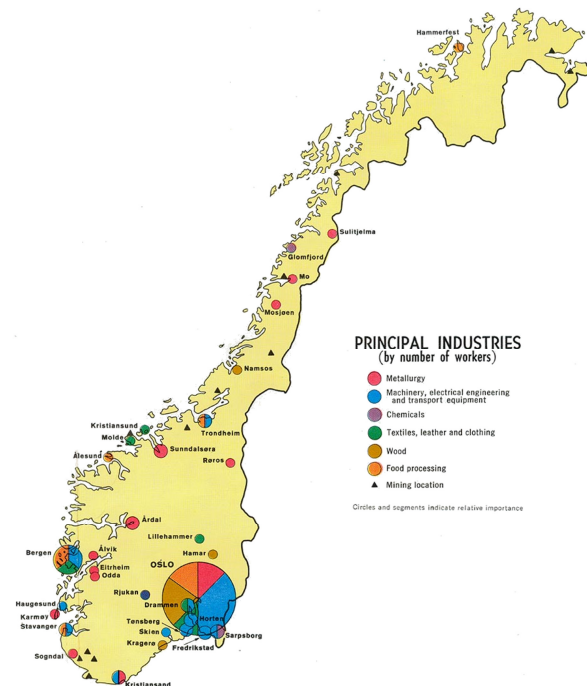


Abbildung 36: Industrieverteilung Norwegens, Quelle: (University of Texas Libraries, 1971)

Die in Abbildung 36 dargestellten norwegischen Industriestandorte stimmen erwartungsgemäß recht genau mit der Bevölkerungsverteilung überein. Norwegen gehört weltweit zu den führenden Aluminiumherstellern (U.S. Geological Survey, 2010), dessen Produktion äußerst energieintensiv ist (19 TWh im Jahr 2010). Weitere norwegische Industriesektoren mit hohem Verbrauch sind die chemische Industrie (7 TWh), die Papierindustrie (4,7 TWh), sowie die Eisen- und Stahlindustrie (4,5 TWh). In Abbildung 37 ist die Aufteilung des norwegischen Gesamtstromverbrauchs im Jahr 2010 ersichtlich (Statistiska centralbyrån, 2012d). Der im Verhältnis zu den anderen skandinavischen Ländern höhere Stromverbrauch bei den Haushalten liegt vor allem daran, dass in Norwegen der Anteil an Elektroheizungen wesentlich höher ist, während in den anderen Ländern ein Teil des Wärmebedarfs durch KWK gedeckt wird.

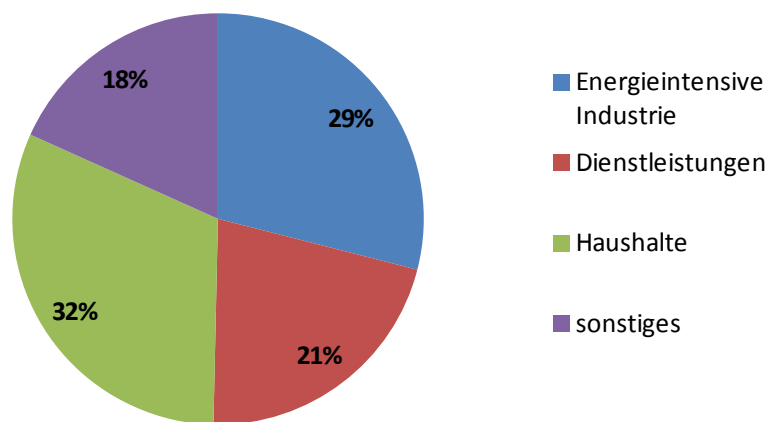


Abbildung 37: Aufteilung des Stromverbrauchs in Norwegen, Quelle: (Statistisk sentralbyrå, 2012d)

## 4.2.2 Schweden



Abbildung 38: Bevölkerungsverteilung Schwedens, Quelle: (Statistiska centralbyrån, 2012a S. 65)



Abbildung 39: Industrieverteilung Schwedens, Quelle: (University of Texas Libraries, 1973)

Schweden ist mit 450.295 km<sup>2</sup> und 9.415.570 Einwohnern (4,6 Mio. Haushalte, 2010) das größte und bevölkerungsreichste Land in Skandinavien und ist mit 22,9 Einwohnern pro km<sup>2</sup> auch am dichtesten besiedelt. Die Bevölkerung, und damit auch der Energieverbrauch, befinden sich vor allem im Süden Schwedens und besonders an den Küstengebieten. Abbildung 38 zeigt neben der Bevölkerungsverteilung auch noch die drei größten Metropolregionen Stockholm, Göteborg und Malmö, welche mit insgesamt 3,6 Mio. Einwohnern etwa 38 % der Gesamtbevölkerung ausmachen (Statistiska centralbyrån, 2012a).

Die in Abbildung 39 dargestellten Industriestandorte in Schweden stimmen wieder ziemlich genau mit der Bevölkerungsverteilung überein. Die wichtigsten Industriezweige bezogen auf den Stromverbrauch sind dabei die Papierindustrie mit 19 TWh, die Stahl- und Metallwerke mit 8 TWh, sowie die chemische Industrie mit 4,5 TWh (Statistiska centralbyrån, 2011). In Abbildung 40 ist noch die Aufteilung des schwedischen Gesamtstromverbrauches (140 TWh im Jahr 2011) auf die wesentlichsten Bereiche dargestellt, wobei die Industrie mit fast 40 % den größten Anteil hat und die Haushalte fast ein Viertel des Verbrauchs ausmachen.

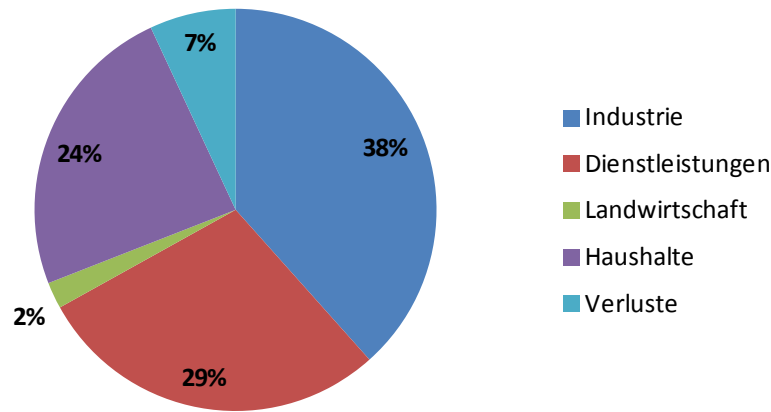


Abbildung 40: Aufteilung des Stromverbrauchs in Schweden, Quelle: (Statistiska centralbyrån, 2013)

### 4.2.3 Finnland

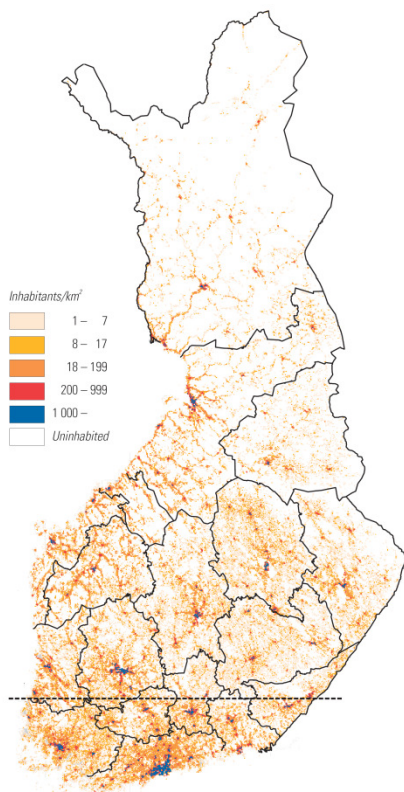


Abbildung 41: Bevölkerungsverteilung Finnlands, Quelle: (Statistics Finland, 2012b)

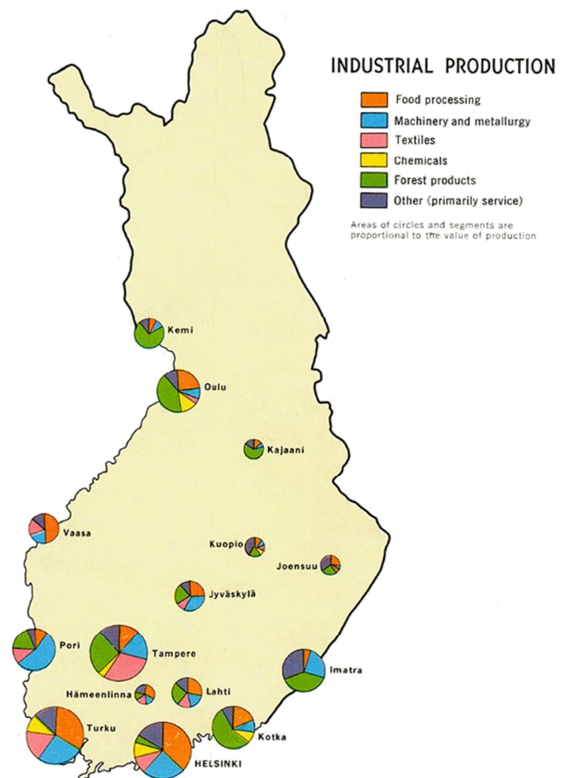


Abbildung 42: Industrieverteilung Finnland, Quelle: (University of Texas Libraries, 1969)

Finnland hat rund 5,4 Millionen Einwohner und ist mit einer Bevölkerungsdichte von 17 Einwohnern pro km<sup>2</sup> nur sehr dünn besiedelt. Etwa die Hälfte der finnischen Bevölkerung lebt unter der in Abbildung 41 eingezeichneten Linie. Die größten Städte sind Helsinki mit 595.000 Einwohnern, Espoo mit 252.000 Einwohnern und Tampere mit 215.000 Einwohnern (Statistics Finland, 2012b).

Bevölkerungsverteilung und Industriestandorte (siehe Abbildung 42) sind auch in Finnland wieder deckungsgleich. Im finnischen Industriesektor benötigt die Holzindustrie mit 22 GWh über die Hälfte des gesamten Industrieverbrauchs. Andere Großverbraucher kommen vor allem aus der Metallindustrie (8 GWh) und der chemischen Industrie (7 GWh). Insgesamt

wurden in Finnland im Jahr 2011 rund 84 GWh an Strom verbraucht, die Aufteilung ist in Abbildung 43 zu sehen (Statistics Finland, 2012b).

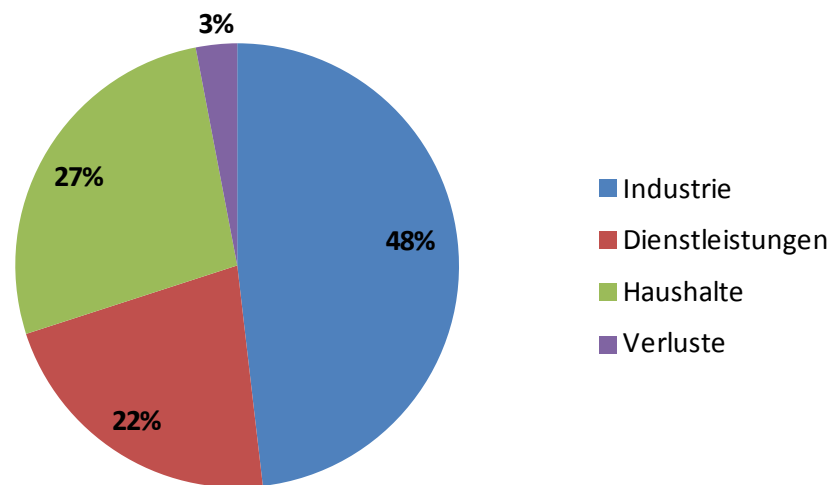


Abbildung 43: Aufteilung des Stromverbrauchs in Finnland, Quelle: (Statistics Finland, 2012b)

#### 4.2.4 Dänemark

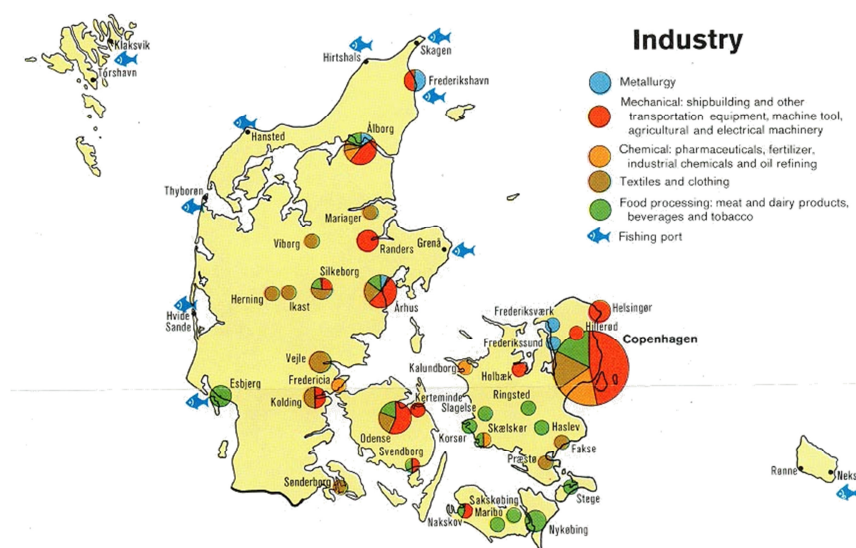


Abbildung 44 Industrieverteilung Dänemark, Quelle: (University of Texas Libraries, 1974)

Dänemark hat etwa 5,6 Mio. Einwohner und die Bevölkerungsdichte liegt mit etwa 130 Einwohnern pro km<sup>2</sup> wesentlich höher als in den anderen skandinavischen Ländern. Mit 1,2 Mio. Einwohnern leben in der Region von Kopenhagen über 20 % der Gesamtbevölkerung. Weitere große Städte sind Aarhus (252.000), Odense (168.000) und Aalborg (104.000), welche sich jedoch alle in Westdänemark (Netz synchron mit Kontinentaleuropa) befinden und deshalb in weiterer Folge nicht in der Modellierung berücksichtigt werden. In Abbildung 45 ist noch das Verhältnis des Stromverbrauchs zwischen Industrie und Haushalte dargestellt (Statistics Denmark, 2012).

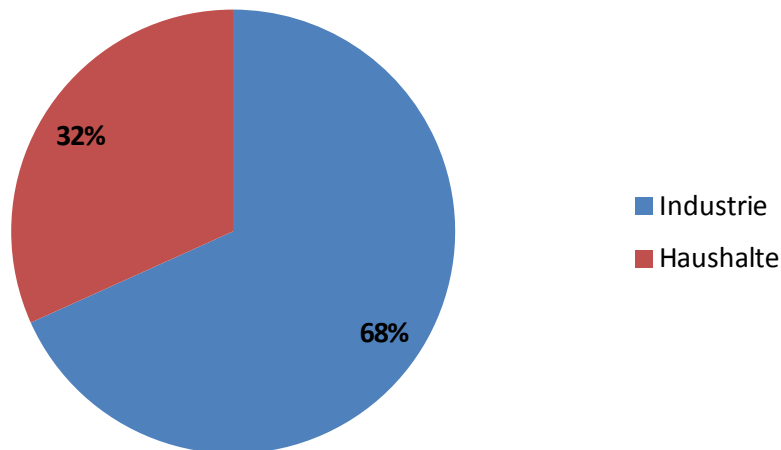


Abbildung 45: Aufteilung des Stromverbrauchs in Dänemark, Quelle: (Statistics Denmark, 2012)

### 4.3 Stromerzeugung und Kraftwerkspark

In diesem Teil der Arbeit sollen zuerst wesentliche Merkmale der skandinavischen Stromerzeugung im Allgemeinen erfasst werden, welche für die spätere Modellierung von Bedeutung sind. Anschließend erfolgen eine Beschreibung des Modells selbst und der Kraftwerkspark der jeweiligen Länder, welcher zum Schluss noch einem Vergleich mit den Daten der ENTSO-E gegebenen Daten zur Validierung unterzogen wird.

#### 4.3.1 Stromerzeugung in Skandinavien

Weitere Besonderheiten im Bereich der skandinavischen Elektrizitätswirtschaft sind anhand des Verlaufs der monatlichen Erzeugung und des Verbrauchs in Abbildung 46 ersichtlich. So ist deutlich zu erkennen, dass im Winter mehr Energie aus Wasserkraft gewonnen wird als im Sommer. Besonders deutlich sieht man das in den beiden relativ trockenen Jahren 2009-2010, wo die Differenz noch größer ausfällt. Dies stellt jedoch einen Widerspruch zum sonst üblichen Jahresverlauf der Wasserkrafterzeugung dar, welche eine starke Abhängigkeit in Bezug auf die Schneeschmelze und den Niederschlagsverteilung aufweist. In Abbildung 60 im Anhang kann man dies auch sehr gut am Beispiel der österreichischen Wasserkrafterzeugung der letzten zwei Jahre erkennen.

Der Grund dafür liegt an dem im Vergleich zu Österreich wesentlich höheren Verbrauch in den Wintermonaten. So sieht man anhand des Jahresverbrauchs, dass die Schwankungen zwischen Sommer und Winter wesentlich größer sind als in Österreich. Insgesamt lag der Pro-Kopf-Stromverbrauch von zum Beispiel in Norwegen im Jahr 2007 etwa drei Mal höher als der von Österreich (PowerGrid.ch, 2009). Das ist insbesondere auf das kältere Klima zurückzuführen und dass ein großer Teil der skandinavischen Haushalte eine Elektroheizung verwenden, aber auch der erhöhte Beleuchtungsbedarf im Winter wegen den geringeren Sonnenstunden ist nicht zu vernachlässigen (Nordic Energy Regulators, 2011).



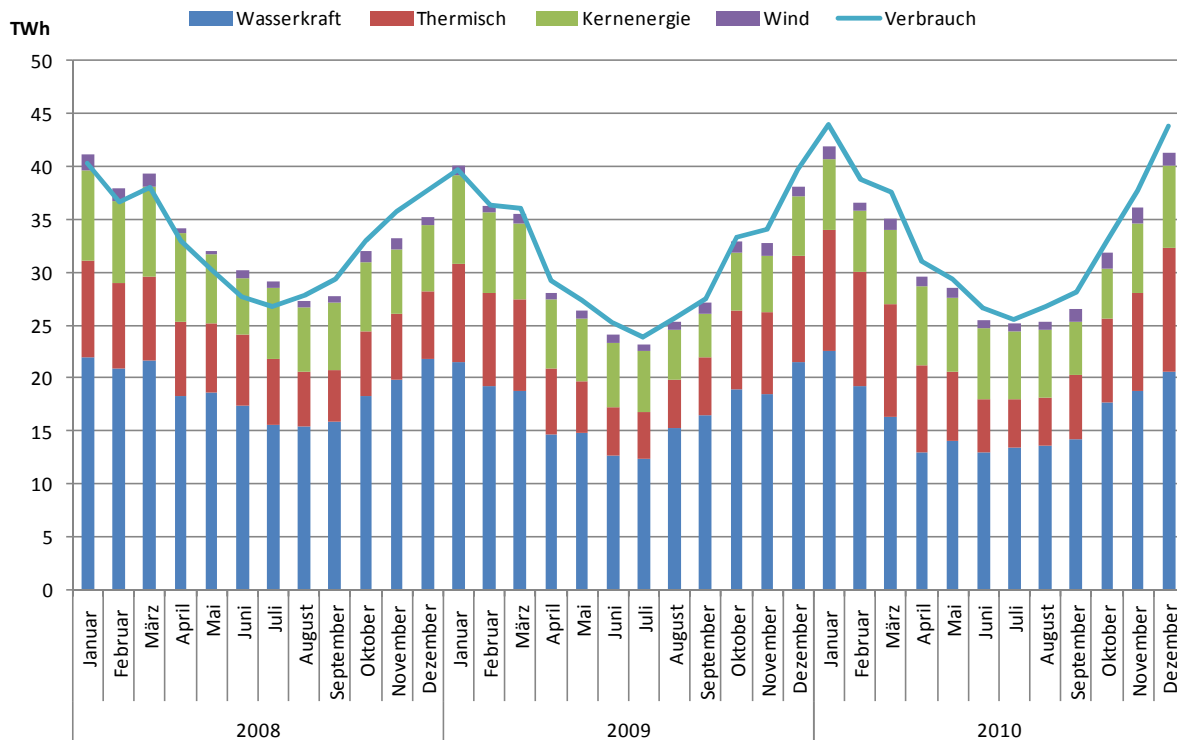


Abbildung 46: Erzeugung und Verbrauch in Skandinavien von 2008-2010, eigene Darstellung, Datenquelle: (Statistisk centralbyrå, 2011a; Statistiska centralbyrån, 2012d; Statistics Finland, 2012a; Danish Energy Agency, 2012)

Um nun diese Schwankungen auszugleichen, werden die in Skandinavien so zahlreich vorhandenen Speicherkraftwerke verwendet. Dementsprechend werden im Sommer bei geringerem Verbrauch die Speicher gefüllt und anschließend im Winter mit der zusätzlichen Stromerzeugung wieder entleert. Die Speicherkapazität Skandinaviens (123 TWh) ist dabei um ein Vielfaches größer als die von Österreich und der Schweiz zusammen (30 TWh). Norwegen besitzt mit 84 TWh die weitaus größte Kapazität, gefolgt von Schweden mit 34 und Finnland mit 5 TWh (Nordic Energy Regulators, 2011; Sachverständigenrat für Umweltfragen, 2011).

#### 4.3.2 Modellierung des skandinavischen Kraftwerksparks in ATLANTIS

Die gesamte Kraftwerksmodellierung des Nord Pool besteht aus rund 3.735 Einträgen. Kraftwerke mit mehreren Kraftwerksblöcken, deren Energieproduktion unabhängig voneinander abläuft bzw. ablaufen kann, sind dabei in eben diese Blöcke aufgeteilt. Zum Beispiel das Kernkraftwerk Loviisa in Finnland wird im Modell als Loviisa 1 und Loviisa 2 abgebildet. Ebenso sind Kraftwerke mit geteilten Eigentumsverhältnissen als einzelne Blöcke den jeweiligen Unternehmen zugeteilt, sofern sie nicht im sogenannten Restunternehmen zusammengefasst wurden.

Von den aktuell mehr als 370 verschiedenen Energieerzeugungsunternehmen in Skandinavien werden nur diejenigen mit einem Anteil von mindestens 5 % an der Gesamtenergieerzeugung in einem der skandinavischen Länder bei der Kraftwerkzuteilung in ATLANTIS berücksichtigt. Die Kraftwerke aller anderen (kleineren) Unternehmen sind in einem Restunternehmen zusammengefasst. Die wirtschaftlichen Bilanzen der verschiedenen Unternehmen war auf Grund des hohen zusätzlichen Aufwands nicht Teil dieser Arbeit.

Die Leistung der Kraftwerke wird mit einigen wenigen Ausnahmen als Bruttoleistung angegeben, da die Informationsquellen in Bezug auf eine Unterscheidung in Brutto- und Nettoleistung sehr lückenhaft sind. Für Atlantis wird die jeweils angegebene Leistung über einen bestimmten Faktor (dem Eigenbedarf des jeweiligen Kraftwerkstyps entsprechend) in die jeweils fehlende Leistung umgerechnet.

Erfasst werden in der Kraftwerksdatenbank alle Kraftwerke mit einer minimalen Bruttoleistung von 0,5 MW, um einen möglichst hohen Grad an Genauigkeit zu erzielen. Windkraftanlagen sind dabei nicht als einzelne Turbinen erfasst, sondern als ganze Windparks angegeben. Bei unterschiedlichen Inbetriebnahmejahren innerhalb eines Parks werden die jedes Jahr neu hinzugekommenen Anlagen in einem jeweils eigenen Kraftwerksblock zusammengefasst.

Bezüglich der Zuordnung des Startjahres für die Kraftwerke gilt, dass bei einer Inbetriebnahme innerhalb der ersten Jahreshälfte, den Kraftwerken eben dieses Jahr zugeordnet wird, während zum Beispiel für den 10. August 2006 im Modell ATLANTIS bereits das Jahr 2007 als Startjahr gilt. In den meisten Fällen jedoch ist für die recherchierten Kraftwerke kein spezifisches Datum der Inbetriebnahme angegeben, sondern nur das entsprechende Jahr.

In Abbildung 47 sind zum Vergleich die betreffenden Kraftwerke für das Jahr 2006 (Basisjahr der Simulationen mit ATLANTIS) und die zum Zeitpunkt der Verfassung dieser Arbeit aktuellen Kraftwerke des Jahres 2012 gegenübergestellt. Der Zubau neuer Kapazitäten wurde auf Jahresbasis entsprechend dem realen Verlauf modelliert. Insgesamt sind in diesem Zeitraum rund 670 Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von 10.800 MW dazugekommen, womit die installierte Leistung in Skandinavien auf rund 92 GW anstieg. Wie man erkennen kann, liegt im Vergleich zu den offiziellen Zahlen, in welchen für 2011 eine Bruttoleistung von 98 GW (NordREG, 2012 S. 11) angegeben wird, eine größere Abweichung vor. Diese lässt sich jedoch dadurch erklären, dass in den Zahlen der allgemein geführten Statistiken sowohl Ostdänemark, als auch Westdänemark berücksichtigt wird. Da sich jedoch nur Ostdänemark im skandinavischen Netz befindet, wurden auch nur die dortigen Kraftwerke in das Modell implementiert. Zudem ist das westdänische Erzeugungsgebiet als Teil des UCTE-Netzes bereits Teil des Modells ATLANTIS.

