

IMPLIKATIONEN VON NTC, ZONAL PRICING, NODAL PRICING, PTDF UND ENTSO-E LEITUNGSANBAUVERFAHREN

Martin STROHMAIER(*), Heinz STIGLER

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation Technische Universität Graz,
Inffeldgasse 18, 8010 Graz, +43(316)/ 873-7904, martin.strohmaier@tugraz.at,
www.iee.tugraz.at

Kurzfassung:

Engpassmanagement wird in Zeiten des fortschreitenden Erneuerbaren-Energien-Ausbaues stetig wichtiger. Um Engpässe zu minimieren, müssen die Übertragungskapazitäten bestmöglich ausgenutzt werden. Für die Umsetzung ist eine optimale Bestimmung der Übertragungskapazität, abhängig von der Beschaffenheit des Elektrizitätssystems, notwendig. Zwei Ansätze werden hierzu vorgestellt: Zum einen das Konzept der Net Transfer Capacity, welches aufgrund der simplen Berechnung das weitverbreitetste in Europa ist, zum anderen der auf dem physikalischen Lastfluss aufbauende flussbasierte Ansatz.

Zusätzlich werden verwendete Ansätze und Methoden hinsichtlich des Engpassmanagements aufgezeigt: Das Market Coupling, welches zur Verwirklichung des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes verwendet wird, Zonal Pricing oder Market Splitting wie es in Skandinavien angewandt wird sowie eine andere Art des Zonal Pricings in Großbritannien und das im PJM-Markt angewandte Nodal Pricing.

Um die Entstehung von Engpässen zu verhindern, muss besonders das grenzüberschreitende Übertragungsnetz ausgebaut werden, um den Handel zu benachbarten Gebieten zu fördern. Hierzu wird die von der ENTSO-E verwendete Methode zur Bewertung von Leitungsprojekten vorgestellt.

Keywords: NTC, PTDF, Market Coupling, Zonal Pricing, Nodal Pricing, Elektrizitätsbinnenmarkt, ENTSO-E Leitungsausbauverfahren, ökonomische Wohlfahrt

1 Einleitung

Eines der Hauptziele der europäischen Energiepolitik ist die Schaffung eines europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes. Durch die Kopplung der Strommärkte soll die Wettbewerbsfähigkeit sowie die Versorgungssicherheit gesteigert werden, was in Zeiten des fortschreitenden erneuerbaren-Energien-Ausbaues stetig wichtiger wird. Als Vorbild für einen funktionierenden internen Strommarkt dient Skandinavien, wo der Day-Ahead- Energiemarkt von der skandinavischen Strombörse Nord Pool Spot geführt wird.

Das Problem bei der Kopplung der Strommärkte liegt im Engpassmanagement des grenzüberschreitenden Übertragungsnetzes. Historisch gesehen besaß das Übertragungsnetz eine absichernde Funktion und war nicht primär für den Stromhandel gedacht. Um Engpässen, die den Austausch von Energie limitieren, entgegenzuwirken und damit ein einheitliches Preisniveau der Strommärkte zu fördern, werden zum einen das europäische Übertragungsnetz ausgebaut und zum anderen neue Konzepte des grenzüberschreitenden Stromhandels implementiert. Vor allem im Bereich der Kapazitätsbestimmung der grenzüberschreitenden Leitungen will man einen flussbasierten Ansatz einführen.

2 Konzepte zur Bestimmung der Übertragungskapazität

2.1 Konzept in Norwegen der 90iger

Eine frühe Art um die verfügbare Übertragungskapazität zu bestimmen, wurde bereits in Norwegen in den 90iger Jahren angewandt um Engpässe innerhalb des Landes zu beseitigen. Da Norwegen seit jeher eine langgestreckte Elektrizitätswirtschaft mit hoher Erzeugung im Norden und den Verbrauchszentren im Süden besitzt (Abbildung 1), wird die einzige Nord-Süd Verbindung stark belastet.