Mehr als die Hälfte der zugebauten Anlagen sind dabei Windparks mit einer Leistung von etwa 4.000 MW, wobei 62 % davon alleine auf Schweden entfallen. Von den 3.000 MW an neuer Wasserkraft sind nur 40 % tatsächlich neu gebaut worden. Der andere Teil betrifft Wasserkraftwerke, deren installierte Leistung in dem betrachteten Zeitraum im Zuge einer Modernisierung erhöht wurde. Um die verlängerte Lebenserwartung und den höheren Wirkungsgrad dieser Kraftwerke in ATLANTIS zu berücksichtigen, wird das alte Kraftwerk zum entsprechenden Zeitpunkt im Modelldatensatz stillgelegt und ein neues mit der aktualisierten Leistung in Betrieb genommen.

Im Anhang beigefügt ist auch noch Abbildung 65, die den gesamten recherchierten Kraftwerksbestand inklusive zukünftiger Projekte in Skandinavien zeigen soll. Der Großteil davon sind bereits geplante Windparkprojekte, da ansonsten nur sehr wenige Informationen über die Ausbaupläne der Erzeugungsunternehmen zugänglich sind. So befindet sich derzeit etwa in Finnland ein neuer Kernkraftwerksblock in Bau und zwei weitere in unterschiedliche Planungsphasen. Ferner sind bereits einige künftige Modernisierungen von bestehenden Wasserkraftwerken angekündigt und im Modell entsprechend berücksichtigt worden.



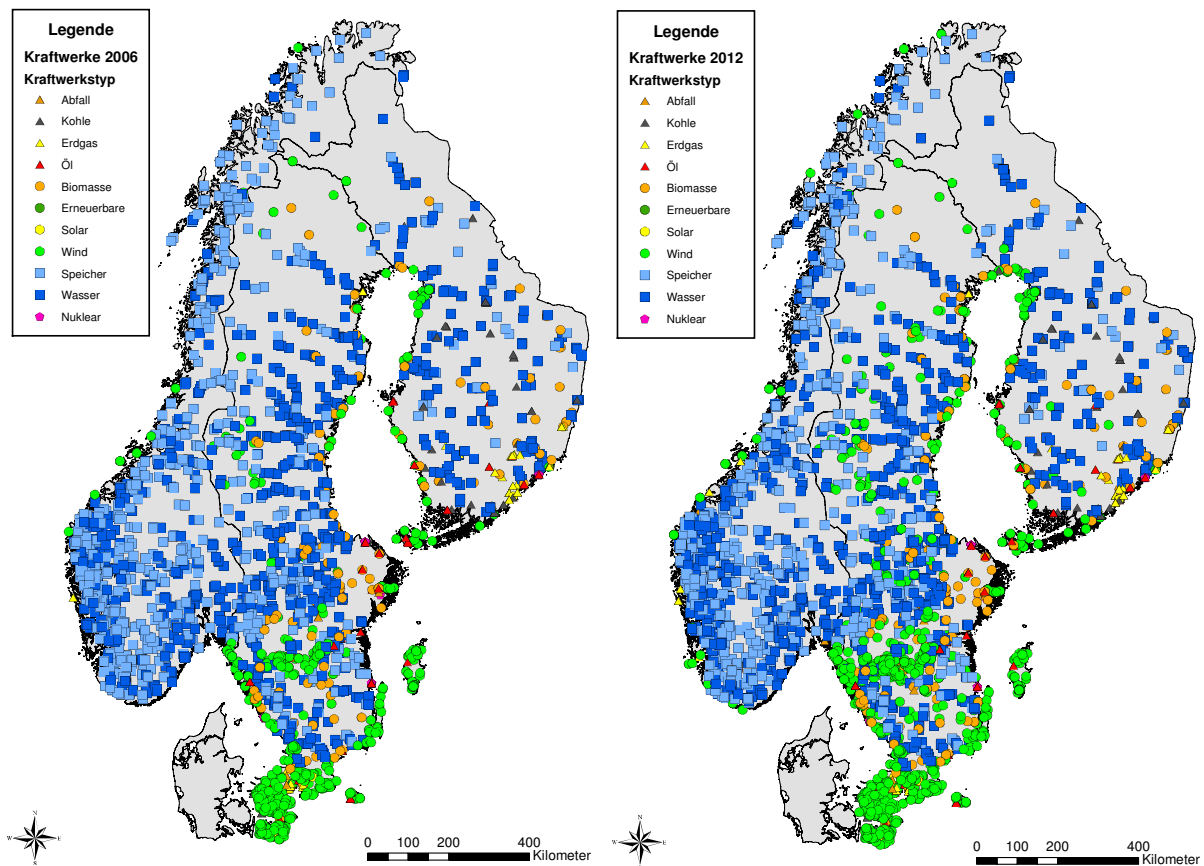


Abbildung 47: Skandinavischer Kraftwerkspark von 2006 (links) und 2012 (rechts), eigene Darstellung

Etwa zwei Drittel der bereits erwähnten Windparkprojekte, mit einer Gesamtleistung von etwa 30 GW, sollen bis etwa 2020 in Betrieb gehen. Weitere 15 GW an Windparks sind bereits geplant, jedoch steht bis jetzt noch kein Inbetriebnahmezeitpunkt fest, weshalb auch für diese innerhalb des Modells nur ein fiktives Startjahr außerhalb des Simulationszeitraums (2099) angegeben wurde. Damit können auch bei Bedarf verschiedene, entsprechend realistische Windausbauszenarien simuliert werden.

Als Hauptquellen für die erstellte Modelldatenbank dienten dabei:

- Homepages und Informationsblättern der jeweiligen Erzeugungsunternehmen
- Kraftwerksdatenbank des internationalen Informationsanbieters PLATTS
- NVE Atlas (interaktive) Datenbank zur norwegischen Wind- und Wasserkraft)
- NVE Datenbank der zukünftigen Windkraftprojekte
- Informationsseite zur schwedischen Wasserkraft, Vattenkraft.info
- Windkraftdatenbank der schwedischen Energiebehörde „Energimyndigheten“
- Datenbank der genehmigten Biomasseanlagen in Schweden
- Regionale Wasserkraftdaten der finnischen Umweltbehörde „Ymparisto“
- Online-Datenbank (www.vesirakentaja.fi) der finnischen Wasserkraftwerke
- Windkraftdatenbank und -Projekte des finnischen Forschungszentrums VTT
- Kraftwerksemissionsdatenbank der finnischen Regulierungsbehörde EMV
- Nationale Windkraftdatenbank der dänischen Energiebehörde
- Datenbank der Internationalen Atomenergiebehörde IAEA

Eine detaillierte Darstellung des modellierten Kraftwerksparks der einzelnen skandinavischen Länder und dessen Validierung folgt in den nächsten Abschnitten.

#### 4.3.2.1 Norwegen

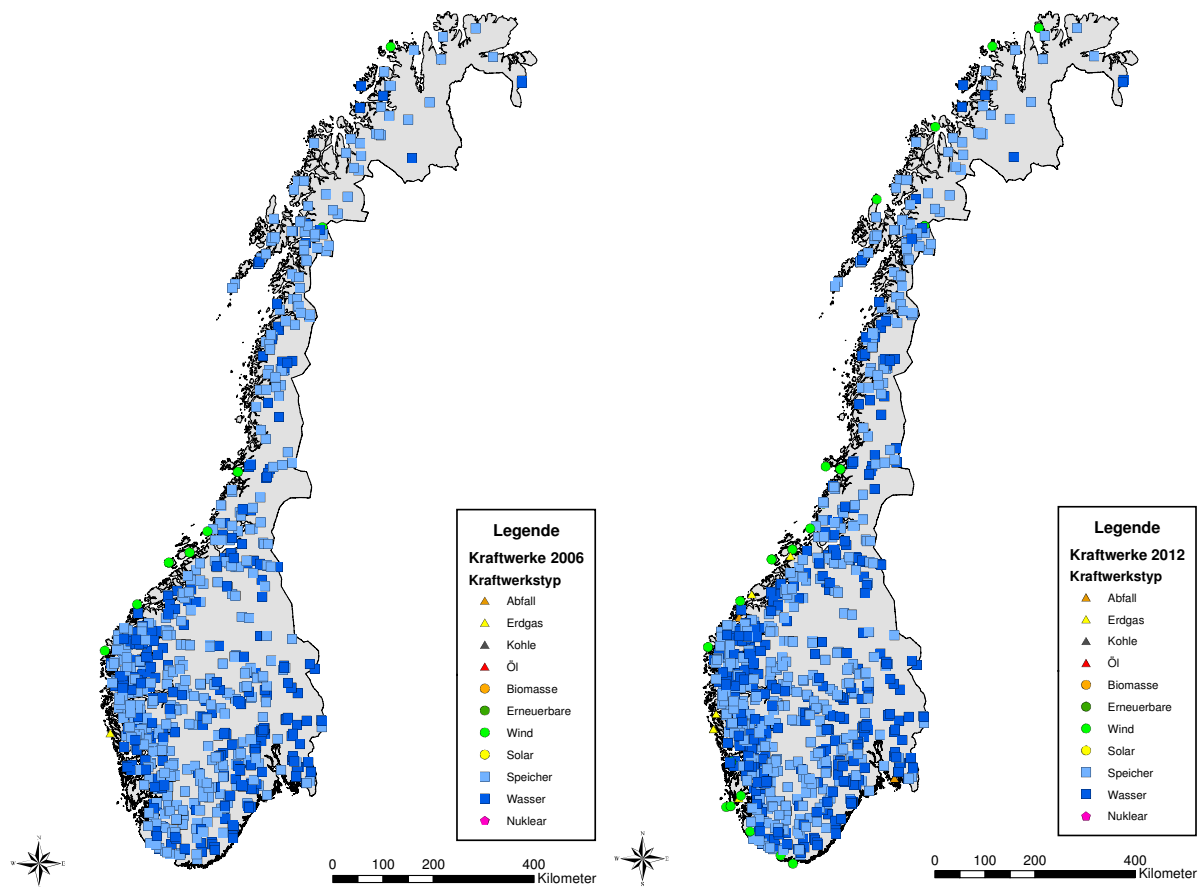


Abbildung 48: Kraftwerkspark in Norwegen von 2006 (links) und 2012 (rechts), eigene Darstellung

Wie in Abbildung 48 ersichtlich dominiert in der norwegischen Energieerzeugung die Wasserkraft. Deren Ausbau in den letzten Jahren beschränkt sich jedoch vor allem auf die Kleinwasserkraft (<10 MW), was sich auch mit der derzeitigen politischen Lage deckt. So steht der Großteil des noch vorhandenen Wasserkraftpotentials unter Naturschutz und kann nicht durch neue Großkraftwerke erschlossen werden, wohingegen es möglich ist, in denselben Gebieten für Kleinwasserkraftwerke unter 1 MW eine Genehmigung zu erhalten (Knudsen, et al., 2011). Im Modell sind zwischen 2006 und 2012 rund 160 neue Kleinwasserkraftwerke (450 MW) erfasst, während neben den knapp ein Dutzend neuer Großkraftwerke (730 MW) auch eine deutliche Leistungssteigerung durch die Modernisierung von älteren Kraftwerken (+320 MW) erzielt wurde.

Die modellierten 30.446 MW an Wasserkraft in Norwegen sind dabei in 4.450 MW Lauf-, 1.370 MW Pumpspeicher- und 24.600 MW Speicherkraftwerke katalogisiert. Die bei der Recherche nicht eindeutig zuordenbaren Kraftwerke sind nach bestimmten Merkmalen analysiert worden. Zum Einen wurde mittels Satellitenfotos überprüft, ob überhaupt ein Speicherbecken in einem bestimmten Umkreis des jeweiligen Kraftwerks sichtbar ist. Falls angegeben, konnte zudem über das Regelarbeitsvermögen (RAV) auf die durchschnittlichen Volllaststunden geschlossen werden. Werte um oder unter 1.000 Betriebsstunden pro Jahr sind dabei ein guter Hinweis auf ein mögliches Pumpspeicherkraftwerk. Speicherkraftwerke

in Skandinavien verfügen über eine ähnlich hohe Volllaststundenzahl wie Laufkraftwerke und sind somit nicht auf diese Weise voneinander zu unterscheiden. Das Verhältnis von Fallhöhe zu Durchflussmenge ist auch ein gutes Indiz für die jeweilige Kraftwerksart. Bei niedriger Fallhöhe und hohem Durchfluss handelt es sich typischerweise um ein Laufwasserkraftwerk, im umgekehrten Fall wahrscheinlich um ein (Pump-)Speicherkraftwerk. Jedoch trifft diese Zuordnung nicht immer zu und wird deshalb nur für eine erste Einschätzung verwendet.

Abbildung 49 zeigt den Vergleich der recherchierten Modelldaten mit den veröffentlichten Daten der ENTSO-E. Die sichtbar größere Abweichung bei der installierten Windkraftkapazität (450 MW zu 1.144 MW) kommt vor allem daher, dass in der Statistik der ENTSO-E die Daten bis zum 31.12.2011 erfasst werden. In ATLANTIS hingegen gehen alle neugebauten Kraftwerke für das entsprechende Jahr jeweils am 1. Jänner in Betrieb, so dass in der dargestellten Statistik auch Kraftwerke dazugerechnet werden, welche erst im Laufe des Jahres 2011 in Betrieb gehen. Vergleicht man das Jahr 2011 aus dem Modell (513 MW) mit den Zahlen der ENTSO-E, so fällt die Abweichung doch wesentlich geringer aus. Mit einigen wenigen Ausnahmen sind dabei alle Anlagen an Land gebaut, Offshore gibt es aktuell in Norwegen nur einzelne Versuchsanlagen. In das Modell integriert sind knapp 9 GW an existierenden Offshoreprojekten (15 potentielle Standorte) in Norwegen, welche jedoch alle auf Eis liegen, da zur Zeit noch die gesetzlichen Rahmenbedingungen dafür überarbeitet werden müssen. So ist zum Beispiel eine (mögliche) finanzielle Förderung der Offshoreerzeugung durch den norwegischen Staat noch nicht festgelegt (INTPOW, 2012).

Die fossilen Kraftwerke sind hauptsächlich Erdgaskraftwerke, die teilweise auch nur als Reservekraftwerke betrieben werden. Fast die Hälfte der installierten Leistung trägt dabei das 2008 gebaute GuD-Kraftwerk Kårstø bei (420 MW).

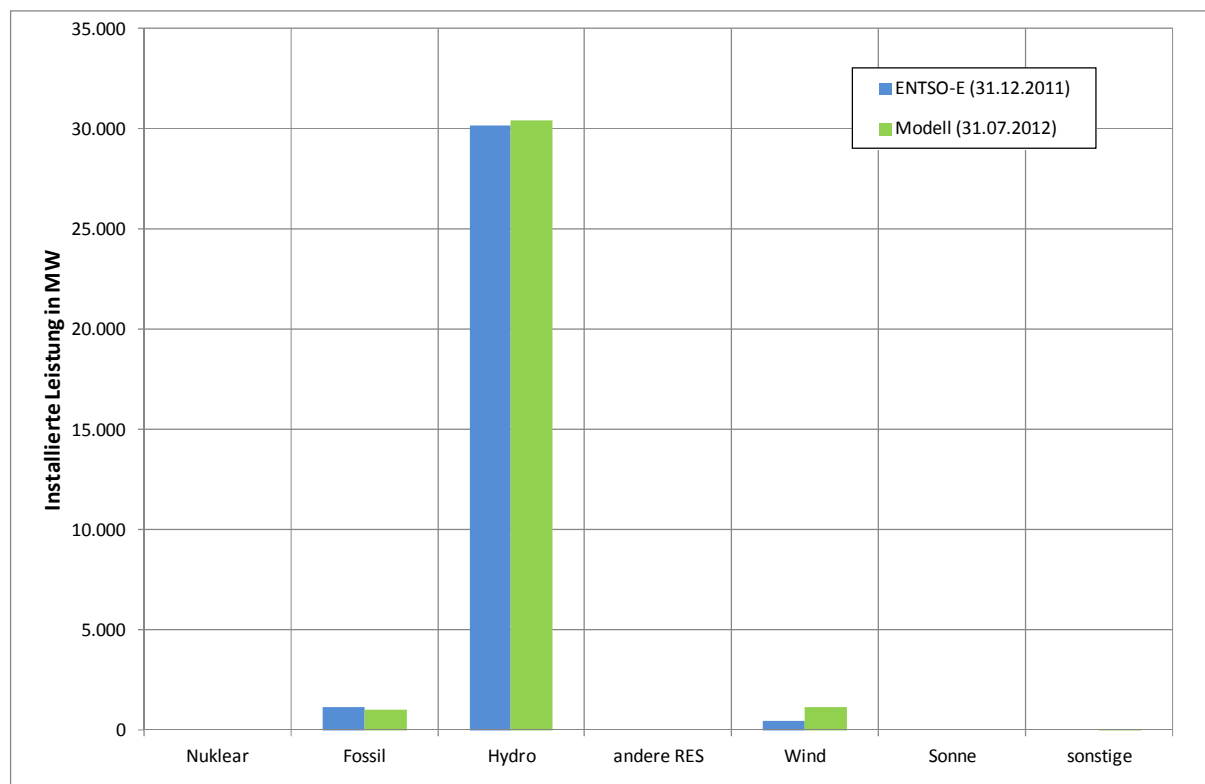


Abbildung 49: Vergleich Modelldaten und ENTSO-E, eigene Darstellung, Datenquelle: (ENTSO-E, 2012b)

Die für den Vergleich herangezogenen Daten der ENTSO-E beziehen sich dabei auf die installierte Nettoleistung, womit eigentlich, zum Beispiel in Abbildung 49 bei den fossilen

Kraftwerken, ein höherer Leistungswert auf Seiten des Modells erwartet werden würde. Die recherchierten Kraftwerksleistungen sind, wie bereits erwähnt, als Bruttoleistungen angenommen worden, sofern die Kennzeichnung als Brutto- und Nettoleistung nicht eindeutig war. Daraus kann man schließen, dass es sich bei den im Modell verwendeten Leistungen in Wirklichkeit um Nettoleistungen handelt, und somit die Einträge entsprechend zu editieren sind.

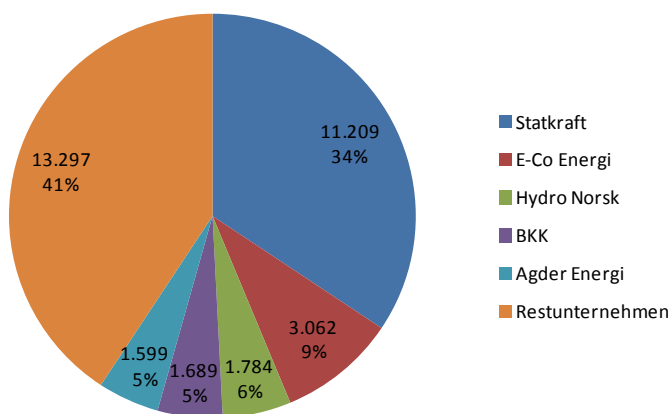


Abbildung 50: Installierte Leistung [MW] der wichtigsten Unternehmen im Modell, eigene Darstellung

Wie bereits erwähnt, werden im Modell die Kraftwerkseigentümer den Kraftwerken zugeordnet, sofern sie innerhalb des jeweiligen Landes mindestens 5 % an der Gesamtenergieerzeugung (nicht installierte Leistung) aufbringen. In Norwegen sind deshalb im Modell die Unternehmen Statkraft, E-CO Energi, Norsk Hydro, BKK, und Agder Energi berücksichtigt. Alle anderen Kraftwerke wurden in einem (norwegischen) Restunternehmen zusammengefasst. Die Verteilung der installierten Leistung ist in Abbildung 51 dargestellt. Kraftwerke, bei denen die fünf Unternehmen jeweils nur einen Teil der Eigentumsrechte besitzen, sind leistungsmäßig entsprechend den Anteilen der jeweiligen Unternehmen zugeordnet. So wurde zum Beispiel das Speicherkraftwerk Ana-Sira (150 MW) in die drei folgenden Kraftwerke aufgeteilt: Ana-Sira SK (48,15 MW), an welchem Statkraft 32,1 % der Anteile gehören, Ana-Sira AE (18,3 MW) von Agder Energi mit 12,2 % der Anteile und die übrigen Anteile von anderen Eigentümern wurden als drittes Kraftwerk (83,55 MW) dem Restunternehmen zugeordnet.

In Tabelle 3 sind noch einmal die wichtigsten Eckdaten für Norwegen zusammengestellt.

	Modell 2006 [MW]	Modell 2012 [MW]	ENTSO-E 12/2011 [MW]
Fossil	14	1.022	1.166
Wasserkraft	28.970	30.446	30.164
Windkraft	274	1.144	450
sonstiges	12	26	0
TOTAL	29.270	32.638	31.780

Tabelle 3: Installierte Leistung in Norwegen, eigene Darstellung, Datenquelle: (ENTSO-E, 2012b)

### 4.3.2.2 Schweden

Auch das schwedische Elektrizitätssystem ist geprägt von einem hohen Wasserkraftanteil, welcher jedoch in den letzten Jahren stagniert ist. So hat sich seit 2006 die installierte Wasserkraftkapazität nur unwesentlich verändert (+70 MW). Der Großteil der heute bestehenden Wasserkraftanlagen wurde zwischen 1940 und 1980 erbaut (13.500 MW von etwa 16.500 MW), was auf die strikten Umweltauflagen zurückzuführen ist. Mit dem Umweltgesetz von 1987 wurden nicht nur die wenigen nicht bereits ausgebauten Flusssysteme unter Naturschutz gestellt und somit für den Bau neuer Wasserkraftwerke gesperrt, sondern auch größere Umbaumaßnahmen bei den bestehenden Anlagen untersagt (Lövgren, 2003).

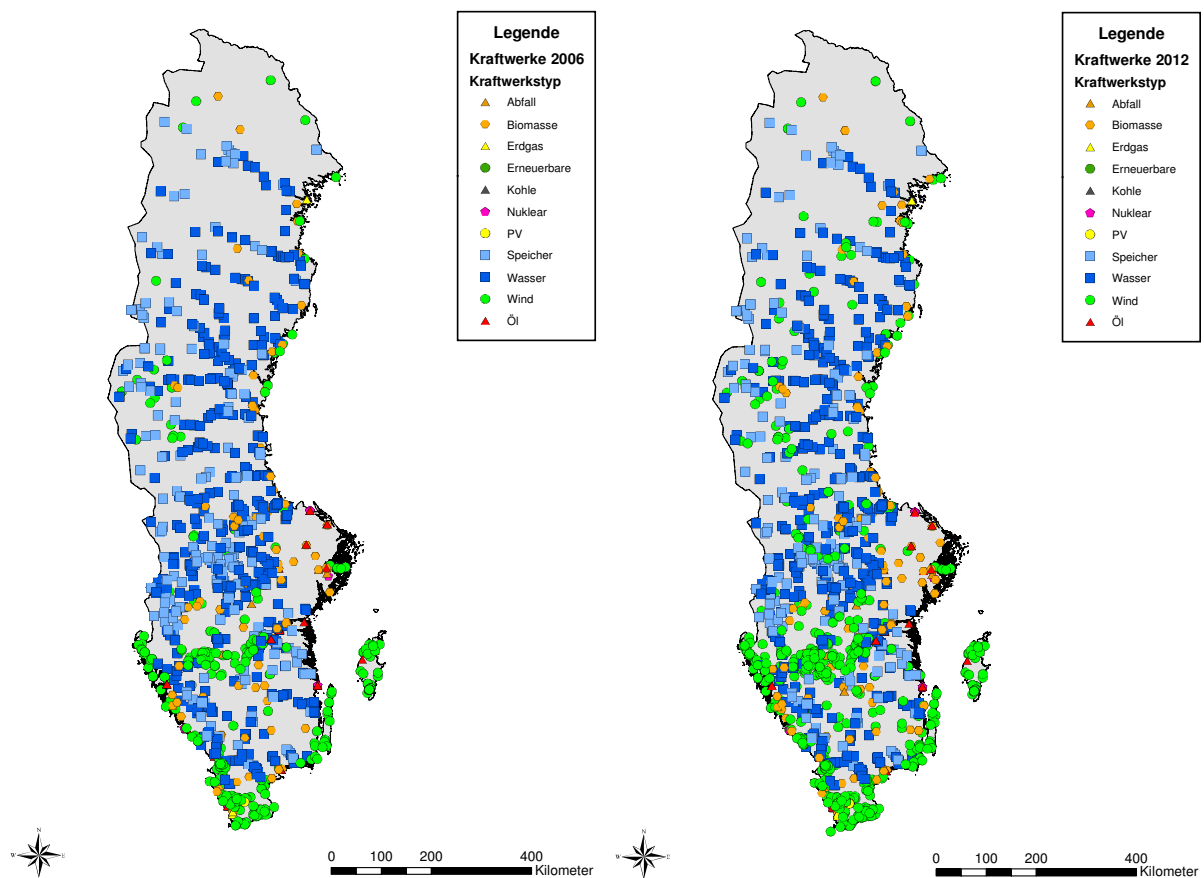


Abbildung 51: Kraftwerkspark in Schweden von 2006 (links) und 2012 (rechts), eigene Darstellung

Anders als in Norwegen liegt der Anteil an Laufwasserkraftwerken (10.450 MW) in Schweden fast doppelt so hoch wie der von Speicherkraftwerken (5.710 MW). Pumpspeicherkraftwerke gibt es dagegen nur vereinzelt.

Andererseits wurden in diesen sechs Jahren, wie man auch in Abbildung 51 gut erkennen kann, vor allem die Windkraft stark ausgebaut und deren installierte Leistung um 2.500 MW erhöht. Dabei sind auch zwei größere Offshorewindparks mit eingerechnet, Lillgrund mit 110 MW und Vänern mit 30 MW. In den recherchierten Projekten (siehe Abbildung 67 im Anhang) spiegelt sich auch das aktuelle Ziel der schwedischen Regierung wieder, bis 2020 die Erzeugung aus Windkraft auf 30 TWh zu steigern (momentan ~4,5 TWh). So sind bis 2020 über 13 GW an neuen Anlagen geplant (die Hälfte davon Offshore) und darüber hinaus noch weitere 2,3 GW (1 GW Offshore) ohne fixiertem Inbetriebnahmedatum (Swedish Energy Agency, 2011).

Wesentlich vorangetrieben wurde auch der Ausbau von Biomasseanlagen, deren Zuwachs im betrachteten Zeitintervall knapp 1.000 MW beträgt, während bei den fossilen Energieträgern nur zwei größere GuD-Anlagen (400 MW und 260 MW) dazukamen. Von den insgesamt installierten 4.770 MW an fossilen Kraftwerken dienen rund 3.100 MW als Reservekraftwerke und werden mit Öl betrieben. Die in der Nähe eines Kernkraftwerks installierten Ölkraftwerke (mit Gasturbine) stellen dessen Notfallreserve dar, um zum Beispiel bei einem Netzausfall das Kernkraftwerk noch sicher herunterfahren zu können.

Die geringe Anzahl der Photovoltaikanlagen wurde insofern berücksichtigt, als dass die jährlich installierte Leistung in ein jeweiliges Ersatzkraftwerk (zum Beispiel „PV\_2007“ mit 1,3 MW) zusammengefasst wird.

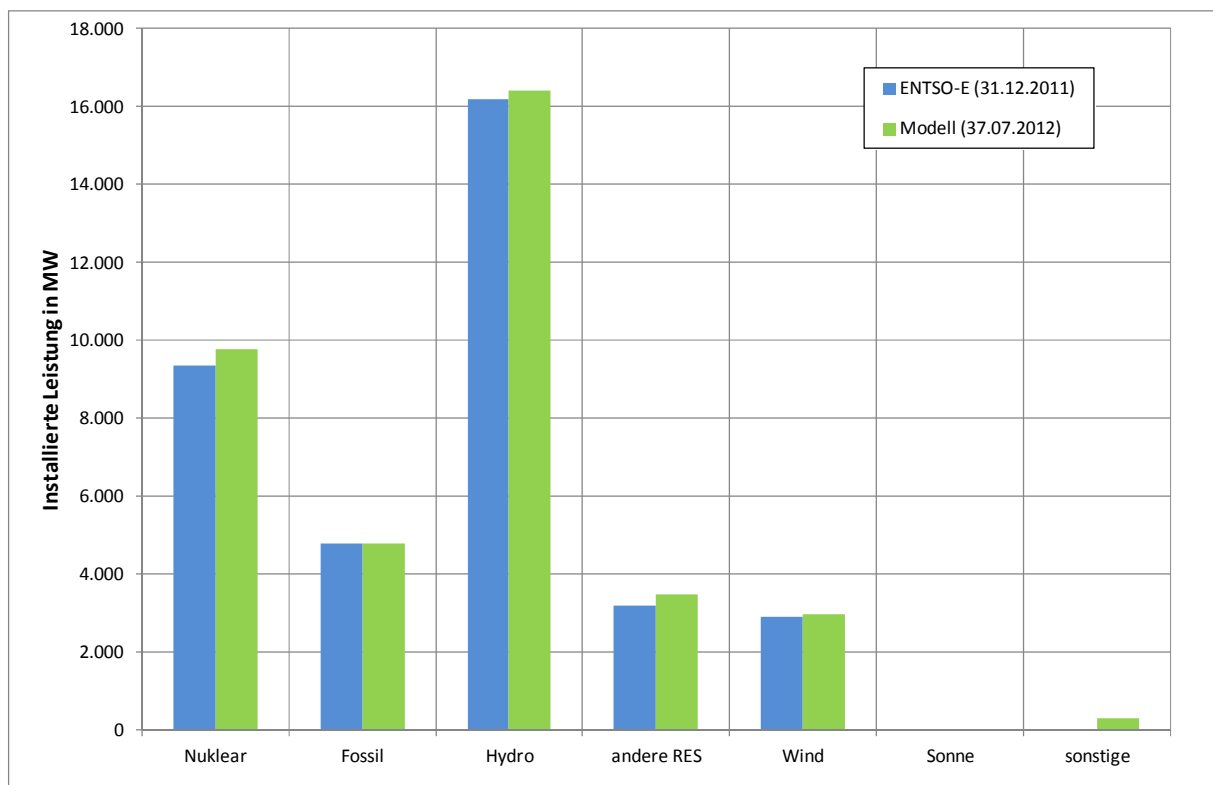


Abbildung 52: Vergleich Modelldaten und ENTSO-E, eigene Darstellung, Datenquelle: (ENTSO-E, 2012b)

Im Vergleich mit den Daten der ENTSO-E (Abbildung 52) konnte wieder eine sehr gute Übereinstimmung des abgebildeten Modells mit der Realität getroffen werden. Die ersichtliche Abweichung bei der nuklearen Erzeugung kommt aus der bereits benannten Problematik der Gegenüberstellung von Netto- (ENTSO-E) und Bruttoleistung (Modell). Im Fall der Kernkraftwerke sind im Modell sowohl Brutto- als auch Nettoleistungen angegeben, jedoch wird für die bessere Vergleichbarkeit von allen Kraftwerkstypen konsequent die recherchierte Bruttoleistung herangezogen.

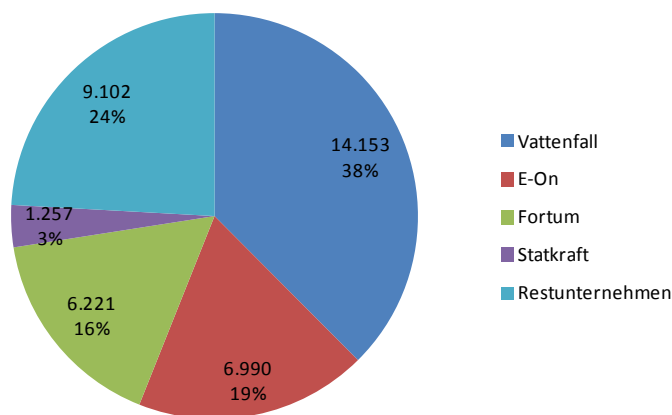


Abbildung 53: Installierte Leistung [MW] der wichtigsten Unternehmen im Modell, eigene Darstellung

Wie aus Abbildung 53 ersichtlich, ist die Beteiligung ausländischer Unternehmen in Schweden wesentlich größer als etwa in Norwegen. Dies geht auf die Zeit nach der Liberalisierung zurück (siehe Kapitel 2.3.5), als durch die Marktöffnung große schwedische Unternehmen wie Gullspångs Kraft und Sydkraft von Fortum und E.On als Tochtergesellschaften übernommen wurden.

Der in der Tabelle 4 aufgeführte Reiter „andere RES“ enthält neben der installierten Biomasse auch noch einige Biogasanlagen (11 MW). Unter dem Kraftwerkstyp „sonstige“ sind im Fall von Schweden noch 317 MW aus Müllverbrennungsanlagen enthalten, welche wie die vorhandenen Biomasseanlagen allesamt als KWK-Anlagen ausgeführt sind. In der Statistik der ENTSO-E sind diese Anlagen möglicherweise anders zugeteilt.

	Modell 2006 [MW]	Modell 2012 [MW]	ENTSO-E 12/2011 [MW]
Kernkraft	9.769	9.769	9.363
Fossil	4.371	4.771	4.793
Wasserkraft	16.371	16.415	16.197
andere RES	2.595	3.481	3.195
Windkraft	554	2.960	2.899
Sonne	5	10	0
sonstige	271	317	0
TOTAL	33.936	37.723	36.447

Tabelle 4: Installierte Leistung in Schweden, eigene Darstellung, Datenquelle: (ENTSO-E, 2012b)

#### 4.3.2.3 Finnland

Der finnische Kraftwerkspark weist im Verhältnis zu Schweden eine noch stärkere Diversifizierung auf. Die Wasserkraft ist zwar auch sehr stark ausgebaut, jedoch ist der Anteil an der Gesamterzeugung wesentlich kleiner als in Schweden oder gar Norwegen. Dabei gibt es in Finnland vorwiegend Laufwasserkraftwerke (2.936 MW), wenige Speicherkraftwerke (200 MW) und nur ein Pumpspeicherkraftwerk (30 MW).

Ähnlich wie in Schweden wurden zwischen 2006 und 2012 (siehe Abbildung 54) kaum neue Wasserkraftwerke gebaut, da man mit einem Umweltgesetz von 1987 in Finnland den Ausbau stark eingeschränkte. Jedoch wurden im betrachteten Zeitraum einige Kraftwerke



einer Modernisierung unterzogen und dadurch die installierte Leistung insgesamt um 266 MW gesteigert (Small Hydro, 1997).

Die übrigen 1.300 MW an ausgebauter Erzeugungskapazität in den letzten sechs Jahren setzen sich aus knapp 600 MW Biomasse, einer 230 MW GuD-Anlage, einem 100 MW Reservekraftwerk (Öl) und rund 350 MW an Windkraftparks zusammen.

Bis 2016 ist in Finnland derzeit die Inbetriebnahme von rund 4.272 MW an neuen Windparks geplant, wovon wiederum 2.747 MW Offshoreprojekte sind. Weitere 3.145 MW (280 MW Offshore) befinden sich noch in einer frühen Planungsphase und kommen wahrscheinlich erst nach 2020 (siehe Abbildung 68 im Anhang).

Neben dem Ausbau der Windkraft, sind bis 2020 noch drei Kernkraftwerkblöcke mit einer Gesamtleistung von 5.320 MW geplant, wobei OLKILUOTO 3 innerhalb der nächsten Jahre in Betrieb gehen soll. Die anderen beiden Blöcke werden jedoch auf Grund der langen Vorlaufzeiten und einzuplanenden Verschiebungen realistisch gesehen erst zu einem späteren Zeitpunkt wirklich in Betrieb gehen.

Des Weiteren sind bereits die Inbetriebnahme eines Reservekraftwerks (300 MW, Öl) des Übertragungsnetzbetreibers Fingrid für das Jahr 2013 und Modernisierungen mehrerer Wasserkraftwerke von Fortum eingeplant.

Die installierte Photovoltaikleistung von insgesamt 10 MW wird, wie bei Schweden, wiederum als jährlich aggregiertes Ersatzkraftwerk im Modell berücksichtigt.

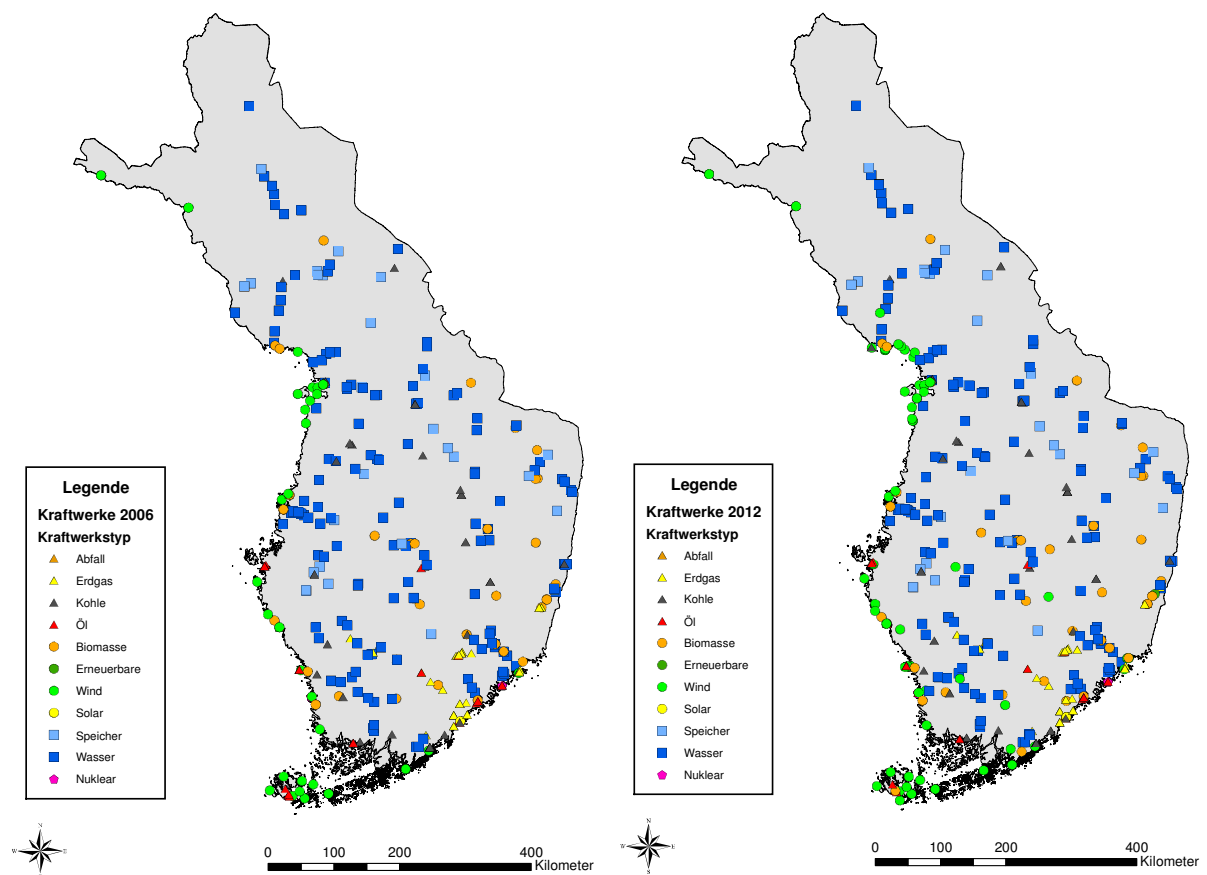


Abbildung 54: Kraftwerkspark in Finnland von 2006 (links) und 2012 (rechts), eigene Darstellung

Die in Abbildung 55 auftretende Abweichung zwischen den Daten der ENTSO-E und den recherchierten Modelldaten sind wieder auf die Brutto-/Netto-Angabe zurückzuführen.

Die entgegengesetzten Abweichungen bei den fossilen Energieträgern und dem Reiter „andere RES“ ist wahrscheinlich auf einen anderen Grund zurückzuführen. Das „andere RES“ bezieht sich in diesem Fall rein auf die finnischen Biomassekraftwerke. Nun ist eine der Besonderheiten in Finnland die Nutzung von Torf zur Energiegewinnung. Dabei werden solche Torfkraftwerke nicht ausschließlich mit Torf befeuert, sondern gemischt mit anderen Brennstoffen, hauptsächlich mit Biomasse. Das Verhältnis von Torf zu Biomasse variiert dabei je nach Kraftwerk. Im Modell ist dies nun der Einfachheit halber so abgebildet, dass Kraftwerke mit mehr als 50 % Torf als Braunkohlekraftwerk deklariert sind und jene wo das Verhältnis umgekehrt ist als entsprechende Biomassekraftwerke. Die Zuordnung von Torf zu den Braunkohlekraftwerken ist damit zu begründen, dass es in ATLANTIS (noch) keinen eigenen Brennstoff dafür gibt, Torf jedoch bei bestimmten Merkmalen eine Ähnlichkeit zu Braunkohle aufweist (etwa einen ähnlich hohen Heizwert). Auf Grund des hohen CO<sub>2</sub>-Ausstoßes bei der Befeuerung mit Torf (wiederum ähnlich wie Braunkohle), gilt Torf allgemein in der EU als fossiler Energieträger (Europäische Kommission, 2012 S. 21; IPCC, 2006 S. 3), weshalb Torfkraftwerke wiederum nicht bei „andere RES“ zugeordnet sind, sondern den fossilen Energieträgern. Da jedoch die Art der Befeuerung nicht immer eindeutig ist, also durch fehlende Informationen oder einem ähnlichem Mischverhältnis, so kann die Kraftwerkzuordnung aus dem Modell von der Zuordnung der ENTSO-E abweichen.

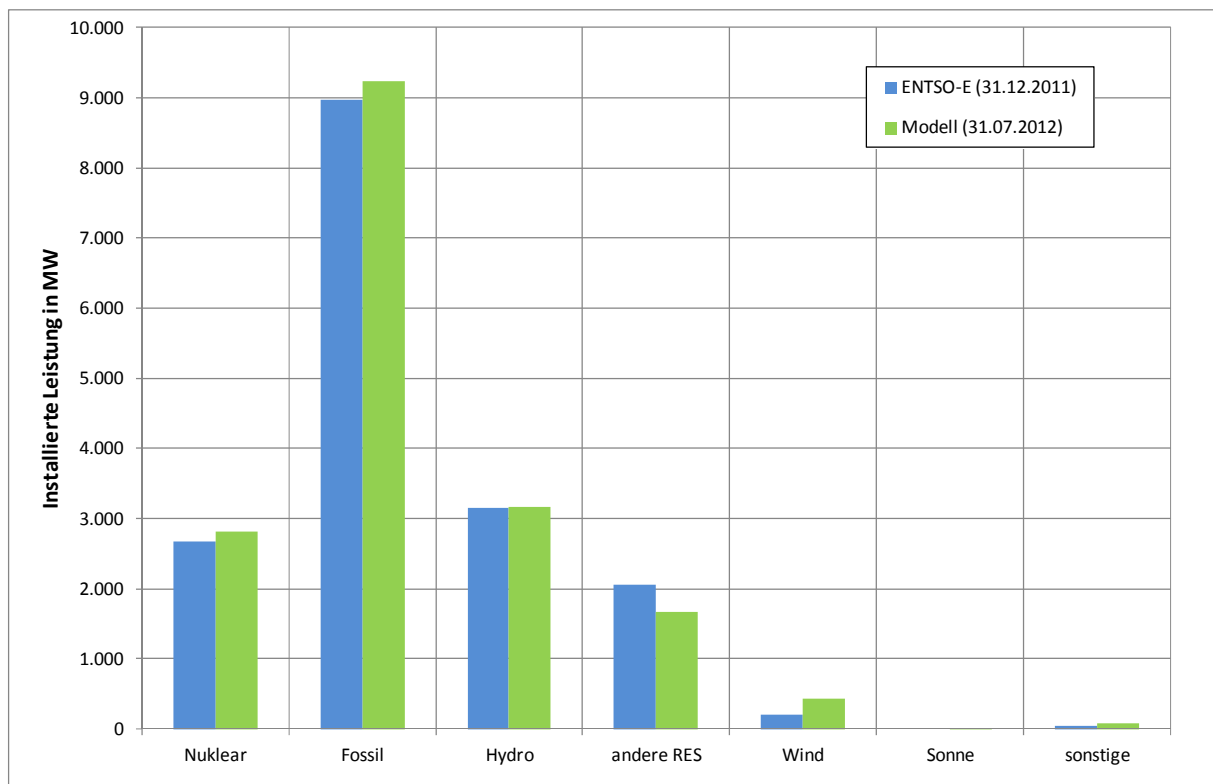


Abbildung 55: Vergleich Modelldaten und ENTSO-E, eigene Darstellung, Datenquelle: (ENTSO-E, 2012b)

Die Abweichungen bei der Windenergie sind wiederum auf die bereits beschriebene Problematik mit dem Inbetriebnahmejahr zurückzuführen. Vergleicht man die Daten der ENTSO-E mit denen aus dem Modell für das Jahr 2011, so liegt eine fast perfekte Übereinstimmung vor (197 MW - 196 MW), auch wenn die im zweiten Halbjahr 2011 gebauten Kraftwerke in ATLANTIS erst mit 01.01.2012 in Betrieb gehen und somit eigentlich

wieder eine Abweichung beim Datenvergleich auftreten sollte. Dass dem in diesem Fall nicht so ist lässt sich dadurch erklären, dass im betrachteten Zeitraum keine neuen Windkraftanlagen in Finnland errichtet wurden (VTT, 2012) und somit im Datensatz der ENTSO-E vom 31.12.2011 auch dieselben Anlagen erfasst sind wie im Modell (01.01.2011).

Zu den größten Erzeugern in Finnland gehören, wie in Abbildung 56 dargestellt, die Unternehmen Fortum, Pohjolan Voima und Helsingin Energia. Von den international größeren Konzernen besitzen auch Vattenfall, E.On und Statkraft einige Kraftwerke in Finnland. Da in ATLANTIS die Unternehmen jeweils lokal, also nur innerhalb eines Landes betrachtet werden und sie in Finnland nicht die geforderten 5 % an der Gesamtenergieerzeugung beitragen, wurden sie hierbei auch nicht berücksichtigt und die Kraftwerke mit denen des Restunternehmens zusammengefasst. In der erstellten Datenbank sind den Kraftwerken noch die entsprechenden Konzerne über einen Vermerk zugewiesen, falls mit ATLANTIS später eine internationale Analyse eines der betroffenen Unternehmen stattfinden sollte.

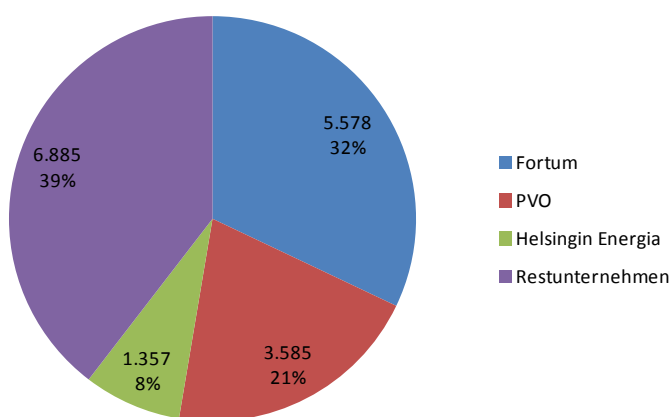


Abbildung 56: Installierte Leistung [MW] der wichtigsten Unternehmen im Modell, eigene Darstellung

In Tabelle 5 unter „sonstige“ sind wiederum mehrere Müllverbrennungsanlagen enthalten, unter „andere RES“ Biomasseanlagen. Analog zu Schweden werden die meisten thermischen Kraftwerke mit KWK betrieben.

	Modell 2006 [MW]	Modell 2012 [MW]	ENTSO-E 12/2011 [MW]
Kernkraft	2.820	2.820	2.676
Fossil	8.536	9.240	8.978
Wasserkraft	3.046	3.164	3.157
andere RES	1.600	1.670	2.057
Windkraft	76	427	197
Sonne	5	10	0
sonstige	50	74	44
TOTAL	16.133	17.405	17.108

Tabelle 5: Installierte Leistung in Finnland, eigene Darstellung, Datenquelle: (ENTSO-E, 2012b)

#### 4.3.2.4 (Ost-)Dänemark

Da der westliche, mit dem UCTE-Netz synchronisierte Teil Dänemarks bereits in ATLANTIS integriert ist, wird nur der Kraftwerkspark in Ostdänemark analysiert. Charakteristisch dafür sind die wenigen, aber leistungsstarken, thermischen Kraftwerke und die Vielzahl an Windkraftanlagen.

Wie zudem in Abbildung 57 erkennbar ist, gab es kaum einen nennenswerten Zubau an Kraftwerken. Nur die Windenergie verzeichnete einen größeren Zuwachs (300 MW), unter anderem mit der Inbetriebnahme des großen Offshorewindparks Rødsand II mit 207 MW im Jahr 2011. Dies entspricht auch den Plänen der dänischen Regierung, bis 2020 den Anteil der Windenergie an der Gesamterzeugung auf 50 % zu steigern. Zusätzlich wurde nur noch ein 80 MW Biomasse-KWK-Kraftwerk errichtet (Casey, 2012).

Dong Energy ist mit 3.425 MW (etwa 68 % der gesamten dänischen Erzeugungskapazität) der einzig wirklich große Energieerzeuger in Dänemark, weshalb auch nicht näher auf andere Erzeuger eingegangen wird.

Aufgrund mangelnder Informationen konnten keine zukünftigen Kraftwerksprojekte für Dänemark eingetragen werden, sondern nur der aktuelle Ist-Stand nachmodelliert werden.