Abbildung 1: Übertragungsnetz von Skandinavien im Jahr 1996 (Quelle: (Nordel, 1996))

Im Falle eines Engpasses teilt Ståtnett Norwegen in zwei Preiszonen auf und lässt auf jeder Seite des Engpasses den Preis basierend auf Angebot und Nachfrage bestimmen (Abbildung 2).

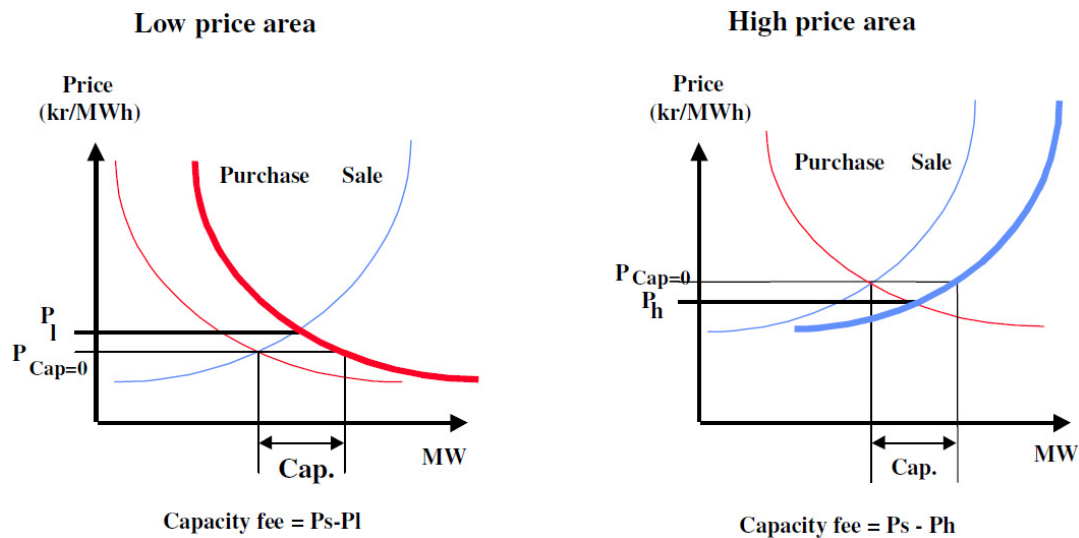


Abbildung 2: Ermittlung der Preise in Norwegen bei Eintreten eines Engpasses (Quelle: (Stigler, 1999))

Vor dem Eintreten des Engpasses wird der Systempreis (P_s) des unbeschränkten Netzes berechnet. Wenn die Lastflüsse die Leitungskapazitäten überschreiten wird das Netz in zwei Preiszonen unterteilt und die jeweiligen Gebietspreise ($P_{Cap=0}$) werden berechnet. Damit wird der Preis im Überschuss Gebiet reduziert und im Defizit Gebiet erhöht. Das hat höhere Käufe im Überschuss Gebiet und höhere Verkäufe im Defizit Gebiet zur Folge. Zusätzlich gibt Ståtnett die verfügbare Übertragungskapazität an, damit sich beide Preise im Verhältnis der verfügbaren Kapazität angleichen können (Nordel, 1996) (Stigler, 1999).

2.2 NTC Konzept

Die European Transmission System Operators Association (ETSO) hat 1999 eine Methode zur Berechnung von grenzüberschreitenden Kapazitäten definiert. Bis jetzt ist das Net Transfer Capacity Modell (NTC Modell) eines der am weitest verbreitetsten Berechnungsmodelle für grenzüberschreitende Kapazitäten in Europa. Ein Grund liegt in der Einfachheit dieses Modells, da der kaufmännische Lastfluss und der physikalische Lastfluss getrennt betrachtet werden.

Die im NTC Modell von ETSO verwendeten Definitionen sind die Total Transfer Capacity, der Transmission Reliability Margin, die Net Transfer Capacity, die Already Allocated Capacity und die Available Transmission Capacity. Diese Begriffe werden anhand Abbildung 3 erklärt.