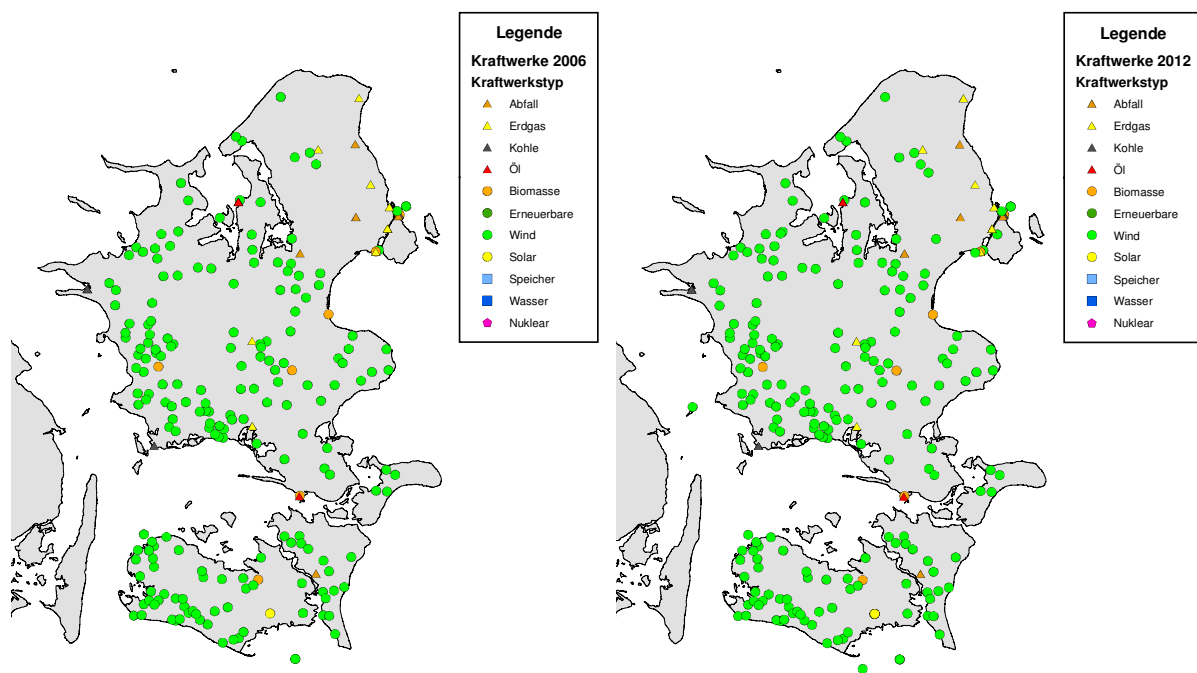


Abbildung 57: Kraftwerkspark in Ostdänemark von 2006 (links) und 2012 (rechts), eigene Darstellung

Auf Grund der Tatsache, dass für das Modell nur der östliche Teil Dänemarks untersucht wurde, ergibt sich bezüglich der Validierung der Daten das Problem, dass die meisten geführten Statistiken (etwa von ENTSO-E) sich nur auf Gesamtdänemark beziehen. Anhand dieser Daten kann somit nicht auf den Kraftwerkspark in Ostdänemark geschlossen werden. Jedoch gibt es eine von Nord Pool Spot veröffentlichte Kraftwerksliste für Ostdänemark (siehe Abbildung 70 im Anhang) von 2012, in welcher jedoch die installierte Kapazität (insgesamt 5.276 MW) nicht genauer nach den verschiedenen Brennstoffarten unterteilt ist, sondern nur nach thermische (3.681 MW), CHP- (634 MW) und Windkraftwerke (961 MW). Verglichen mit den Modelldaten aus Tabelle 6 ergibt sich eine Abweichung von rund

260 MW, wobei es im Bereich der Windkraft eine sehr gute Übereinstimmung gibt. Die Abweichung verringert sich noch um 143 MW des Kraftwerks Stignæs, da dieses im Jahr 2008 offiziell stillgelegt wurde, jedoch noch immer in der Liste von Nord Pool aufgeführt wird (Dong Energy, 2012).

	Modell 2006 [MW]	Modell 2012 [MW]
Fossile BST	3.499	3.346
andere RES	514	594
Windkraft	687	971
Sonne	3	7
sonstige	95	95
TOTAL	4.798	5.013

Tabelle 6: Installierte Leistung in Ostdänemark, eigene Darstellung



## 4.4 Das skandinavische Übertragungsnetz

Um die zuvor beschriebene Verbrauchsstruktur mit der Erzeugungsstruktur miteinander zu verbinden, wird in ATLANTIS das Übertragungsnetz eines Landes und bei Bedarf noch zusätzlich systemrelevante 110 kV-Leitungen abgebildet.

Der theoretische Teil bezüglich des Übertragungsnetzes (zum Beispiel die Tarifgestaltung, Netzbetreiber, Engpassmanagement,...) wurde bereits in den vorherigen Abschnitten dieser Arbeit behandelt und ist deshalb nicht Gegenstand dieses Kapitels.

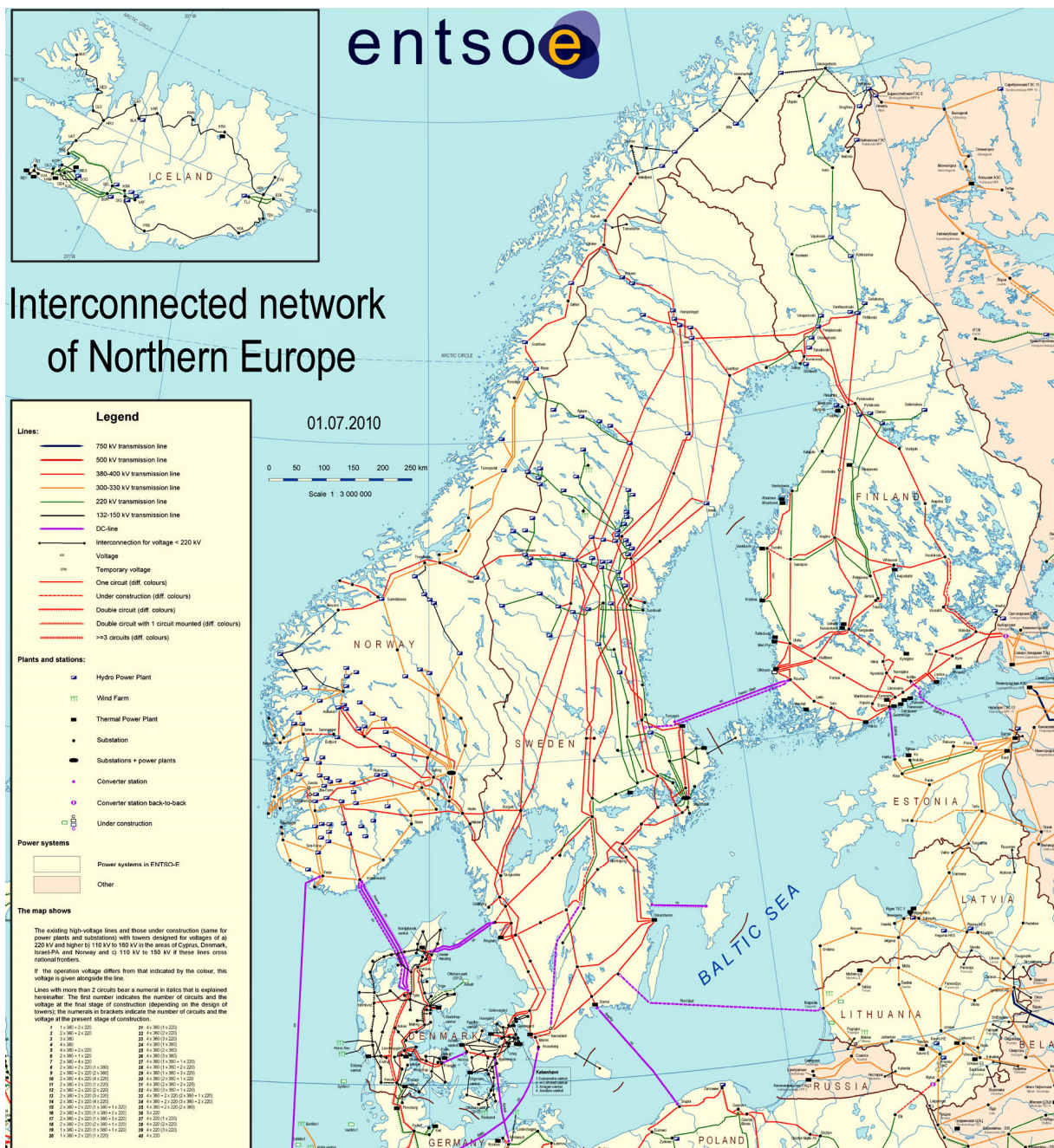


Abbildung 58: Das skandinavische Übertragungsnetz von 2010, Quelle: (Fingrid, 2010)

Im Vergleich von Abbildung 58 (reales Übertragungsnetz) zu Abbildung 59 (modelliertes Netz) kann man erkennen, dass im Modell nur mehr drei verschiedene Spannungsebenen berücksichtigt werden. Die 420/300/132 kV-Spannungsebenen werden in ATLANTIS ebenfalls auf die 400/220/110 kV-Ebene projiziert, wobei bezüglich der 300 kV-Ebene das

Spannungsverhältnis<sup>9</sup> der beiden Ebenen (220/300 kV) quadratisch bei den betreffenden Impedanzen berücksichtigt wird. In den anderen beiden Ebenen wird die Abweichung als vernachlässigbar angenommen.

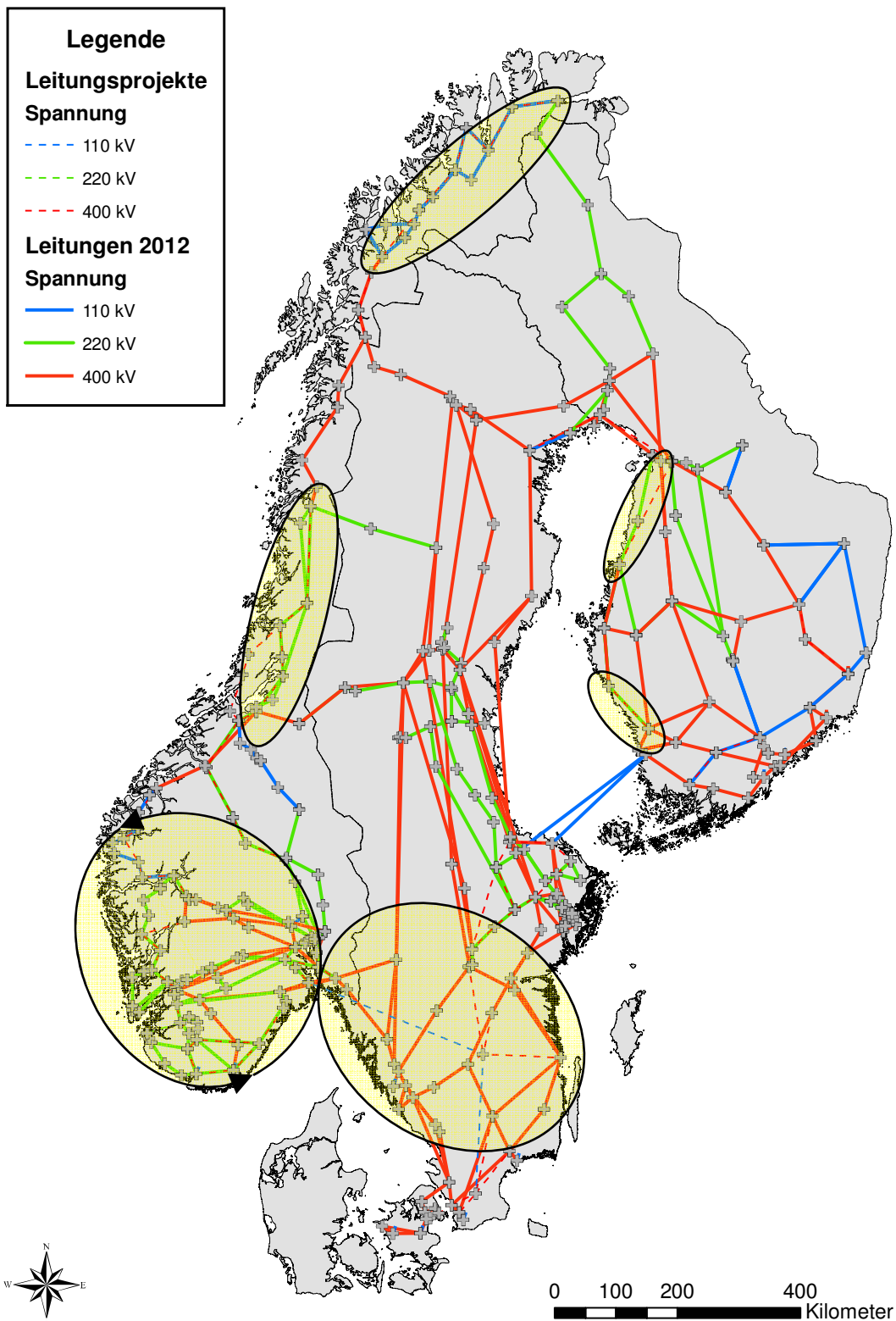


Abbildung 59: Modell des skandinavischen Übertragungsnetzes mit Hervorhebung der systemrelevanten Leitungsprojekte bis 2020, eigene Darstellung

<sup>9</sup> Entsprechend dem Übertragungsverhältnis eines fiktiven Transformators



Im erstellten Modell des skandinavischen Übertragungsnetzes, wie in Abbildung 59 ersichtlich, sind 570 Leitungen mit einer Gesamtlänge von rund 38.830 km eingetragen. Das aktuell abgebildete Netz besteht dabei aus rund 31.000 km und zusätzlich knapp 8.000 km an zukünftigen Leitungsprojekten. Aus Tabelle 7 erhält man die Aufteilung nach Spannungsebene und Land. Dabei ist gut zu erkennen, dass etwa die höchste Spannungsebene in Norwegen (420 kV) aktuell noch weniger gut ausgebaut ist wie in den anderen skandinavischen Ländern. Dementsprechend sind dort bis 2020 auch die meisten Leitungsprojekte geplant. Die 110/132 kV Ebene ist nur bruchstückhaft erfasst, um für das Gesamtsystem relevante Lastflüsse im Modell zu berücksichtigen.

Im Anhang ist die gezeigte Netzkarte noch einmal vergrößert für alle einzelnen Länder in Abbildung 69 bis Abbildung 73 dargestellt.

	Norwegen	Schweden	Finnland	Dänemark	Cross-Border
<b>110/132 kV</b>	1.596	76	1.540	/	532
<b>220/300 kV</b>	4.477	2.681	2.252	/	281
<b>400/420 kV</b>	2.595	10.045	4.192	152	625
<b>Gesamtnetz</b>	8.668	12.802	7.984	152	1.438
<b>Projekte 2020</b>	3.112	1.698	811	30	570

Tabelle 7: Aufteilung der gemessenen Leitungslänge auf die jeweiligen Länder

Zum Vergleich besteht der norwegische Teil des Übertragungsnetzes laut dem dortigen Statistikamt aus rund 2.700 km an 420 kV-Leitungen und 5.200 km an 220/300 kV-Leitungen (Statistisk sentralbyrå, 2009). Der schwedische Übertragungsnetzbetreiber Svenska Kraftnät gibt für sein Netz eine Gesamtlänge von etwa 14.800 km an (Svenska Kraftnät, 2009). Beim Vergleich mit den gemessenen Werten muss auch noch berücksichtigt werden, dass ein Teil der Leitungen aus Tabelle 7 als Cross-Border-Leitungen (ohne HGÜ) gekennzeichnet und deshalb keinem Land direkt zugeordnet sind. Zudem sind auch bei der Modellierung im Netz vorhandene Stichleitungen auf Grund der geringen Gesamtsystemrelevanz nicht berücksichtigt worden. Unter Einbeziehung dieser Faktoren kann man bezüglich der Validierung von einer verhältnismäßig geringen Abweichung und damit einem hohen Detailgrad der Abbildung sprechen.

Auf Grund der fehlenden Informationen bezüglich der Leitungsparameter (Länge, Widerstandsbelag, Induktivitäten, Kapazitäten,...) mussten die einzelnen Leitungen dabei eigenhändig mittels Satellitenbilder der Geosoftware Google Earth gemessen werden. Anhand dieser gemessenen Werte und gegebenen Standardparameter entsprechend des Leitungstyps kann man die für ATLANTIS relevanten Leitungsdaten ermitteln.

Zur Bestimmung bzw. Abschätzung der ebenfalls nicht gegebenen Übertragungskapazitäten, mit Ausnahme ein paar einzelner Leitungen, sind anhand von Aufnahmen des Google Earth-Zusatzdienstes Street View die Anzahl der Bündelleiter bzw. der Systeme für jede Leitungstrasse ermittelt worden. Für Skandinavien üblich sind dabei Einfachleiter, Zweierbündel und Dreierbündel, wobei letztere ausschließlich in der 400-kV-Ebene verwendet werden. Bei parallel verlaufenden Leitungen erfolgt die Unterscheidung anhand des Mastentyps, der Isolatorlänge und wiederum nach der Anzahl der Leiterseite bzw. der Systeme.

Anhand dieser Informationen, den vereinzelt gegebenen Kapazitätswerten und bekannten Standardwerten können die Übertragungskapazitäten der übrigen Leitungen zumindest näherungsweise abgeschätzt werden.

In Abbildung 59 sind neben dem aktuellen, nachmodellierten Übertragungsnetz auch noch die bereits geplanten Netzprojekte bis 2020 berücksichtigt. Die Informationen darüber sind teilweise aus dem Netzentwicklungsplan der ENTSO-E und teilweise von den jeweiligen Übertragungsnetzbetreibern selbst übernommen. Anhand der Markierungen sind die wichtigsten Projekte zusätzlich hervorgehoben. So kann man vor allem eine Verstärkung der Nord-Süd-Verbindung in den jeweiligen Ländern erkennen.

In Norwegen soll etwa eine durchgehende 420-kV-Verbindung von der Anbindung an Finnland (bisher 132 kV) im Norden bis in die zentralen Regionen Norwegens (teilweise 300 kV) gebaut werden. In Zentral- bzw. Südnorwegen selbst ist langfristig eine Stärkung des Netzes durch einen 420 kV-Ring geplant. Mit dessen Verlauf entlang den Küstengebieten ist in weiterer Folge auch eine Anbindung der kommenden Offshorewindparks gewährleistet. In Finnland wird ebenfalls mit der Einbindung der noch fehlenden Teilstücke an der Westküste ein 400-kV-Ring geschlossen. Grenzüberschreitend soll vor allem die sogenannte „SüdWest-Verbindung“ die Engpässe im Süden zwischen Norwegen und Schweden beheben. Dabei handelt es sich um mehrere Leitungsstücke, welche teilweise als 400 kV und teilweise als HGÜ-Verbindungen ausgeführt werden. Weiters soll auch noch die Übertragungskapazität zwischen Schweden und Finnland im Norden erhöht werden (ENTSO-E, 2010).

Aus dem abgebildeten Modell ergibt sich ein Gesamtwert von aktuell knapp 5.000 MW für die Anbindung des skandinavischen Nordel-Netzes an die angrenzenden Netzgebiete über HGÜ-Verbindungen und noch 1.400 MW über die HGÜ-Kurzkupplung zu Russland. Davon entstammen rund 2.000 MW von der Anbindung des Nordel-Netzes mit Westdänemark, welches wiederum mit über 1.800 MW (AC) an Deutschland angebunden ist (Nord Pool Spot, 2012v). Im Modell berücksichtigt werden noch weitere 4.000 MW an HGÜ-Verbindungen zu den angrenzenden, kontinentaleuropäischen Märkten, die bis 2020 realisiert werden sollen.

Zusätzlich sind im Modell rund 420 Netzknoten erfasst, welche Schaltfelder und Umspannwerke des Netzes darstellen sollen. Jede Spannungsebene eines Umspannwerks wird dabei als eigener Knoten modelliert. So ist zum Beispiel das norwegische Umspannwerk „Varangerbotn“ in der Datenbank anhand von drei Knoten (400/220/110 kV) abgebildet. Für die Verbindung der unterschiedlichen Netzebenen sind im Falle dieses Umspannwerks noch zwei Transformatoren im Modell berücksichtigt. Insgesamt sind rund 90 Transformatoren in der Leitungsdatenbank eingetragen, wobei davon 30 erst im Zuge des Netzausbaus bis 2020 in Betrieb genommen werden. Der Großteil dieser neuen Transformatoren befindet sich dabei in Norwegen, was mit dem bereits beschriebenen, verstärkten Ausbau von 420 kV-Leitungen zusammenhängt. Aufgrund mangelnder Informationen müssen die Transformatorleistungen anhand einzelner, gegebener Werte für alle weiteren Transformatoren abgeschätzt werden.

Um den Energieverbrauch im Netz und den damit verbundenen Lastfluss so realistisch wie möglich nachzubilden, muss der entsprechende Verbrauch den jeweiligen Knoten zugeordnet werden, genauso wie jedes modellierte Kraftwerk dem nächstgelegene Netzknoten als Einspeisepunkt zugeordnet wird, sofern nicht detailliertere Informationen zum Netz-

anschlusspunkt vorliegen. Die Zuweisung des Verbrauchs erfolgt dabei anhand der gegebenen Bevölkerungsverteilung. Sind mehrere Knoten mit unterschiedlichem Spannungsniveau (220 kV oder 400 kV) in unmittelbarer Nähe, wurde der Verbrauch dem Knoten mit dem niedrigsten Spannungslevel zugeteilt, da Endverbraucher üblicherweise über das Verteilnetz angeschlossen sind.

## 5 Zusammenfassung

Anhand der in der vorliegenden Arbeit durchgeführten Untersuchung bezüglich der historischen Entwicklung des Nord Pool zeigt sich, dass der heutige Markt in vielen Bereichen auf den bereits lange vor der Liberalisierung bestehenden, norwegischen Spotmarkt Samkjøringen aufbaut. Mit der Betrachtung der Mängel des damaligen Strommarktes und der entsprechenden Veränderungen durch den liberalisierten Markt erfolgt implizit auch ein Vergleich zwischen einer regulierten und einer wettbewerbsorientierten Marktform. Weiters sind die im Zuge der Liberalisierung durchgeführten Veränderungen und deren Auswirkungen in der Arbeit erfasst worden, wie zum Beispiel die Gestaltung der Netztarife, der Netzzugang, die Preisentwicklung nach der Liberalisierung usw.

Betreffend der Marktstruktur des heutigen Nord Pool ist im Zuge der Recherche hervorgegangen, dass es sich dabei um ein Börsenmodell handelt, und nicht, wie man fälschlicherweise aus dem Namen ableiten könnte, um einen klassischen Pool. Diese Erkenntnis wiederum erleichtert eine Implementierung des skandinavischen Marktes in ATLANTIS, da die bereits vorhandenen Marktmechanismen der kontinentaleuropäischen Märkte im Wesentlichen für den Nord Pool übernommen werden können.

Ein weiterer Schwerpunkt in Bezug auf den Nord Pool, neben einer Beschreibung über dessen Aufbau und Funktionsweise, ist die Darstellung von Besonderheiten, welche ihn von den anderen europäischen Märkten abgrenzen, wie zum Beispiel die Zonenbepreisung als Engpassmanagement („Market Splitting“) und der Anwendungszweck der „Contract for Difference“ (CfD) im Derivatemarkt.

Im praktischen Teil der Arbeit ist eine Kraftwerks-, Knoten- und Leitungsdatenbank für die Implementierung in ATLANTIS erstellt worden. Auf Grund des hohen zusätzlichen Aufwands erfolgte keine Modellierung der einzelnen Unternehmen, wobei eine Zuteilung der jeweiligen Kraftwerke zu den größeren Unternehmen vorgenommen wurde. Eine wirtschaftliche Analyse und Modellierung der Unternehmen kann somit in einer nachfolgenden Arbeit durchgeführt werden.

Der abgebildete Kraftwerkspark der einzelnen Länder umfasst insgesamt rund 3.700 Einträge, wobei sich davon etwa 500 auf zukünftige Kraftwerksprojekte (vor allem Windparks) oder bereits außer Betrieb gegangene Kraftwerke beziehen. Anhand einer Validierung mithilfe der von der ENTSO-E veröffentlichten Daten konnte eine sehr gute Übereinstimmung des Modells mit der Realität nachgewiesen werden. Bei der Analyse des Kraftwerkzubaues in den letzten Jahren (2006-2012) ist eine deutliche Steigerung im Bereich der installierten Windkraftleistung zu sehen, insbesondere wenn man die bereits feststehenden Windparkprojekte bis 2020 mitberücksichtigt. Der Anstieg der Wasserkraftkapazitäten ist hingegen vor allem auf die Modernisierung alter Anlagen zurückzuführen, da bereits ein Großteil der vorhandenen Potentiale ausgebaut ist und die derzeitigen Umweltgesetze der jeweiligen Länder den Bau neuer Wasserkraftwerke stark einschränken.

Die Knoten- und Leitungsdatensätze bestehen aus knapp 420 Knoten und etwa 570 Leitungen mit einer Gesamtlänge von fast 40.000 km, welche die Knoten untereinander verbinden. Jedes zuvor recherchierte Kraftwerk wird dabei, sofern nicht anders bekannt, mit dem nächstgelegenen Knoten als Einspeisepunkt verknüpft. Ebenso wird jedem Knoten ein

bestimmter Verbrauch zugewiesen, basierend auf der Bevölkerungsverteilung und Industrieschwerpunkten. Die Modellierung betrifft dabei grundsätzlich nur die 400-kV und die 220-kV-Ebene, wobei aber auch noch systemrelevante 110 kV-Leitungen berücksichtigt werden. Zur Koppelung der Netzebenen werden zusätzlich noch rund 90 Transformatoren im Modell berücksichtigt. Netzausbauprojekte sind aus dem Netzentwicklungsplan der ENTSO-E und der jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber übernommen, wobei bis 2020 vor allem das norwegische Netz stark ausgebaut wird.

Mit dem erstellten Modell können nach der Integration in ATLANTIS verschiedenste Szenarien in Bezug auf Skandinavien selbst, aber auch im Zusammenspiel mit den anderen europäischen Märkten, analysiert werden. Zum Beispiel können Untersuchungen im Hinblick auf verschiedene Windausbauszenarien in Skandinavien und deren Auswirkungen durchgeführt werden, oder auch Analysen im Bereich der Umsetzung eines gesamteuropäischen Binnenmarktes im Elektrizitätssektor. In der Realität werden bereits erste Schritte in Richtung dieser gesamteuropäischen Marktkopplung unternommen, wie beispielsweise mit der Kopplung von Nord Pool mit Deutschland, Frankreich und den BENELUX-Staaten, was auch die Aktualität der Arbeit unterstreicht. Eine weitere interessante Untersuchung, unter Zuhilfenahme des Modells mit den im Rahmen dieser Arbeit erstellten Erweiterungen, wäre etwa die Möglichkeit einer Speicherung deutschen Windstroms in norwegische Pumpspeicherkraftwerke.

## 6 Anhang

Jahr	Kapazität in MW	Lastspitze in MW	Reservekapazität in %	Energieerzeugung in TWh	Auslastung in %
1960				34,7	57
1965				49,1	47
1966	12228	8564	43	50,7	47
1967	13302	9430	41	53,8	46
1968	13722	9767	40	56,2	47
1969	14799	9588	54	58,1	45
1970	15307	11067	43	60,1	45
1971	16118	10580	52	66,6	47
1972	17744	12055	47	71,7	46
1973	19465	12254	59	78,1	46
1974	20768	13337	58	75,1	41
1975	23135	14700	57	80,6	40
1976	24445	16100	52	86,4	40
1977	25108	15700	60	90,0	41
1978	26091	16800	55	92,9	41
1979	26227	18300	43	95,2	41
1980	28873	18300	58	96,7	38
1981	29919	20300	47	103,3	39
1982	31275	19900	57	100,1	37
1983	31316	21500	46	109,4	40
1984	31433	21300	48	123,8	45
1985	33636	24700	36	137,1	47
1986	34173	23900	43	138,7	46
1987	34263	26200	31	146,6	49
1988	34532	25100	38	146,2	48
1989	34590	25800	34	143,1	47
1990	33677	23300	45	147,1	50

Tabelle 8: Installierte Leistung, Erzeugung und Reserven in Schweden von 1960 bis 1990,  
Quelle: (Hjalmarsson, 1996 S. 154)

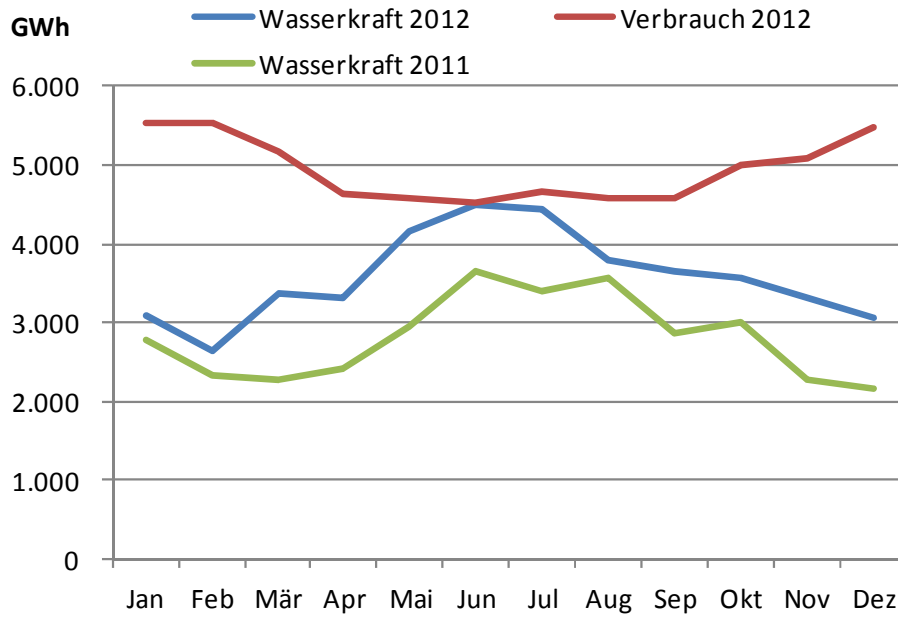


Abbildung 60: Wasserkrafterzeugung der Jahre 2011 und 2012, sowie Stromverbrauch des Jahres 2012 in Österreich, eigene Darstellung, Datenquelle: (E-Control, 2013)

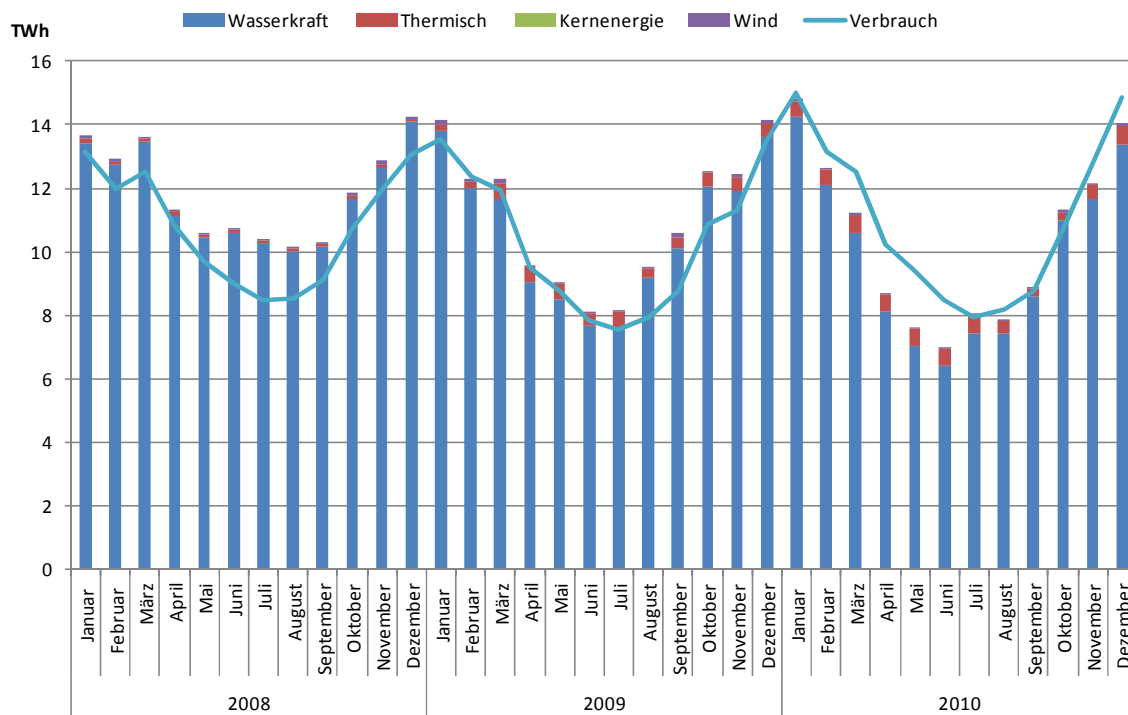


Abbildung 61: Norwegische Stromerzeugung der Jahre 2008-2010, eigene Darstellung, Datenquelle: (Statistisk sentralbyrå, 2011a)



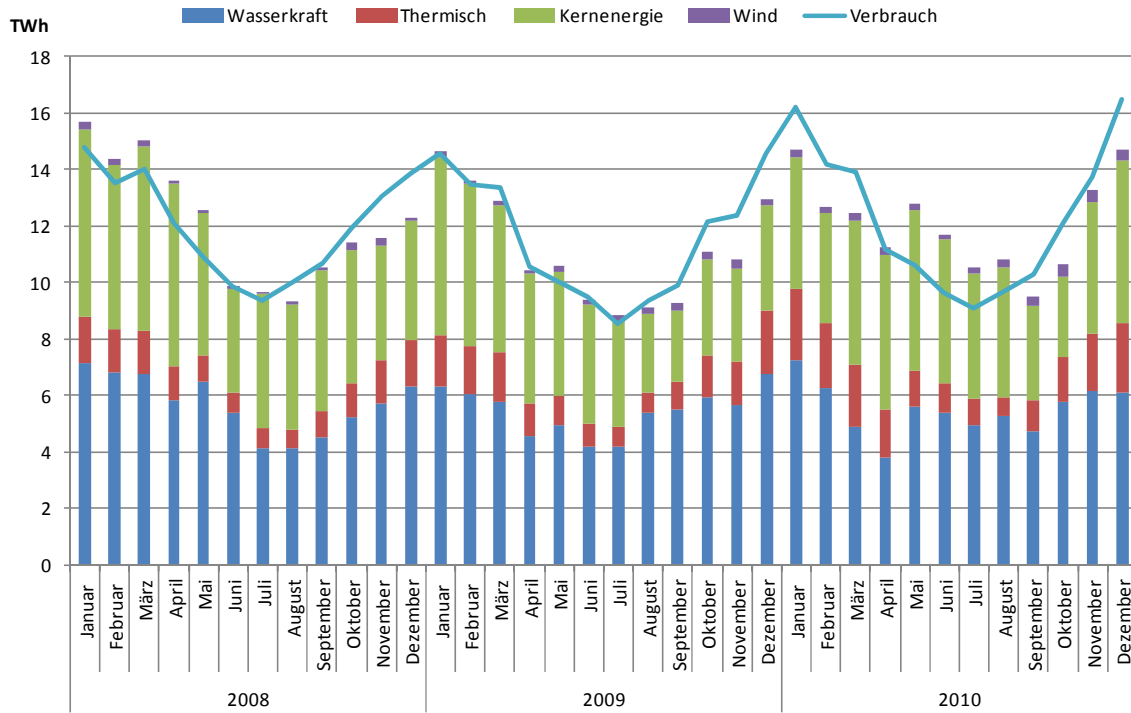


Abbildung 62: Schwedische Stromerzeugung der Jahre 2008-2010, eigene Darstellung, Datenquelle: (Statistiska centralbyrån, 2012d)

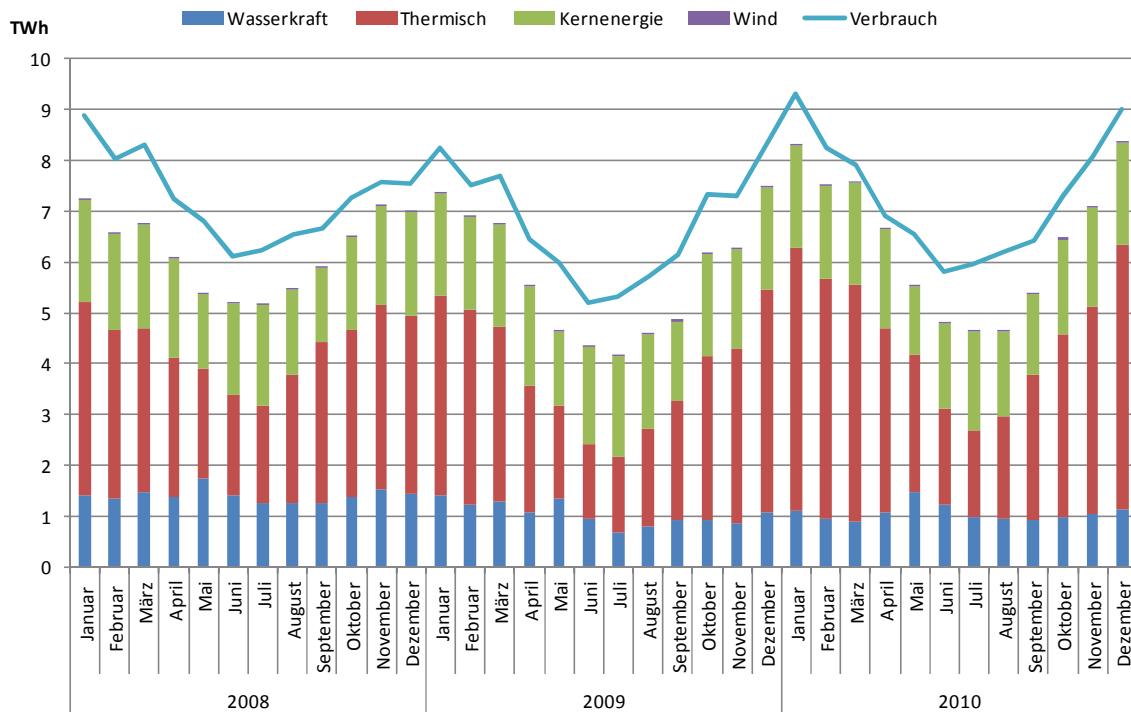


Abbildung 63: Finnische Stromerzeugung der Jahre 2008-2010, eigene Darstellung, Datenquelle: (Statistics Finland, 2012a)

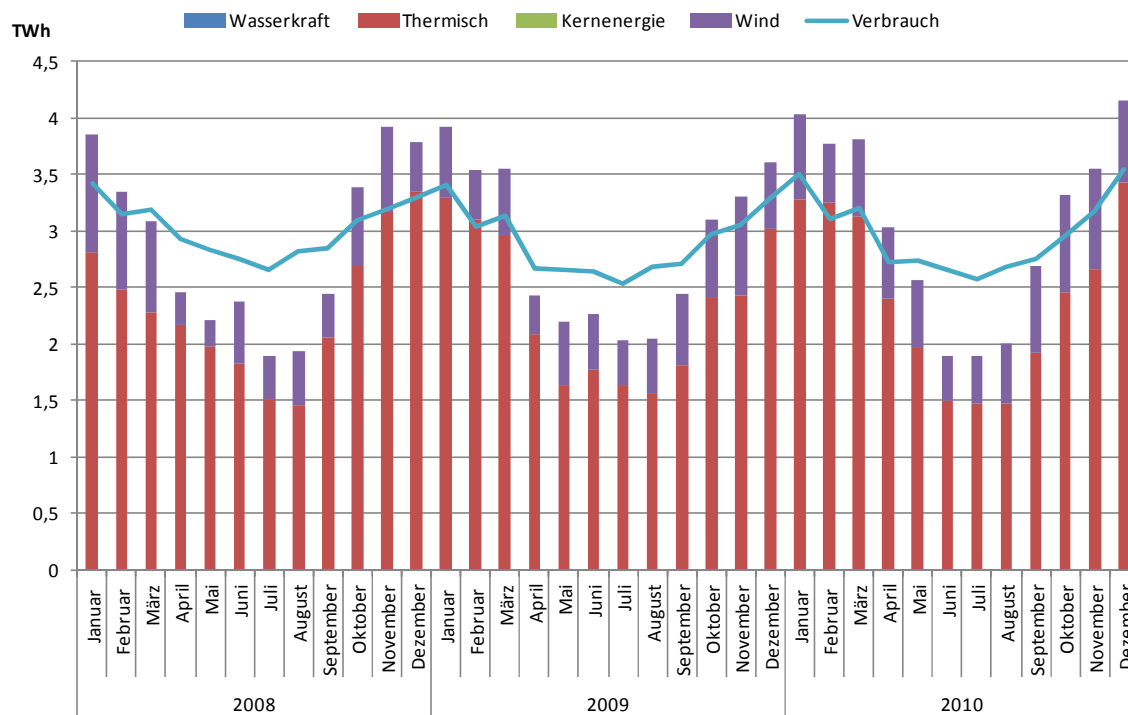


Abbildung 64: Gesamtdänische Stromerzeugung der Jahre 2008-2010, eigene Darstellung, Datenquelle: (Danish Energy Agency, 2012)

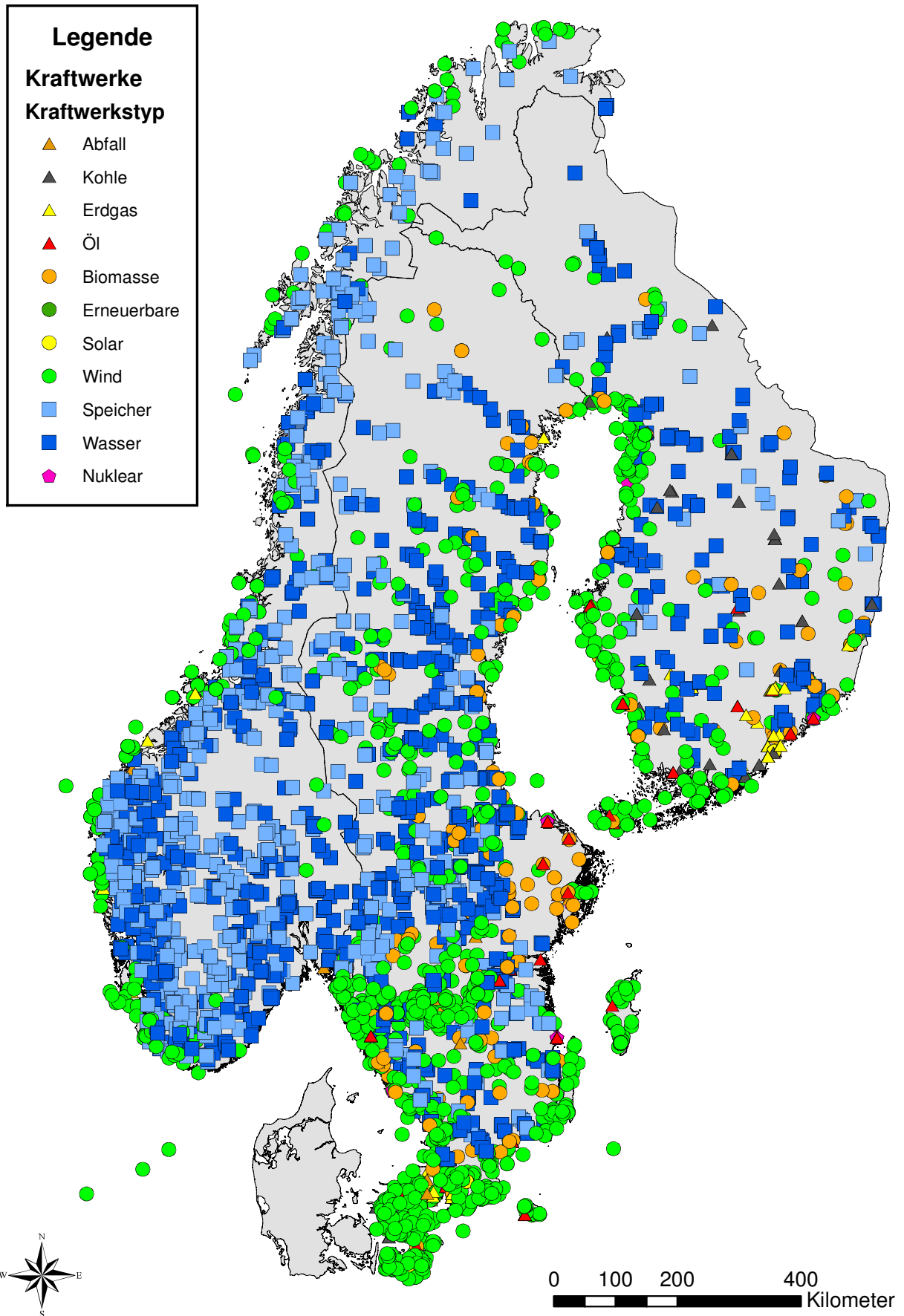


Abbildung 65: Skandinavischer Kraftwerkspark von 2012 mit geplantem Zubau, eigene Darstellung

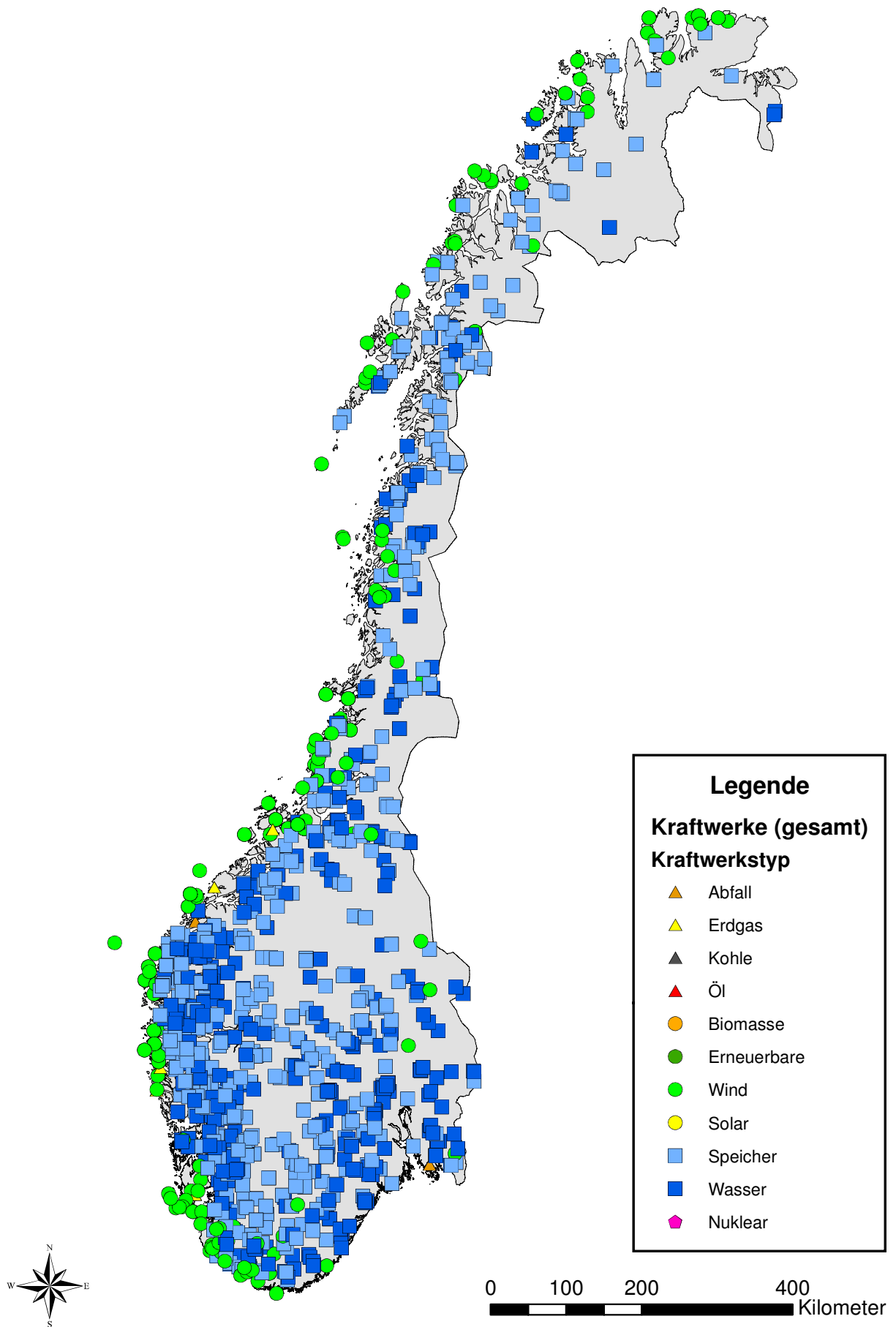


Abbildung 66: Kraftwerkspark in Norwegen von 2012 mit geplantem Zubau, eigene Darstellung