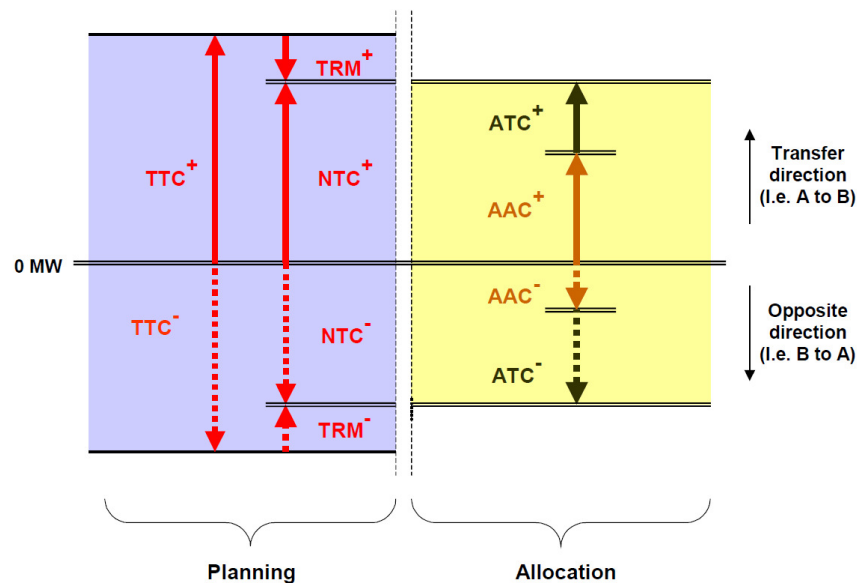


Abbildung 3: NTC Modell nach ETSO (Quelle: (ETSO a, 2001))

Die Total Transfer Capacity (TTC) ist die maximale Austauschmenge zwischen zwei Gebieten unter Einhaltung der Sicherheitsstandards. Voraussetzung dafür ist Kenntnis über zukünftige Netzbedingungen sowie Erzeugungs- und Nachfrageprofile. Daten von Referenzzeitpunkten werden verwendet um ein mathematisches Modell des Elektrizitätssystems zu erstellen, dessen Ergebnis ist der sogenannte „base case“. Der „base case“ dient als Ausgangspunkt zur Berechnung der NTC's (ETSO a, 2001).

Der Transmission Reliability Margin (TRM) ist eine Sicherheitsmarge um die Unsicherheiten der TTC Berechnung zu berücksichtigen, wie beispielsweise Unsicherheiten bei der Datenerhebung und Messung sowie ein im Notfall unvorhergesehener Austausch von Energie zwischen Übertragungsnetzbetreibern. Auch unbeabsichtigte Abweichungen des physikalischen Flusses, wegen Leistungs- und Frequenzregelung, sollen durch den TRM abgedeckt werden (ETSO a, 2001).

Die Net Transfer Capacity (NTC) ist definiert durch die TTC abzüglich des TRM und gibt den maximalen Austausch, bzw. die maximale richtungsabhängige Übertragungskapazität, zwischen zwei Gebieten, unter Einhaltung der Sicherheitsstandards und Berücksichtigung eventueller technischer Unsicherheiten des zukünftigen Netzes, an (ETSO a, 2001).

Um der zeitlich unterschiedlichen Zuweisung der NTC Rechnung zu tragen, hat ETSO die AAC und die ATC eingeführt. Die Already Allocated Capacity (AAC) ist die Gesamtmenge der bereits zugewiesenen Kapazität der vergangenen Auktionsrunden. Hingegen ist die Available Transfer Capacity (ATC) die Differenz zwischen NTC und AAC und somit der Teil der NTC welcher nach jeder Auktionsrunde noch für die folgenden Auktionen zur Verfügung steht. Die Allokationsphase berücksichtigt somit den Zeitpunkt der Zuweisung. Im Falle einer langfristigen Allokationsphase werden oft dieselben Szenarien wie bei der Planungsphase verwendet. Die kurz- und mittelfristigen Zeitpunkte der Zuweisung hingegen verwenden aktualisierte Szenarien, welche die zu erwartenden Situationen realitätsnaher abbilden (ETSO a, 2001).

Der bilaterale Ansatz des klassischen NTC Modells berücksichtigt die physikalischen Gesetzmäßigkeiten des Lastflusses nur über die Sicherheitsmarge, jedoch wirkt sich ein

Handel benachbarter Gebiete auf den Lastfluss umliegender Länder aus (sogenannter Ringfluss entsteht). Beispielsweise hat ein Handel von Deutschland nach Frankreich auch einen physikalischen Lastfluss über Holland und Belgien zur Folge¹. Der berechnete NTC gibt nur den maximalen kaufmännischen Lastfluss wieder, somit kommt es zu keiner direkten Begrenzung des physikalischen Lastflusses und somit kann ein paralleler Lastfluss die tatsächliche physische Begrenzung der Leitung überschreiten. Durch die Erhöhung der Sicherheitsmarge können Überschreitungen der physikalischen Leitungskapazität zwar vermieden werden, jedoch wird oftmals eine zu große Sicherheitsmarge angenommen und somit die Kapazität der Leitung nicht vollständig ausgenutzt.

2.3 Flussbasierter Ansatz

Im Vergleich zum NTC basierten Ansatz zur Berechnung der Übertragungskapazität grenzüberschreitender Leitungen, welcher den kaufmännischen Lastfluss betrachtet, berücksichtigt der flussbasierte Ansatz den physikalischen Lastfluss des Netzes. Der flussbasierte Ansatz baut auf Power Transfer Distribution Factors (PTDF) auf. Diese beschreiben die Auswirkungen eines Handels zwischen zwei Gebieten auf den physikalischen Lastfluss des gesamten Netzes. ETSO in Verbindung mit EuroPEX (ETSO & EuroPEX, 2008) zeigt verschiedene lastflussbasierte Kapazitätsberechnungsmodelle auf. Grundsätzlich wird hier zwischen dem Border Capacity Modell (BC) von ETSO (ETSO b, 2001) und Critical Branch Modell (CB) unterschieden.

Das BC Modell verwendet ein vereinfachtes flussbasiertes Netz, bei dem jedes Gebiet als ein Knoten definiert wird, welcher mit jeweils einer einzigen grenzüberschreitenden Leitung mit den benachbarten Gebieten verbunden ist. Der maximal erlaubte Fluss zwischen zwei Preisgebieten wird als border capacity oder flowgate capacity bezeichnet. Grenzüberschreitende Leitungen zweier Gebiete werden zu einem einzigen flowgate zusammengefasst, wodurch kein direkter Zusammenhang zur physikalischen Kapazität besteht. Gleich wie beim NTC basierten Ansatz kann die Überlastung kritischer Leitungen nur durch eine höhere Sicherheitsmarge verhindert werden, was wiederum die verfügbare Kapazität einschränkt (ETSO & EuroPEX, 2008).

Das CB Modell ist ein erweitertes flussbasiertes Modell bei dem das Netz vollständig abgebildet wird, indem jedes Land in mehrere Knoten unterteilt wird und alle grenzüberschreitenden Leitungen zu angrenzenden Gebieten abgebildet sind. Zusätzlich werden sogenannte critical branches eingeführt, die kritische Netzelemente darstellen welche durch beispielsweise parallele Flüsse überlastet werden können. Im Vergleich zum NTC Ansatz und jenem des BC Modells wird hier die verfügbare Kapazität weitgehend nicht durch eine hohe Sicherheitsmarge eingeschränkt², wodurch sich die ökonomische Wohlfahrt maximiert (ETSO & EuroPEX, 2008).

¹ Von ETSO „The Parallel Flow Phenomena“ - Phänomen der parallelen Lastflüsse – genannt.

² Es wird auch hier eine Sicherheitsmarge definiert, jedoch für jede grenzüberschreitende Leitung einzeln.