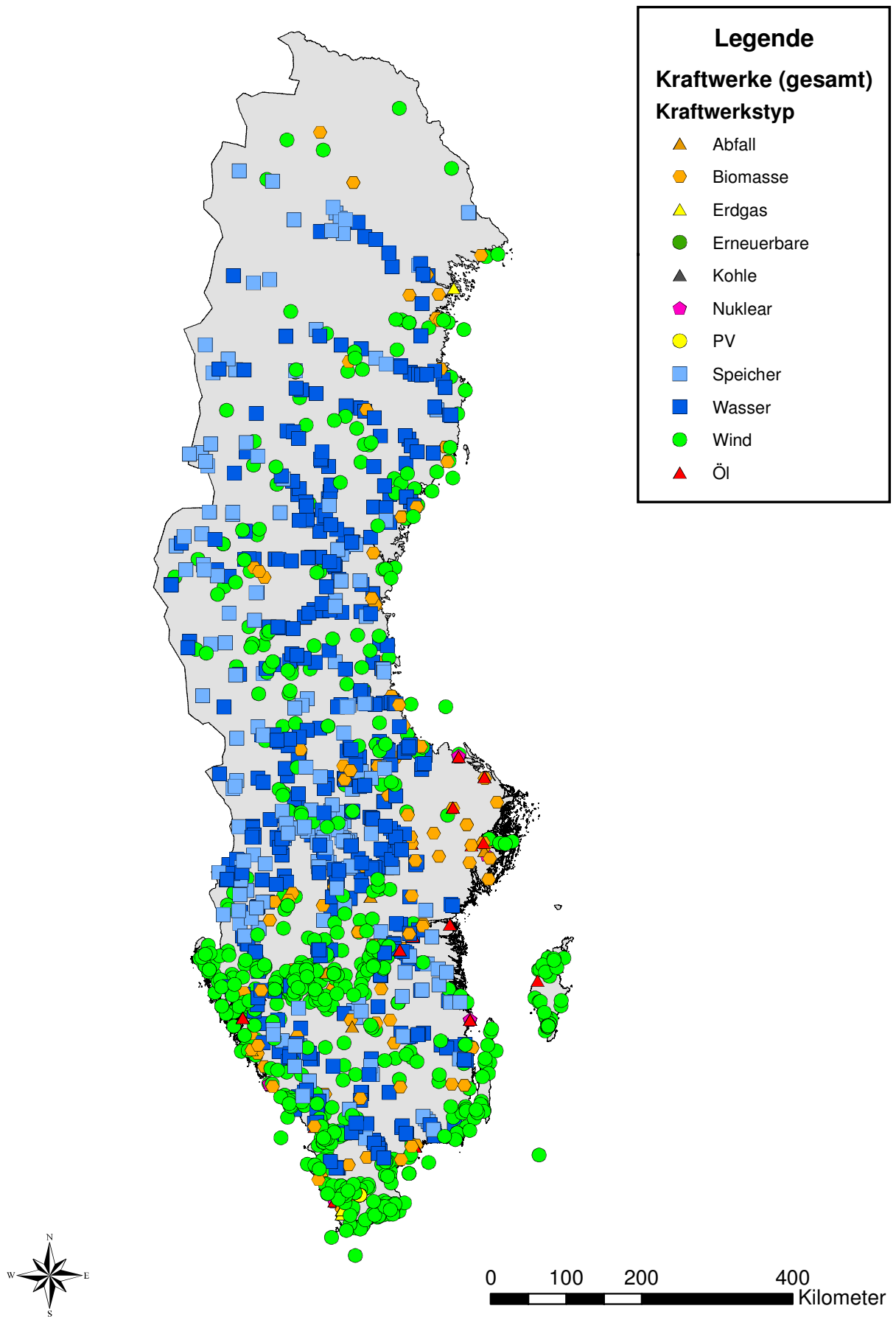


Abbildung 67: Kraftwerkspark in Schweden von 2012 mit geplantem Zubau, eigene Darstellung

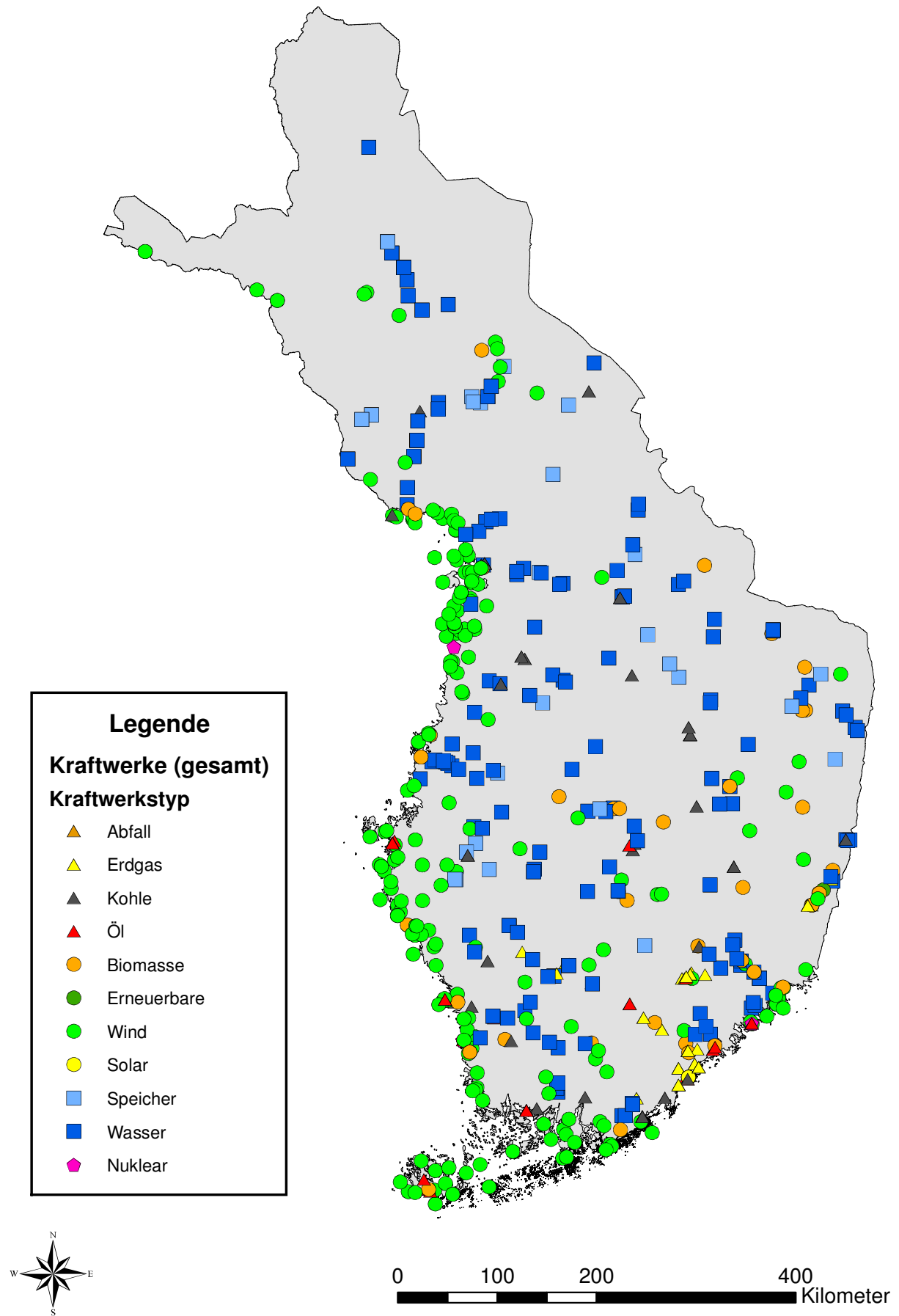


Abbildung 68: Kraftwerkspark in Finnland von 2012 mit geplantem Zubau, eigene Darstellung

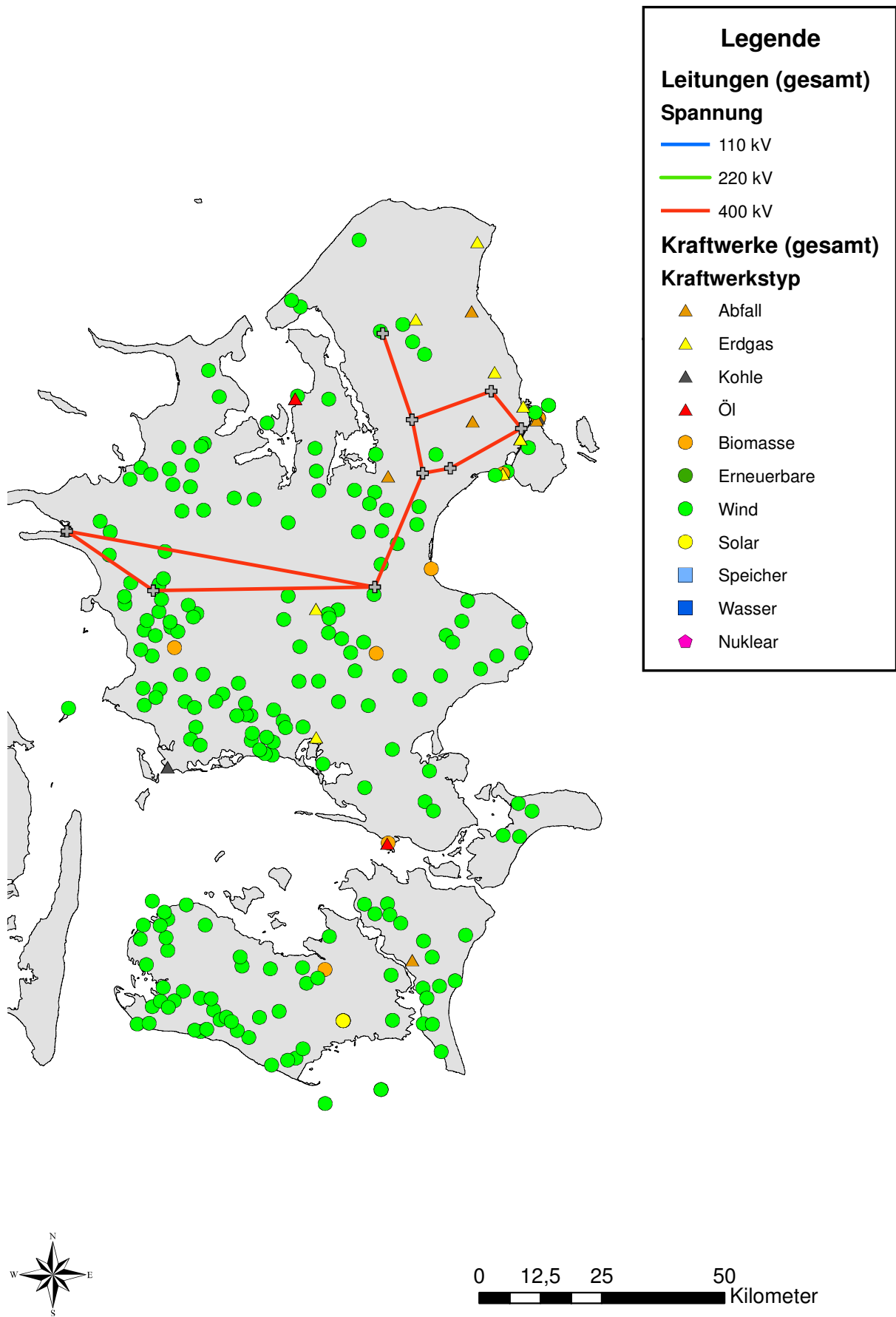


Abbildung 69: Kraftwerkspark und Netz in Dänemark von 2012 mit geplantem Zubau, eigene Darstellung



**Eastern Denmark DK2**

<b>Power station</b>	<b>Nominal capacity</b>	<b>Start of operation</b>
<b>Thermal power plants</b>	<b>MW</b>	<b>year</b>
Amagerværket Blok 1	70	2009
Amagerværket Blok 2	40	1972
Amagerværket Blok 3	263	1989
Asnæsværket Blok 2	147	1961
Asnæsværket Blok 4	270	1968
Asnæsværket Blok 5	640	1981
Avedøreværket Blok 1	263	1990
Avedøreværket Blok 2	540	2001
H.C. Ørsted Værket Sekt. 2	40	1954-65
H.C. Ørsted Værket Sekt. 7	75	1985
H.C. Ørsted Værket Sekt. 8	23	2003
Kyndbyværkets Blok 21	260	1974
Kyndbyværkets Blok 22	260	1976
Kyndbyværkets Blok 41	18	1973
Kyndbyværkets Blok 51+ 52	126	1973
Masnedøværkets Blok 31	70	1975
Svanemølleværkets Blok 1	20	1953-58
Svanemølleværkets Blok 7	60	1995
Stignæsværkets Blok 1	143	1966
Stignæsværkets Blok 2	264	1970
<b>Total thermal power plants</b>	<b>3.592</b>	
Østkraft	89	
<b>Total thermal power plants (including Østkraft)</b>	<b>3.681</b>	
<b>CHP district heating</b>	<b>634</b>	
<b>Wind power</b>	<b>961</b>	
<b>Total capacity</b>	<b>5.276</b>	

Abbildung 70: Kraftwerksliste für Ostdänemark aus dem Jahr 2012, Quelle: Nord Pool Spot

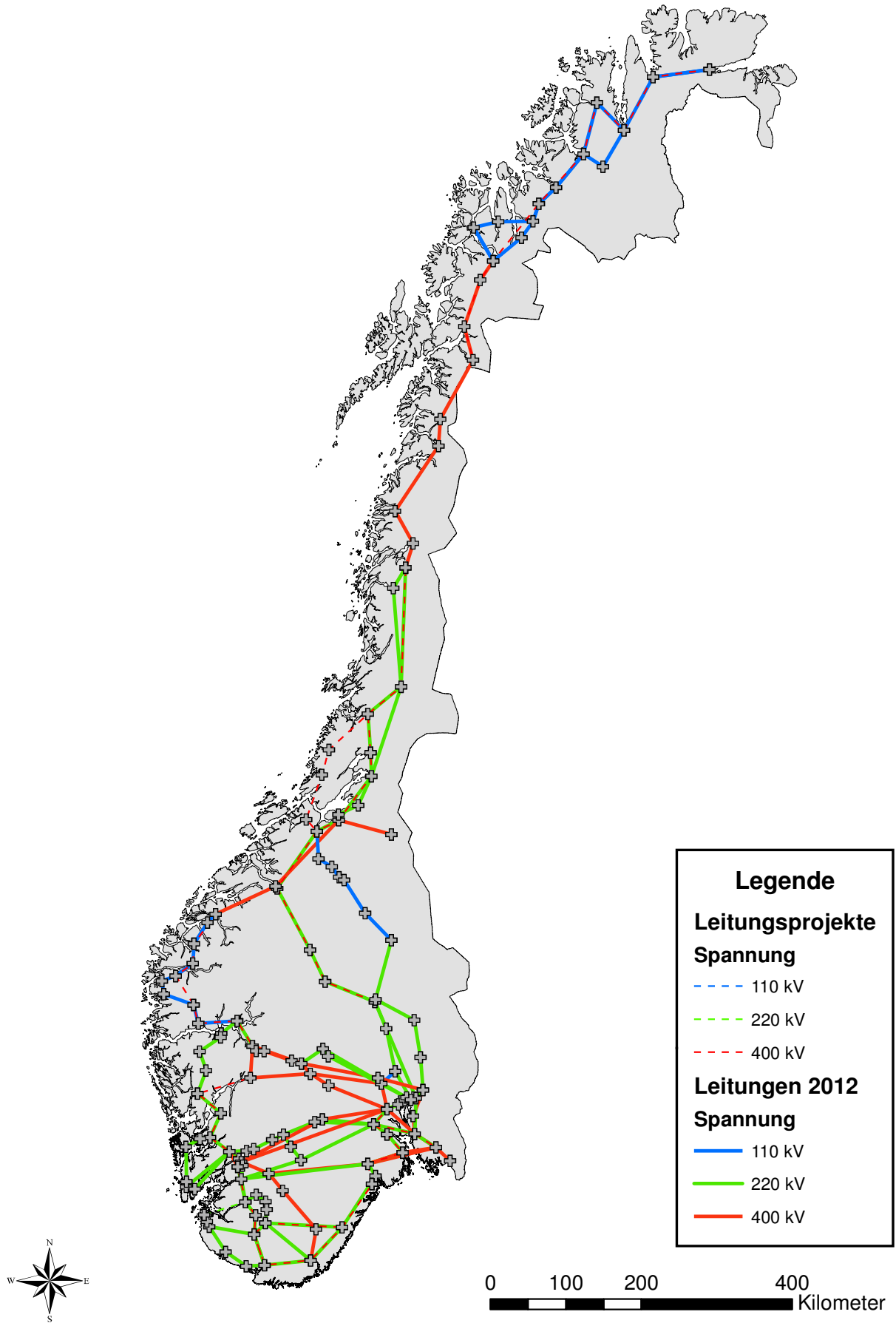


Abbildung 71: Netz und Leitungsprojekte in Norwegen, eigene Darstellung

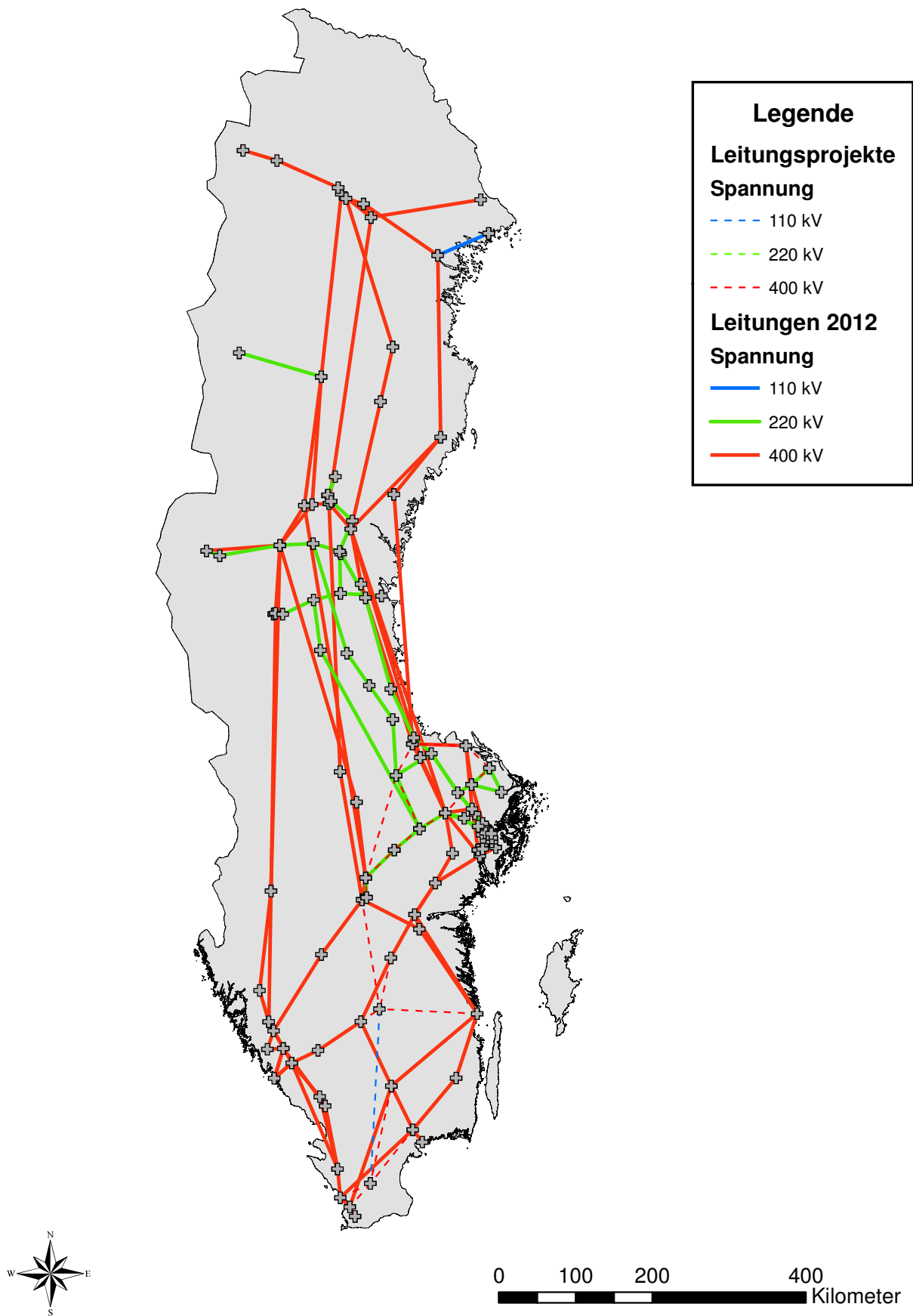


Abbildung 72: Netz und Leitungsprojekte in Schweden, eigene Darstellung

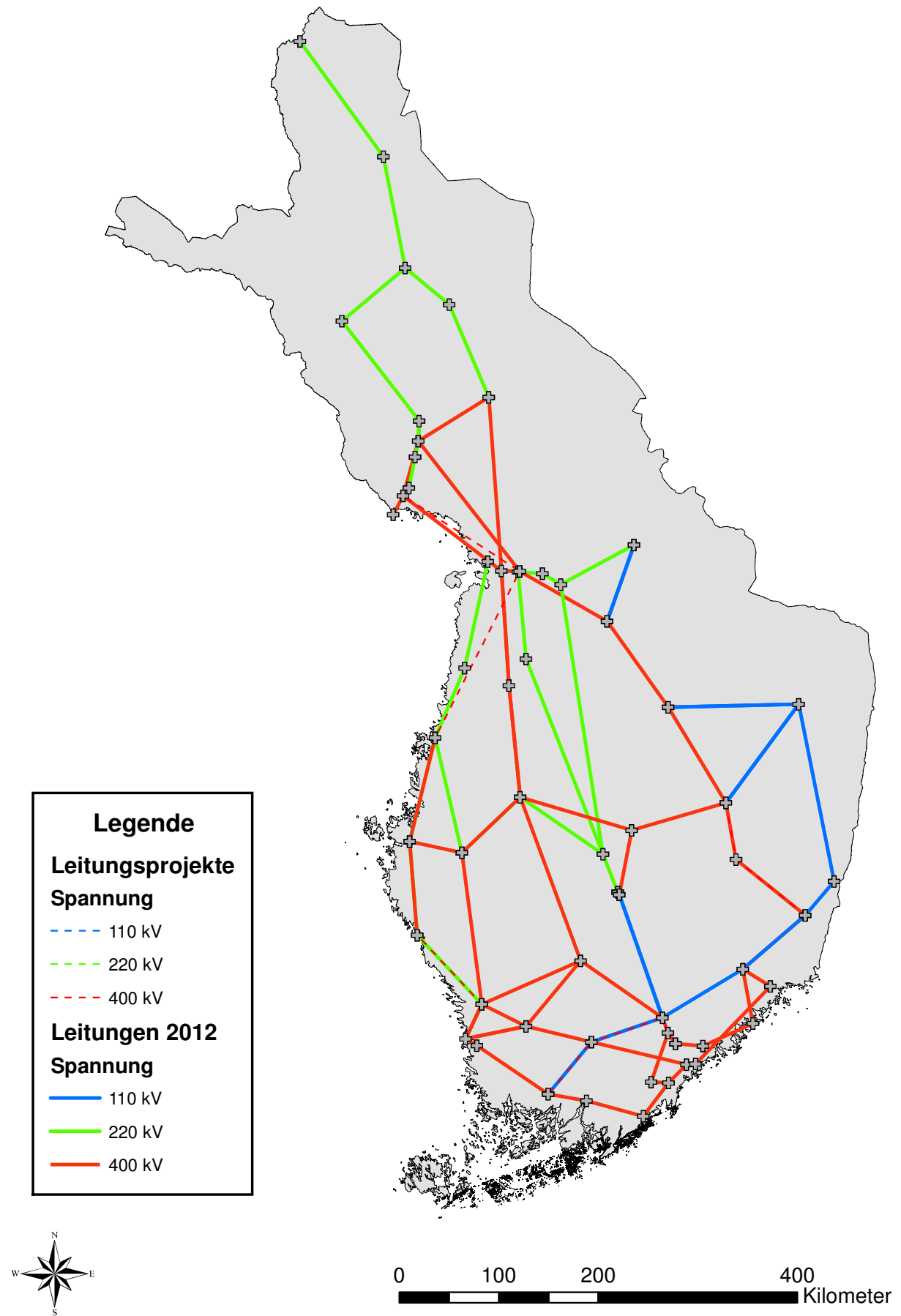


Abbildung 73: Netz und Leitungsprojekte in Finnland, eigene Darstellung

## 7 Verzeichnisse

### 7.1 Abkürzungsverzeichnis

APG	Austrian Power Grid (österreichischer Übertragungsnetzbetreiber)
AS	Aksjeselskap (norwegische GmbH)
ASA	Allmennaksjeselskap (norwegische AG)
ATC	Available Transfer Capacity
Benelux	Belgien, Niederlande, Luxemburg
CER	Internationales Emissionszertifikat
CfD	Contract for Difference
CHP	Combined Heat and Power (KWK)
CO <sub>2</sub>	Kohlendioxid
CWE	Central West Europe
DC	Direct Current (Gleichstrom)
DKK	Dänische Krone (1 DKK ~ 0,13 Euro)
EEX	European Energy Exchange (Strombörse in Leipzig)
EL-EX	Electricity Exchange (frühere finnische Strombörse)
EMCC	European Market Coupling Company
EMV	Energiamarkkinavirasto (finnische Wettbewerbsbehörde)
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators
EPEX	European Power Exchange (Europäische Strombörse)
EU	Europäische Union
EUA	EU Allowance (Emissionszertifikat für den EU-Emissionshandel)
GuD	Gas- und Dampfkraftwerk
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunden
HGÜ	Hochspannungs-Gleichspannungsübertragung
Hz	Hertz
ISO	Independent System Operator
ITO	Independend Transmission System Operator
ITVC	Interim tight volume capacity
IVO	Imatran Voima Oy (inzwischen Fortum)
km	Kilometer
KR	Konsumentenrente
kV	Kilovolt
kWh	Kilowattstunden
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung

MCP	Market Clearing Price
MCP	Market Clearing Price (Markträumungspreis)
MW	Megawatt
NCA	Norwegian Competition Authority (norwegische Wettbewerbsbehörde)
NOK	Norwegische Krone (1 NOK ~ 0,13 Euro)
NTC	Net Transfer Capacity (Übertragungskapazität abzüglich Sicherheitsmarge)
nTPA	Negotiated Third Party Access
NUTEK	Närings- och teknikutvecklingsverket (Schwedens Zentralamt für Wirtschaftliches und Regionales Wachstum)
NVE	Norwegian Water Resources and Energy Directorate
ØRE	1 Norwegische Krone entspricht 100 ØRE
OTC	Over the Counter (bilaterales Geschäft)
OY	Osakeyhtiö (finnische GmbH)
PJM	Pennsylvania, New Jersey, Maryland (regionales Elektrizitätssystem, RTO)
PR	Produzentenrente
PVO	Pohjolan Voima Oy (finnischer Energieerzeuger)
RAV	Regelarbeitsvermögen
RES	Renewable Energy Source (Erneuerbarer Energieträger)
rTPA	Regulated Third Party Access
SEK	Schwedische Krone (1 SEK ~ 0,12 Euro)
SF	Statsforetak (staatliche Unternehmen in Norwegen)
TSO	Transmission System Operator
TTC	Total Transfer Capacity (Gesamte Übertragungskapazität einer Leitung)
TVS	Teollisuuden voimansiirto
TWh	Terawattstunden
TYNDP	Ten Year Net Development Plan (Netzentwicklungsplan der ENTSO-E)
UKPX	United Kingdom Power Exchange (heute: APX Power UK)
VK	Variable Kosten
ZP	Zonenpreis

## 7.2 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Marktdiagramme zur Wohlfahrtsökonomie, eigene Darstellung in Anlehnung an (Lorenz, 2011).....	2
Abbildung 2: Schematische Darstellung der Preisbildung, Quelle: (Tyma, et al., 2010 S. 1) .....	6
Abbildung 3: Der norwegische Elektrizitätssektor vor der Liberalisierung, eigene Darstellung in Anlehnung an (Rud, 2009 S. 18).....	7
Abbildung 4: Investitionen in Erzeugungskapazitäten von 1970-1997, Quelle: (Bye, et al., 1998 S. 5) .	8
Abbildung 5: Marktpreise vor der Liberalisierung, Quelle: (Wangensteen, 2012 S. 106) .....	9
Abbildung 6: Struktur der norwegischen Elektrizitätswirtschaft nach 1990, eigene Darstellung in Anlehnung an (Rud, 2009 S. 24).....	12
Abbildung 7: Arten der Unbundling-Umsetzung im Übertragungsnetz, Quelle: (Riechmann, 2009 S. 8) .....	13
Abbildung 8: Anreizregulierung mittels Ertragsobergrenze, eigene Darstellung in Anlehnung an (Wangensteen, 2012 S. 324).....	16
Abbildung 9: Lokale Energieversorgung mit einem und mehreren Anbietern, Quelle: (Jonassen, 1998 S. 7) .....	17
Abbildung 10: Entwicklung der Strompreise nach der Marktreform von 1991, Quelle: (Johnsen, 2004 S. 15) .....	18
Abbildung 11: Geographische Abhängigkeit der Netztarife, Quelle: (Wangensteen, 2012 S. 246-247) .....	24
Abbildung 12: Entwicklung der Strompreise nach der Marktreform von 1996, Quelle: (Johnsen, 2008 S. 10) .....	25
Abbildung 13: Eigentumsstruktur des skandinavischen Börsenbetreibers, Quelle: (Nord Pool Spot, 2013a).....	33
Abbildung 14: Konzept des skandinavischen Strommarktes, Quelle: (Oksanen, 2012 S. 9) .....	35
Abbildung 15: Marktgebiete des Elspothandels im Nord Pool, Quelle: (Nord Pool Spot, 2013a S. 9) .	36
Abbildung 16: Theoretische Marktpreisermittlung und reales Beispiel, Quelle: (Nord Pool Spot, 2012c; Nord Pool Spot, 2012d) .....	37
Abbildung 17: Theoretische Preisermittlung mittels Merit-Order, eigene Darstellung in Anlehnung an (Nord Pool Spot, 2012b).....	38
Abbildung 18: Beispiel für ein preisunabhängiges (oben) und ein preisabhängiges Gebot (unten), Quelle: (Nord Pool Spot, 2012e) .....	39
Abbildung 19: Bestimmung des Systempreises und des Zonenpreises, Quelle: (Nord Pool Spot, 2012i) .....	43
Abbildung 20: Funktionsprinzip des „Curtailments“, Quelle: (Nord Pool Spot, 2012j) .....	44
Abbildung 21: Zonenaufteilung des Nord Pools, Quelle: (Nord Pool Spot, 2012k).....	45
Abbildung 22: Beispiel für die Lastabdeckung eines Energieversorgers, Quelle: (Ulbig, 2010 S. 12-13) .....	49
Abbildung 23: Marktgebiete des Elbashandels im Nord Pool, Quelle: (Nord Pool Spot, 2013a).....	50
Abbildung 24: Wöchentlicher Settlementzyklus am Elspot (oben) und Elbas (unten), eigene Darstellung in Anlehnung an (Nord Pool Spot, 2012s) .....	51
Abbildung 25: Merit Order der Gebote am Regelenergiemarkt, Quelle: (Nord Pool Spot, 2012u S. 6)	53
Abbildung 26: Beispiel der Preisabsicherung durch ein Derivat, eigene Darstellung .....	57
Abbildung 27: Beispiel des Settlements für einen Futurevertrag, Quelle: (NASDAQ OMX, 2012 S. 9) .....	59
Abbildung 28: Beispiel des Settlements für einen Forwardvertrag, Quelle: (NASDAQ OMX, 2012 S. 12).....	60
Abbildung 29: Preisabsicherung durch Optionen, Quelle: (NASDAQ OMX, 2012 S. 16).....	61
Abbildung 30: Beispiel des Settlements für einen CfD, Quelle: (NASDAQ OMX, 2012 S. 14).....	62
Abbildung 31: Settlement eines CfD für unterschiedliche Zonenpreise, Quelle: (NASDAQ OMX, 2012 S. 15) .....	63
Abbildung 32: Tagesablauf für das Market Coupling von EMCC, Quelle: (Böttcher, 2011) .....	64



Abbildung 33: Funktionsprinzip des Simulationsprogramms ATLANTIS, Quelle: (Stigler, et al., 2012)	67
Abbildung 34: Derzeit modellierte Kraftwerke und Übertragungsnetz in ATLANTIS, Quelle: (Stigler, 2010)	68
Abbildung 35: Bevölkerungsverteilung Norwegens, Quelle: (Statistisk sentralbyrå, 2012c)	69
Abbildung 36: Industrieverteilung Norwegens, Quelle: (University of Texas Libraries, 1971)	69
Abbildung 37: Aufteilung des Stromverbrauchs in Norwegen, Quelle: (Statistisk sentralbyrå, 2012d)	69
Abbildung 38: Bevölkerungsverteilung Schwedens, Quelle: (Statistiska centralbyrån, 2012a S. 65)	70
Abbildung 39: Industrieverteilung Schwedens, Quelle: (University of Texas Libraries, 1973)	70
Abbildung 40: Aufteilung des Stromverbrauchs in Schweden, Quelle: (Statistiska centralbyrån, 2013)	71
Abbildung 41: Bevölkerungsverteilung Finnlands, Quelle: (Statistics Finland, 2012b)	71
Abbildung 42: Industrieverteilung Finnland, Quelle: (University of Texas Libraries, 1969)	71
Abbildung 43: Aufteilung des Stromverbrauchs in Finnland, Quelle: (Statistics Finland, 2012b)	72
Abbildung 44 Industrieverteilung Dänemark, Quelle: (University of Texas Libraries, 1974)	72
Abbildung 45: Aufteilung des Stromverbrauchs in Dänemark, Quelle: (Statistics Denmark, 2012)	73
Abbildung 46: Erzeugung und Verbrauch in Skandinavien von 2008-2010, eigene Darstellung, Datenquelle: (Statistisk sentralbyrå, 2011a; Statistiska centralbyrån, 2012d; Statistics Finland, 2012a; Danish Energy Agency, 2012)	74
Abbildung 47: Skandinavischer Kraftwerkspark von 2006 (links) und 2012 (rechts), eigene Darstellung	76
Abbildung 48: Kraftwerkspark in Norwegen von 2006 (links) und 2012 (rechts), eigene Darstellung	77
Abbildung 49: Vergleich Modelldaten und ENTSO-E, eigene Darstellung, Datenquelle: (ENTSO-E, 2012b)	78
Abbildung 50: Installierte Leistung [MW] der wichtigsten Unternehmen im Modell, eigene Darstellung	79
Abbildung 51: Kraftwerkspark in Schweden von 2006 (links) und 2012 (rechts), eigene Darstellung	80
Abbildung 52: Vergleich Modelldaten und ENTSO-E, eigene Darstellung, Datenquelle: (ENTSO-E, 2012b)	81
Abbildung 53: Installierte Leistung [MW] der wichtigsten Unternehmen im Modell, eigene Darstellung	82
Abbildung 54: Kraftwerkspark in Finnland von 2006 (links) und 2012 (rechts), eigene Darstellung	83
Abbildung 55: Vergleich Modelldaten und ENTSO-E, eigene Darstellung, Datenquelle: (ENTSO-E, 2012b)	84
Abbildung 56: Installierte Leistung [MW] der wichtigsten Unternehmen im Modell, eigene Darstellung	85
Abbildung 57: Kraftwerkspark in Ostdänemark von 2006 (links) und 2012 (rechts), eigene Darstellung	86
Abbildung 58: Das skandinavische Übertragungsnetz von 2010, Quelle: (Fingrid, 2010)	88
Abbildung 59: Modell des skandinavischen Übertragungsnetzes mit Hervorhebung der systemrelevanten Leitungsprojekte bis 2020, eigene Darstellung	89
Abbildung 60: Wasserkrafterzeugung der Jahre 2011 und 2012, sowie Stromverbrauch des Jahres 2012 in Österreich, eigene Darstellung, Datenquelle: (E-Control, 2013)	96
Abbildung 61: Norwegische Stromerzeugung der Jahre 2008-2010, eigene Darstellung, Datenquelle: (Statistisk sentralbyrå, 2011a)	96
Abbildung 62: Schwedische Stromerzeugung der Jahre 2008-2010, eigene Darstellung, Datenquelle: (Statistiska centralbyrån, 2012d)	97
Abbildung 63: Finnische Stromerzeugung der Jahre 2008-2010, eigene Darstellung, Datenquelle: (Statistics Finland, 2012a)	97
Abbildung 64: Gesamtdänische Stromerzeugung der Jahre 2008-2010, eigene Darstellung, Datenquelle: (Danish Energy Agency, 2012)	98
Abbildung 65: Skandinavischer Kraftwerkspark von 2012 mit geplantem Zubau, eigene Darstellung	99
Abbildung 66: Kraftwerkspark in Norwegen von 2012 mit geplantem Zubau, eigene Darstellung	100
Abbildung 67: Kraftwerkspark in Schweden von 2012 mit geplantem Zubau, eigene Darstellung	101

Abbildung 68: Kraftwerkspark in Finnland von 2012 mit geplantem Zubau, eigene Darstellung.....	102
Abbildung 69: Kraftwerkspark und Netz in Dänemark von 2012 mit geplantem Zubau, eigene Darstellung .....	103
Abbildung 70: Kraftwerksliste für Ostdänemark aus dem Jahr 2012, Quelle: Nord Pool Spot .....	104
Abbildung 71: Netz und Leitungsprojekte in Norwegen, eigene Darstellung .....	105
Abbildung 72: Netz und Leitungsprojekte in Schweden, eigene Darstellung.....	106
Abbildung 73: Netz und Leitungsprojekte in Finnland, eigene Darstellung.....	107

### 7.3 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Anteil an der Engpassabgabe für die ÜNB im Jahr 2007, Quelle: (Nord Pool Spot, 2012m)	45
Tabelle 2: Anteil an der Regelleistung für das Jahr 2006, Quelle: (Kristiansen, 2007)	52
Tabelle 3: Installierte Leistung in Norwegen, eigene Darstellung, Datenquelle: (ENTSO-E, 2012b)	79
Tabelle 4: Installierte Leistung in Schweden, eigene Darstellung, Datenquelle: (ENTSO-E, 2012b)	82
Tabelle 5: Installierte Leistung in Finnland, eigene Darstellung, Datenquelle: (ENTSO-E, 2012b)	85
Tabelle 6: Installierte Leistung in Ostdänemark, eigene Darstellung	87
Tabelle 7: Aufteilung der gemessenen Leitungslänge auf die jeweiligen Länder	90
Tabelle 8: Installierte Leistung, Erzeugung und Reserven in Schweden von 1960 bis 1990, Quelle: (Hjalmarsson, 1996 S. 154)	95

## 7.4 Literaturverzeichnis

**Amundsen, Eirik S. und Bergman, Lars. 2007.** Integration of multiple national markets for electricity: The case of Norway and Sweden. [Buchverf.] Nicky France. *Energy Policy*. s.l. : Elsevier Ltd., 2007, S. 3383-3394.

**Andersson, Monica und Thörnqvist, Christer. 2006.** www.pique.at. [Online] November 2006. [http://www.pique.at/reports/pubs/PIQUE\\_CountryReports\\_Electricity\\_Sweden\\_February2007.pdf](http://www.pique.at/reports/pubs/PIQUE_CountryReports_Electricity_Sweden_February2007.pdf).

**Aura Energy. 2011.** www.auraenergy.com. [Online] 8. Dezember 2011. [Zitat vom: 28. März 2012.] [http://www.auraenergy.com.au/assets/Aura\\_Dec\\_2011\\_-\\_Patersons\\_copy\\_1.pdf](http://www.auraenergy.com.au/assets/Aura_Dec_2011_-_Patersons_copy_1.pdf).

**Barroso, Luiz A., et al. 2005.** <http://ieeexplore.ieee.org>. [Online] 2005. <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=1532720>.

**Böttcher, Enno. 2011.** www.energiedialog.com. [Online] 2011. [http://www.energiedialog.com/index.php/veroeffentlichungen-25.html?file=tl\\_files/website/vivien/1101\\_EMW\\_Integrierter%20europaeischer%20Strommarkt.pdf](http://www.energiedialog.com/index.php/veroeffentlichungen-25.html?file=tl_files/website/vivien/1101_EMW_Integrierter%20europaeischer%20Strommarkt.pdf).

**Bundesnetzagentur. 2009.** www.bundesnetzagentur.de. [Online] 2009. [http://www.bundesnetzagentur.de/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/BK7/Kapazitaetsmanagements\\_Gasmarkt/KEMA-Gutachten.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/BK7/Kapazitaetsmanagements_Gasmarkt/KEMA-Gutachten.pdf?__blob=publicationFile).

**Bye, Torstein und Halvorsen, Bente. 1998.** www.ssb.no. [Online] August 1998. [Zitat vom: 29. August 2012.] <http://www.ssb.no/oa/0898/halvorsen.pdf>.

**Bye, Torstein und Hope, Einar. 2005.** www.sub.uni-hamburg.de. [Online] September 2005. [Zitat vom: 31. August 2012.] <http://cosmic.rz.uni-hamburg.de/webcat/hwwa/edok06/no10t/dp433.pdf>.

**Casey, Zoe. 2012.** www.ewea.org. [Online] 2012. <http://www.ewea.org/blog/2012/07/denmark-50-wind-powered-electricity-by-2020/>.

**Crastan, Valentin. 2008.** *Elektrische Energieversorgung 2*. Berlin : Springer, 2008. 978-3-540-70882-7.

**Danish Energy Agency. 2012.** www.ens.dk. [Online] 2012. [http://www.ens.dk/da-DK/Info/TalOgKort/Statistik\\_og\\_noegletal/Maanedsstatistik/Documents/EI-maanedsstatistik.xls](http://www.ens.dk/da-DK/Info/TalOgKort/Statistik_og_noegletal/Maanedsstatistik/Documents/EI-maanedsstatistik.xls).

**Dong Energy. 2012.** ipaper.ipapercms.dk. [Online] 2012. <http://ipaper.ipapercms.dk/DONGENERGY/Internet/UK/ThermalPower/STVbrochure2012UK/>.

**EasyTrans.org. 2012.** www.easytrans.org. [Online] 2012. <http://www.easytrans.org/?q=samkj%F8re+>.

**E-Control. 2013.** www.e-control.at. [Online] 2013. <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/betriebsstatistik/betriebsstatistik2012>.

**ENTSO-E. 2012b.** www.entsoe.eu. [Online] 2012b. [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/publications/entsoe/Statistical\\_Yearbook/SYB\\_2011/121216\\_SYB\\_2011\\_final.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Statistical_Yearbook/SYB_2011/121216_SYB_2011_final.pdf).

—. **2012c.** www.entsoe.eu. [Online] 2012c. <https://www.entsoe.eu/about-entso-e/a-proud-history/nordel/>.

—. **2010.** www.entsoe.eu. [Online] 2010. www.entsoe.eu.

—. **2012a.** www.nordpoolspot.com. [Online] März 2012a. [http://www.nordpoolspot.com/Global/Download%20Center/TSO/entsoe\\_Principles%20for-determining-the-transfer-capacities-20120328.pdf](http://www.nordpoolspot.com/Global/Download%20Center/TSO/entsoe_Principles%20for-determining-the-transfer-capacities-20120328.pdf).

- EPEX Spot. 2013.** www.epexspot.com. [Online] 2013.  
[http://static.epexspot.com/document/21281/2013-01-08\\_EPEX%20SPOT\\_2012\\_Annual\\_Press\\_Release.pdf](http://static.epexspot.com/document/21281/2013-01-08_EPEX%20SPOT_2012_Annual_Press_Release.pdf).
- **2010.** www.epexspot.com. [Online] 2010. [http://www.epexspot.com/de/presse/press-archive/details/press/Ein\\_entscheidender\\_Schritt\\_zum\\_einheitlichen\\_europ\\_ischen\\_Strommarkt](http://www.epexspot.com/de/presse/press-archive/details/press/Ein_entscheidender_Schritt_zum_einheitlichen_europ_ischen_Strommarkt).
- Europäische Kommission. 2010.** ec.europa.eu. [Online] 2010.  
[http://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec\\_docs/39351/39351\\_1222\\_2.pdf](http://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec_docs/39351/39351_1222_2.pdf).
- **2009.** ec.europa.eu. [Online] 2009. [http://ec.europa.eu/clima/publications/docs/ets\\_de.pdf](http://ec.europa.eu/clima/publications/docs/ets_de.pdf).
- **2012.** ec.europa.eu. [Online] 2012.  
[http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/monitoring/docs/gd3\\_biomass\\_issues\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/monitoring/docs/gd3_biomass_issues_en.pdf).
- Fingrid. 2010.** www.fingrid.fi. [Online] 2010.  
<http://www.fingrid.fi/en/powersystem/general%20description/Nordic%20power%20system%20and%20interconnections%20with%20other%20systems/Pages/default.aspx>.
- Hjalmarsson, Erik. 2000.** gupea.ub.gu.se. [Online] Juli 2000.  
<https://gupea.ub.gu.se/bitstream/2077/2838/1/gunwpe0028.pdf>.
- Hjalmarsson, Lennart. 1996.** From club-regulation to market competition in the Scandinavian electricity supply industry. [Buchverf.] Richard J. Gilbert und Edward P. Kahn. *International Comparisons of Electricity Regulation*. England : Cambridge University Press, 1996, S. 126-178.
- Holler, Johannes und Habermellner, Maria. 2006.** www.e-control.at. [Online] Juni 2006. [http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/WP%2017\\_Gro%C3%83%C2%9Fhandelsmarkt\\_pdf.pdf](http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/WP%2017_Gro%C3%83%C2%9Fhandelsmarkt_pdf.pdf).
- INTPOW. 2012.** www.intpow.no. [Online] 2012.  
<http://www.intpow.no/ext/ver2/uploads/Offshore%20Wind%20Norway%20-%20Market%20and%20Supply%20Chain%202012.pdf>.
- IPCC. 2006.** www.ipcc-nggip.iges.or.jp. [Online] 2006. [http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/0\\_Overview/V0\\_2\\_Glossary.pdf](http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/0_Overview/V0_2_Glossary.pdf).
- Iten, Karl. 2009a.** www.iten-online.ch. [Online] April 2009a. [Zitat vom: 20. März 2012.]  
<http://www.iten-online.ch/klima/europa/schweden/karesuando.htm>.
- **2009b.** www.iten-online.ch. [Online] April 2009b. [Zitat vom: 20. März 2012.] <http://www.iten-online.ch/klima/europa/schweden/oestersund.htm>.
- **2009c.** www.iten-online.ch. [Online] April 2009c. [Zitat vom: 20. März 2012.] <http://www.iten-online.ch/klima/europa/schweden/malmoe.htm>.
- Johnsen, Tor Arnt. 2004.** www.bi.edu. [Online] November 2004. <http://www.bi.edu/ceeFiles/Pres-Harv-Reps-171104-2.pdf>.
- **2008.** www.vaasaemg.com. [Online] 2008. <http://www.vaasaemg.com/pdf/Johnsen-Olsen.pdf>.
- Jonassen, Torfinn. 1998.** www.nve.no. [Online] Dezember 1998.  
[http://www.nve.no/Global/Kraftmarked/market\\_access\\_report.pdf?epslanguage=en](http://www.nve.no/Global/Kraftmarked/market_access_report.pdf?epslanguage=en).
- Knudsen, Jørgen Kjetil und Ruud, Audun. 2011.** www.sintef.no. [Online] 2011.  
<http://www.sintef.no/upload/642BCd01.pdf>.

**Kristiansen, Tarjei. 2007.** The Nordic approach to market-based provision of ancillary services. [Buchverf.] Nicky France. *Energy Policy*. s.l. : Elsevier Ltd., 2007.

**Lilliestam, Johan. 2007.** www.supersmartgrid.net. [Online] August 2007. [Zitat vom: 24. Juli 2012.] <http://www.supersmartgrid.net/wp-content/uploads/2008/06/lilliestam-2007-the-creation-of-the-pan-nordic-electricity-market.pdf>.

**Linnet, Úlfar. 2005.** www2.imm.dtu.dk. [Online] 2005. [http://www2.imm.dtu.dk/pubdb/views/edoc\\_download.php/3969/pdf/imm3969.pdf](http://www2.imm.dtu.dk/pubdb/views/edoc_download.php/3969/pdf/imm3969.pdf).

**Lorenz, Wilhelm. 2011.** www.mikrooekonomie.de. [Online] 2011. [Zitat vom: 22. September 2012.] <http://www.mikrooekonomie.de/Einfuehrung/Das%20Marktgleichgewicht.htm>.

**Lövgren, Lars. 2003.** www.acc.umu.se. [Online] 2003. <http://www.acc.umu.se/~widmark/lwdamsde.html>.

**Mandl, Ulrike. 2005.** www.bmf.gv.at. [Online] Mai 2005. [Zitat vom: 30. März 2012.] [http://m.bmf.gv.at/Publikationen/Downloads/WorkingPapers/WP\\_5\\_2005.pdf](http://m.bmf.gv.at/Publikationen/Downloads/WorkingPapers/WP_5_2005.pdf).

**Mawson Resources. 2010.** www.mawsonresources.com. [Online] 10. Juli 2010. [Zitat vom: 28. März 2012.] [http://www.mawsonresources.com/s/Uranium\\_Exploration\\_Mining\\_Facts.asp](http://www.mawsonresources.com/s/Uranium_Exploration_Mining_Facts.asp).

**Middtun, Atle. 1997.** Chapter IV - The Norwegian, Swedish and Finnish Reforms: Competitive Public Capitalism and the Emergence of the Nordic Internal Market. *European Electricity Systems in Transition*. Amsterdam : Elsevier New York, 1997.

**Ministry of the Environment Sweden. 2009.** www.sweden.gov.se. [Online] Dezember 2009. [Zitat vom: 20. März 2012.] <http://www.sweden.gov.se/content/1/c6/13/97/46/73e96e20.pdf>.

**NASDAQ OMX. 2012.** www.nasdaqomx.com. [Online] 2012. [http://www.nasdaqomx.com/digitalAssets/78/78847\\_tradefinancialmarket.pdf](http://www.nasdaqomx.com/digitalAssets/78/78847_tradefinancialmarket.pdf).

—. **2012.** www.nasdaqomx.com. [Online] 2012. <http://www.nasdaqomx.com/commodities>.

—. **2013.** www.nasdaqomx.com/. [Online] 2013. [http://www.nasdaqomx.com/digitalAssets/83/83467\\_2012decembernomxcn2exentdwh.pdf](http://www.nasdaqomx.com/digitalAssets/83/83467_2012decembernomxcn2exentdwh.pdf).

**Nord Pool ASA. 2004.** www.ieee.hr. [Online] April 2004. [http://www.ieee.hr/\\_download/repository/Nord%20Pool%20Spot%20Market.pdf](http://www.ieee.hr/_download/repository/Nord%20Pool%20Spot%20Market.pdf).

**Nord Pool Spot. 2012.** <http://www.nordpoolspot.com/>. [Online] 2012. <http://www.nordpoolspot.com/>.

—. **2012b.** www.nordpoolspot.com. [Online] 2012b. <http://www.npspot.com/How-does-it-work/The-market-members/Producers/>.

—. **2012c.** www.nordpoolspot.com. [Online] Mai 2012c. [http://www.nordpoolspot.com/Global/Download%20Center%20Market%20Data/Market%20Cross%20Points%20curve%20report/MCP\\_Curve\\_Report\\_29-05-2012%2000\\_00\\_00.xls](http://www.nordpoolspot.com/Global/Download%20Center%20Market%20Data/Market%20Cross%20Points%20curve%20report/MCP_Curve_Report_29-05-2012%2000_00_00.xls).

—. **2013a.** www.nordpoolspot.com. [Online] Jänner 2013a. [http://www.nordpoolspot.com/Global/Download%20Center/Annual-report/Nord-Pool-Spot\\_Europes-leading-power-markets\\_Jan2013.pdf](http://www.nordpoolspot.com/Global/Download%20Center/Annual-report/Nord-Pool-Spot_Europes-leading-power-markets_Jan2013.pdf).

—. **2013b.** www.nordpoolspot.com. [Online] Jänner 2013b. <http://www.nordpoolspot.com/TAS/Day-ahead-market-Elspot/Members-at-Elspot-and-Elbas/>.

—. **2012d.** www.nordpoolspot.com. [Online] 2012d. <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Day-ahead-market-Elspot-/>.

- **2011.** www.nordpoolspot.com. [Online] Mai 2011. <http://www.nordpoolspot.com/Message-center-container/Exchange-list/2011/05/No-332011---/>.
- **2005.** www.nordpoolspot.com. [Online] Dezember 2005. [http://www.nordpoolspot.com/Global/Archive/ExchangeInformation/2005-81\\_81-05%20Bids.pdf](http://www.nordpoolspot.com/Global/Archive/ExchangeInformation/2005-81_81-05%20Bids.pdf).
- **2012e.** www.nordpoolspot.com. [Online] 2012e. <http://www.nordpoolspot.com/TAS/Day-ahead-market-Elspot/Order-types/Hourly-bid/>.
- **2012f.** www.nordpoolspot.com. [Online] 2012f. <http://www.nordpoolspot.com/TAS/Day-ahead-market-Elspot/Order-types/Block-bid/>.
- **2012g.** www.nordpoolspot.com. [Online] 2012g. <http://www.nordpoolspot.com/TAS/Day-ahead-market-Elspot/Order-types/Flexible-hourly-bid/>.
- **2012h.** www.nordpoolspot.com. [Online] 2012h. <http://www.nordpoolspot.com/TAS/Day-ahead-market-Elspot/Order-types/Conversion-of-block-orders/>.
- **2012i.** www.nordpoolspot.com. [Online] 2012i. <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Day-ahead-market-Elspot-/Price-calculation/>.
- **2012k.** www.nordpoolspot.com. [Online] 2012k. <http://www.nordpoolspot.com/Templates/Pages/MapPageTemplate.aspx?id=1449&epslanguage=en>.
- **2012l.** www.nordpoolspot.com. [Online] 2012l. [http://www.nordpoolspot.com/Global/Download%20Center/how-does-it-work\\_market-splitting.pdf](http://www.nordpoolspot.com/Global/Download%20Center/how-does-it-work_market-splitting.pdf).
- **2012m.** www.nordpoolspot.com. [Online] 2012m. <http://www.nordpoolspot.com/Global/Download%20Center/TSO/How-to-calculate-the-TSO-Congestion-rent.pdf>.
- **2012p.** www.nordpoolspot.com. [Online] 2012p. <http://www.nordpoolspot.com/Global/Download%20Center/Elspot/Calculation-of-power-flow-in-SESAM.pdf>.
- **2012o.** www.nordpoolspot.com. [Online] 2012o. <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Day-ahead-market-Elspot-/Ramping/>.
- **2012n.** www.nordpoolspot.com. [Online] 2012n. <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Day-ahead-market-Elspot-/Price-calculation/Price-calculation-principles/>.
- **2012j.** www.nordpoolspot.com. [Online] 2012j. <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Day-ahead-market-Elspot-/Curtailment/>.
- **2012a.** www.nordpoolspot.com. [Online] 2012a. <http://www.nordpoolspot.com/TAS/>.
- **2012q.** www.nordpoolspot.com. [Online] 2012q. <http://www.nordpoolspot.com/Global/Download%20Center/Elbas/Market-makers-Elbas.pdf>.
- **2012r.** www.nordpoolspot.com. [Online] 2012r. [http://www.nordpoolspot.com/Global/Download%20Center/Elbas/Elbas-3.1\\_user-manual.pdf](http://www.nordpoolspot.com/Global/Download%20Center/Elbas/Elbas-3.1_user-manual.pdf).
- **2012s.** www.nordpoolspot.com. [Online] 2012s. [http://www.nordpoolspot.com/Global/Download%20Center/Settlement-collateral-and-fees/NPS\\_settlement-schedule.pdf](http://www.nordpoolspot.com/Global/Download%20Center/Settlement-collateral-and-fees/NPS_settlement-schedule.pdf).



- . **2012u.** www.nordpoolspot.com. [Online] 2012u.  
<http://www.nordpoolspot.com/Global/Download%20Center/Rules-and-regulations/The-Nordic-Electricity-Exchange-and-the-Nordic-model-for-a-liberalized-electricity-market.pdf>.
- . **2013c.** www.nordpoolspot.com. [Online] 2013c.  
[http://www.nordpoolspot.com/PageFiles/3314/Regulating%20volumes\\_2012\\_Hourly.xls](http://www.nordpoolspot.com/PageFiles/3314/Regulating%20volumes_2012_Hourly.xls).
- . **2011.** www.nordpoolspot.com. [Online] 2011. <http://www.nordpoolspot.com/Message-center-container/Exchange-list/2011/08/No-412011---/>.
- . **2002.** www.nordpoolspot.com. [Online] 2002.  
[http://www.nordpoolspot.com/Global/Download%20Center/Annual-report/annual-review\\_Nord-Pool-Spot\\_2002.pdf](http://www.nordpoolspot.com/Global/Download%20Center/Annual-report/annual-review_Nord-Pool-Spot_2002.pdf).
- . **2012t.** www.nordpoolspot.com. [Online] 2012t. <http://www.nordpoolspot.com/TAS/Settlement-and-collateral/>.
- . **2012v.** www.nordpoolspot.com. [Online] 2012v.  
[http://www.nordpoolspot.com/Global/Download%20Center/TSO/Max\\_NTC\\_20111010\\_valid-from-15-Dec.pdf](http://www.nordpoolspot.com/Global/Download%20Center/TSO/Max_NTC_20111010_valid-from-15-Dec.pdf).
- Nordic Balance Settlement. 2012.** www.nbs.coop. [Online] 2012.  
[http://www.nbs.coop/sites/default/files/materials/NBS%20ref%20group-agenda%206-7%20Nov%202012\\_Status.pdf](http://www.nbs.coop/sites/default/files/materials/NBS%20ref%20group-agenda%206-7%20Nov%202012_Status.pdf).
- Nordic Energy Regulators. 2010.** www.nordicenergyregulators.org. [Online] 2010.  
[https://www.nordicenergyregulators.org/upload/Reports/NordREGreport5\\_2010\\_Balancing.pdf](https://www.nordicenergyregulators.org/upload/Reports/NordREGreport5_2010_Balancing.pdf).
- . **2011.** www.nordicenergyregulators.org. [Online] 2011.  
<https://www.nordicenergyregulators.org/upload/Reports/nmr2011-final%20for%20publication.pdf>.
- NordREG. 2012.** www.nordicenergyregulators.org. [Online] 2012.  
<https://www.nordicenergyregulators.org/upload/Reports/NMR%202012%20-%20publication.pdf>.
- NVE. 2009.** www.energy-regulators.eu. [Online] 30. Juni 2009. [http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_PUBLICATIONS/NATIONAL\\_REPORTS/National%20Reporting%202009/NR\\_En/E09\\_NR\\_Norway-EN.pdf](http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/NATIONAL_REPORTS/National%20Reporting%202009/NR_En/E09_NR_Norway-EN.pdf).
- Oksanen, Sami. 2012.** www.nordpoolspot.com. [Online] Jänner 2012.  
<http://www.eud.org.tr/TR/Genel/dg.ashx?DIL=1&BELGEANAH=2736&DOSYAISIM=Sami-Oksanen.pdf>.
- Olsen, Ole J., Johnsen, Tor A. und Pakkanen, Merja. 2007.** www.vaasaemg.com. [Online] 2007.  
[http://www.vaasaemg.com/pdf/Olsen-Johnsen-Pakkanen\\_2007.pdf](http://www.vaasaemg.com/pdf/Olsen-Johnsen-Pakkanen_2007.pdf).
- Onaiwu, Egheosa. 2010.** <http://www.dundee.ac.uk>. [Online] April 2010.  
[http://www.dundee.ac.uk/cepmlp/gateway/files.php?file=cepmlp\\_car13\\_67\\_116710412.pdf](http://www.dundee.ac.uk/cepmlp/gateway/files.php?file=cepmlp_car13_67_116710412.pdf).
- Pilskog, Geir Martin. 1996.** www.ub.uib.no. [Online] 1996. [Zitat vom: 21. 08 2012.]  
<http://www.ub.uib.no/elpub/1996/h/506004/pilskog/geir-Kapittel-2.html>.
- Pineau, Pierre-Olivier und Hämäläinen, Raimo P. 2000.** A perspective on the restructuring of the Finnish electricity market. *Energy Policy*. s.l. : Elsevier Ltd., 2000.
- Pohjolan Voima. 2011.** www.pohjolanvoima.fi. [Online] 2011.  
[http://www.pohjolanvoima.fi/en/company/media/news/58/a\\_final\\_agreement\\_over\\_sale\\_of\\_fingrid\\_shares\\_owned\\_by\\_pohjolan\\_voima](http://www.pohjolanvoima.fi/en/company/media/news/58/a_final_agreement_over_sale_of_fingrid_shares_owned_by_pohjolan_voima).

**PowerGrid.ch. 2009.** www.powergrid.ch. [Online] 2009. <http://www.powergrid.ch/wp-content/uploads/2010/04/stromverbrauch-pro-kopf.pdf>.

**Redl, Christian, Haas, Reinhard und Keseric, Nenad. 2006.** www.univie.ac.at. [Online] 2006. [Zitat vom: 4. September 2012.] [http://www.univie.ac.at/crm/simopt/3.4.1%20REDL\\_HAAS\\_KESERIC\\_EnInno\\_LF.pdf](http://www.univie.ac.at/crm/simopt/3.4.1%20REDL_HAAS_KESERIC_EnInno_LF.pdf).

**Riechmann, Christoph. 2009.** www.enreg.de. [Online] September 2009. <http://www.enreg.de/content/material/2009/11.09.2009.Riechmann.frontiereco.pdf>.

**Rothwell, Geoffrey und Gómez, Tomás. 2003.** *Electricity Economics: Regulation and Deregulation*. Canada : IEEE Press, 2003. 0471234370.

**Rud, Linda. 2009.** www.snf.no. [Online] Mai 2009. [Zitat vom: 24. August 2012.] [http://www.snf.no/Admin/Public/DWSDownload.aspx?File=%2fFiles%2fFiler%2fPublications%2fRappo%2f09%2fR10\\_09%2fR10\\_09.pdf](http://www.snf.no/Admin/Public/DWSDownload.aspx?File=%2fFiles%2fFiler%2fPublications%2fRappo%2f09%2fR10_09%2fR10_09.pdf).

**Sachverständigenrat für Umweltfragen. 2011.** www.biokraftstoffe.org. [Online] 2011. [http://www.biokraftstoffe.org/attachments/196\\_2011\\_Sondergutachten\\_100Prozent\\_Erneuerbare.pdf](http://www.biokraftstoffe.org/attachments/196_2011_Sondergutachten_100Prozent_Erneuerbare.pdf).

**Schwedisches Institut. 2000.** www.treffpunkt-schweden.com. [Online] März 2000. [Zitat vom: 30. März 2012.] [http://treffpunkt-schweden.com/assets/files/2009/Der\\_schwedische\\_Aussenhandel.pdf](http://treffpunkt-schweden.com/assets/files/2009/Der_schwedische_Aussenhandel.pdf).

**Small Hydro. 1997.** www.small-hydro.com. [Online] 1997. <http://www.small-hydro.com/Past-Contributors-Pages/Finland.aspx>.

**Söderlund, Elin, et al. 2009.** www.energy-regulators.eu. [Online] 2009. [http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_PUBLICATIONS/NATIONAL\\_REPORTS/National%20Reporting%202009/NR\\_En/E09\\_NR\\_Sweden-EN.pdf](http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/NATIONAL_REPORTS/National%20Reporting%202009/NR_En/E09_NR_Sweden-EN.pdf).

**Solem, Gerd, et al. 2007.** www.energinorge.no. [Online] November 2007. [Zitat vom: 25. Juli 2012.] <http://www.energinorge.no/getfile.php/FILER/AKTUELT/INTERNASJONALT/TR%20F6571%20Transit%20in%20the%20European%20Power%20Market.pdf>.

**Statistics Denmark. 2012.** www.dst.dk. [Online] 2012. <http://www.dst.dk/pukora/epub/upload/16251/sty2012.pdf>.

**Statistics Finland. 2012b.** www.stat.fi. [Online] 2012b. [http://www.stat.fi/tup/julkaisut/tiedostot/julkaisuluettelo/yyti\\_stv\\_201200\\_2012\\_6270\\_net.pdf](http://www.stat.fi/tup/julkaisut/tiedostot/julkaisuluettelo/yyti_stv_201200_2012_6270_net.pdf).

—. **2012a.** www.stat.fi. [Online] 2012a. [http://193.166.171.75/Dialog/varval.asp?ma=020\\_ehk\\_tau\\_102\\_en&ti=Supplies+and+total+consumption+of+electricity%2C+GWh&path=../Database/StatFin/ene/ehk/&lang=1&multilang=en](http://193.166.171.75/Dialog/varval.asp?ma=020_ehk_tau_102_en&ti=Supplies+and+total+consumption+of+electricity%2C+GWh&path=../Database/StatFin/ene/ehk/&lang=1&multilang=en).

**Statistisk sentralbyrå. 2012a.** www.ssb.no. [Online] 2012a. [Zitat vom: 22. September 2012.] <http://www.ssb.no/en/elkraftpris/arkiv/tab-2012-01-20-04-en.html>.

—. **2012b.** www.ssb.no. [Online] 2012b. [Zitat vom: [http://statbank.ssb.no/statistikkbanken/Default\\_FR.asp?PXSid=0&nvl=true&PLanguage=1&tilside=selecttable/hovedtabellHjem.asp&KortnavnWeb=elektrisitetaar](http://statbank.ssb.no/statistikkbanken/Default_FR.asp?PXSid=0&nvl=true&PLanguage=1&tilside=selecttable/hovedtabellHjem.asp&KortnavnWeb=elektrisitetaar). November 2012.]

—. **2009.** www.ssb.no. [Online] 2009. <https://www.ssb.no/statistikkbanken/SelectVarVal/Define.asp?MainTable=KraftLinerSysSpen&KortnavnWeb=elektrisitetaar&PLanguage=1&checked=true>.

—. **2011b.** www.ssb.no. [Online] 2011b. [http://www.ssb.no/a/english/kortnavn/husenergi\\_en/tab-2011-04-19-11-en.html](http://www.ssb.no/a/english/kortnavn/husenergi_en/tab-2011-04-19-11-en.html).

— **2011a.** www.ssb.no. [Online] 2011a.

<https://www.ssb.no/statistikkbanken/selectvarval/Define.asp?subjectcode=&ProductId=&MainTable=Elbalansem&nvl=&PLanguage=0&nyTmpVar=true&CMSSubjectArea=energi-og-industri&KortNavnWeb=elektrisitet&StatVariant=&checked=true>.

— **2012c.** www.ssb.no. [Online] 2012c. [http://www.ssb.no/en/befolkning/artikler-og-publikasjoner/\\_attachment/91796?\\_ts=13c6ca485b8](http://www.ssb.no/en/befolkning/artikler-og-publikasjoner/_attachment/91796?_ts=13c6ca485b8).

— **2012d.** www.ssb.no. [Online] 2012d. [http://www.ssb.no/a/english/kortnavn/elektrisitetaar\\_en/tab-2012-03-29-05-en.html](http://www.ssb.no/a/english/kortnavn/elektrisitetaar_en/tab-2012-03-29-05-en.html).

**Statistiska centralbyrån. 2012a.** www.scb.se. [Online] 25. Jänner 2012a. [Zitat vom: 01. März 2012.] [http://www.scb.se/statistik/\\_publikationer/OV0904\\_2012A01\\_BR\\_00\\_A01BR1201.pdf](http://www.scb.se/statistik/_publikationer/OV0904_2012A01_BR_00_A01BR1201.pdf).

— **2012b.** www.scb.se. [Online] 29. Februar 2012b. [Zitat vom: 23. März 2012.]

<http://www.ssd.scb.se/databaser/makro/Visavar.asp?yp=tansss&xu=C9233001&omradekod=NR&huvudtabell=NR0103SNIT11Kv&omradetext=National+accounts&tabelltext=GDP+production+approach+%28ESA95%29+by+industrial+classification+SNI+2007%2E+Quarter&preskat=O&prodid=NR>.

— **2012c.** www.scb.se. [Online] 29. Februar 2012c. [Zitat vom: 4. April 2012.]

<http://www.ssd.scb.se/databaser/makro/Visavar.asp?yp=tansss&xu=C9233001&omradekod=NR&huvudtabell=NR0103SNIT11Kv&omradetext=Nationalr%E4kenskaper&tabelltext=BNP+fr%E5n+produktionssidan+%28ENS95%29+efter+n%E4ringsgren+SNI+2007%2E+Kvartal&preskat=O&prodid=NR>.

— **2012d.** www.scb.se. [Online] 2012d.

[http://www.scb.se/Pages/SSD/SSD\\_SelectVariables\\_\\_\\_\\_340487.aspx?px\\_tableid=ssd\\_extern%3aEltilIfM&rxid=697f0118-b2f8-4568-b9f8-c6d184e9a1c6](http://www.scb.se/Pages/SSD/SSD_SelectVariables____340487.aspx?px_tableid=ssd_extern%3aEltilIfM&rxid=697f0118-b2f8-4568-b9f8-c6d184e9a1c6).

— **2013.** www.scb.se. [Online] 2013. [http://www.scb.se/Pages/TableAndChart\\_\\_\\_\\_24271.aspx](http://www.scb.se/Pages/TableAndChart____24271.aspx).

— **2011.** www.scb.se. [Online] 2011.

[http://www.scb.se/Statistik/EN/EN0105/2011A01B/EN0105\\_2011A01B\\_SM\\_EN11SM1301.pdf](http://www.scb.se/Statistik/EN/EN0105/2011A01B/EN0105_2011A01B_SM_EN11SM1301.pdf).

**Statnett. 2010.** www.statnett.no. [Online] November 2010. [Zitat vom: 24. Juli 2012.]

[http://www.statnett.no/Documents/Nyheter\\_og\\_media/Nyhetsarkiv/2010/Swedish%20Norwegian%20Growth%20Development\\_Three%20Scenarios\\_0211.pdf](http://www.statnett.no/Documents/Nyheter_og_media/Nyhetsarkiv/2010/Swedish%20Norwegian%20Growth%20Development_Three%20Scenarios_0211.pdf).

**Stigler, H., et al. 2009.** ATLANTIS – Simulationsmodell der europäischen Elektrizitätswirtschaft bis 2030. *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik*. 2009, Bd. 126, 12.

**Stigler, H., et al. 2012.** www.tugraz.at. [Online] 2012.

[http://portal.tugraz.at/portal/page/portal/Files/i4340/eninnov2012/files/lf/LF\\_Gutschi.pdf](http://portal.tugraz.at/portal/page/portal/Files/i4340/eninnov2012/files/lf/LF_Gutschi.pdf).

**Stigler, Heinz. 2010.** www.ove.at. [Online] 2010.

[http://www.ove.at/akademie/Atlantis\\_Praesentation\\_20100119\\_ev.pdf](http://www.ove.at/akademie/Atlantis_Praesentation_20100119_ev.pdf).

**Ströbele, Wolfgang, Pfaffenberger, Wolfgang und Heuterkes, Michael. 2012.** *Energiewirtschaft: Einführung in Theorie und Praxis*. München : Oldenbourg Verlag, 2012. 987-3-486-70905-6.

**Sundbom, Per-Arne. 1998.** www.konkurrensverket.se. [Online] November 1998.

[http://www.konkurrensverket.se/upload/Filer/ENG/Publications/rap\\_1998-3\\_eng\\_.pdf](http://www.konkurrensverket.se/upload/Filer/ENG/Publications/rap_1998-3_eng_.pdf).

**Svenska Kraftnät. 2007.** www.svk.se. [Online] 2007.

[http://www.svk.se/global/13\\_energy\\_market/pdf/elmarknaden\\_eng\\_2007\\_webb.pdf](http://www.svk.se/global/13_energy_market/pdf/elmarknaden_eng_2007_webb.pdf).

— **2009.** www.svk.se. [Online] 2009.

[http://www.svk.se/Global/02\\_Press\\_Info/Pdf/Faktablad/Luftledning-kabel-091023.pdf](http://www.svk.se/Global/02_Press_Info/Pdf/Faktablad/Luftledning-kabel-091023.pdf).

- Swedish Energy Agency. 2011.** energimyndigheten.se. [Online] 2011.  
<http://www.energimyndigheten.se/en/About-us/Mission/Promote-the-development-of-windpower/Wind-powers-potential-in-Sweden/>.
- Swedish Meteorological and Hydrological Institute. 2009.** www.smhi.se. [Online] 13. Juli 2009.  
[Zitat vom: 20. März 2012.] <http://www.smhi.se/klimatdata/meteorologi/nederbord/1.4160>.
- Tähtinen, Matti. 2006.** www.konkurentsiamet.ee. [Online] 2006.  
<http://www.konkurentsiamet.ee/public/miniforumtallinn.pdf>.
- Tyma, Franz, et al. 2010.** <https://online.tugraz.at>. [Online] 2010. [Zitat vom: 24. August 2012.]  
[https://online.tugraz.at/tug\\_online/voe\\_main2.getvolltext?pCurrPk=49775](https://online.tugraz.at/tug_online/voe_main2.getvolltext?pCurrPk=49775).
- U.S. Geological Survey. 2010.** minerals.usgs.gov. [Online] 2010.  
<http://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/commodity/aluminum/mcs-2010-alumi.pdf>.
- Ulbig, Andreas. 2010.** www.eeh.ee.ethz.ch. [Online] 2010.  
[http://www.eeh.ee.ethz.ch/uploads/tx\\_ethstudies/Nord\\_Pool\\_Handout\\_110111.pdf](http://www.eeh.ee.ethz.ch/uploads/tx_ethstudies/Nord_Pool_Handout_110111.pdf).
- University of Texas Libraries. 1973.** www.lib.utexas.edu. [Online] 1973. [Zitat vom: 22. März 2012.]  
[http://www.lib.utexas.edu/maps/europe/sweden\\_ind\\_1973.jpg](http://www.lib.utexas.edu/maps/europe/sweden_ind_1973.jpg).
- . **1971.** www.lib.utexas.edu. [Online] 1971.  
[http://www.lib.utexas.edu/maps/europe/norway\\_ind\\_1971.jpg](http://www.lib.utexas.edu/maps/europe/norway_ind_1971.jpg).
- . **1969.** www.lib.utexas.edu. [Online] 1969.  
[http://www.lib.utexas.edu/maps/europe/finland\\_industry\\_1969.jpg](http://www.lib.utexas.edu/maps/europe/finland_industry_1969.jpg).
- . **1974.** www.lib.utexas.edu. [Online] 1974.  
[http://www.lib.utexas.edu/maps/europe/denmark\\_industry\\_1974.jpg](http://www.lib.utexas.edu/maps/europe/denmark_industry_1974.jpg).
- VTT. 2012.** www.vtt.fi. [Online] 2012. [http://www.vtt.fi/files/projects/windenergystatistics/2011\\_12.pdf](http://www.vtt.fi/files/projects/windenergystatistics/2011_12.pdf).
- Wangensteen, Ivar. 2012.** *Power System Economics: The Nordic Electricity Market*. Norwegen : s.n., 2012.
- WeatherTech Scandinavia AB. 2011.** www.s1106835.crystone.net. [Online] 2011. [Zitat vom: 21. März 2012.] <http://www.s1106835.crystone.net/?q=sv/node/53>.
- Wendt und Henning. 2012.** *Kapazitätsengpässe beim Netzzugang*. Tübingen : Mohr Siebeck, 2012. 3161519485.
- Worldofmaps. 2012.** www.worldofmaps.net. [Online] 2012. [Zitat vom: 09. März 2012.]  
<http://www.worldofmaps.net/en/europe/map-sweden/topographic-map-sweden.htm>.
- Zeytinli, Emine Erol. 2009.** econ.anadolu.edu.tr. [Online] 2009.  
[http://econ.anadolu.edu.tr/fullpapers/Altinahtar\\_Halicioğlu\\_econanadolu2009.pdf](http://econ.anadolu.edu.tr/fullpapers/Altinahtar_Halicioğlu_econanadolu2009.pdf).