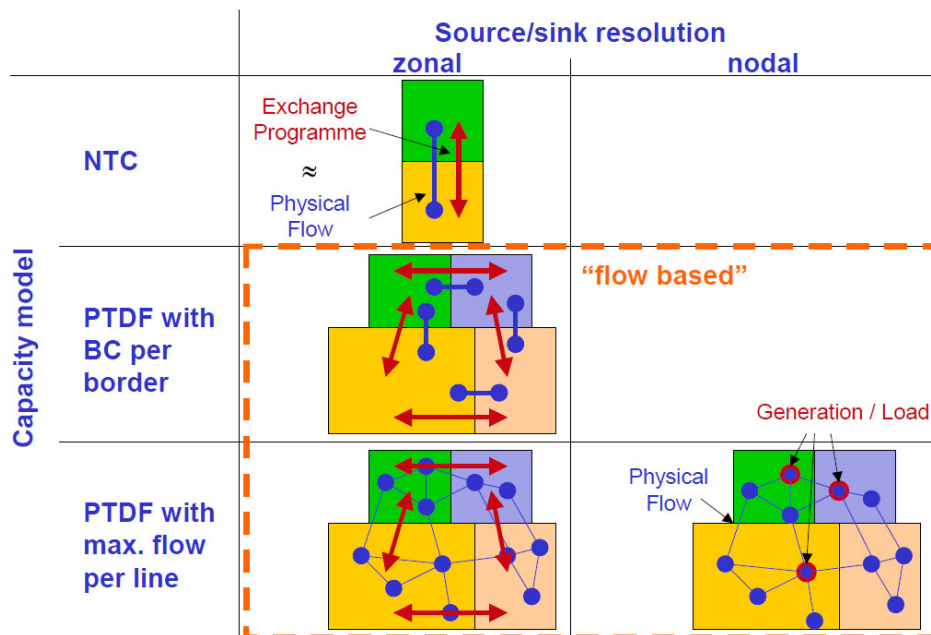


Abbildung 4: Vergleich der Konzepte zur Berechnung der grenzüberschreitenden Kapazität (Quelle: (CONSENTEC, 2007))

Abbildung 4 stellt die unterschiedlichen Modelle zur Kapazitätsberechnung vereinfacht dar. Der Ansatz des NTC ist, aufgrund seiner einfachen Berechnung, der weitverbreitetste in Europa. Er ist nur auf zonaler Ebene anwendbar und vom Stromhandel benachbarter Zonen unabhängig. Der lastflussbasierte Ansatz der border capacity weist, wie der NTC Ansatz, eine zonale Struktur auf, jedoch werden hier Lastflüsse aufgrund des Stromhandels anderer Zonen berücksichtigt. Der lastflussbasierte Ansatz der critical branches hingegen ist sowohl auf zonaler sowie nodaler Ebene möglich, da in diesem Modell das Netz vollständig abgebildet wird (CONSENTEC, 2007).

3 Engpassmanagement

Engpässe stellen ein großes Hindernis für einen Elektrizitätsmarkt dar. Es gibt verschiedene Methoden und Ansätze um Engpässen von Übertragungsnetzen entgegenzuwirken. Im folgenden Kapitel werden die gängigsten davon kurz erklärt.

3.1 Market Coupling

Market Coupling gehört zur Gruppe der impliziten Auktionen, bei der Energie und Übertragungskapazität gleichzeitig versteigert werden. Im Vergleich dazu werden bei der expliziten Auktion beide getrennt voneinander versteigert. Market Coupling wird in volume based coupling und price based coupling unterteilt. Es sind mindestens zwei Strombörsen und meist ein zentrales Auktionsbüro beteiligt. Beim volume based coupling werden nur die grenzüberschreitenden Mengen des Market Couplings bei der Berechnung der lokalen Preise berücksichtigt. Beim price based coupling hingegen wird der Preis vom Auktionsbüro für den gekoppelten Bereich berechnet (Adamec, Indrakova, & Pavlatka, 2009).

Market Coupling beruht auf dem Prinzip, dass der Markt mit dem niedrigeren Preis in den Markt mit dem höheren Preis exportiert. Zwei Fälle können hierbei auftreten, entweder der

ATC zwischen beiden Märkten ist groß genug, so dass sich die Preise beider Märkte angleichen (Abbildung 5), andernfalls gleichen sich die Preise nur bis zur Auslastung des kompletten ATC an (Abbildung 6) (Belpex, apX Group, & Powernext, 2006).

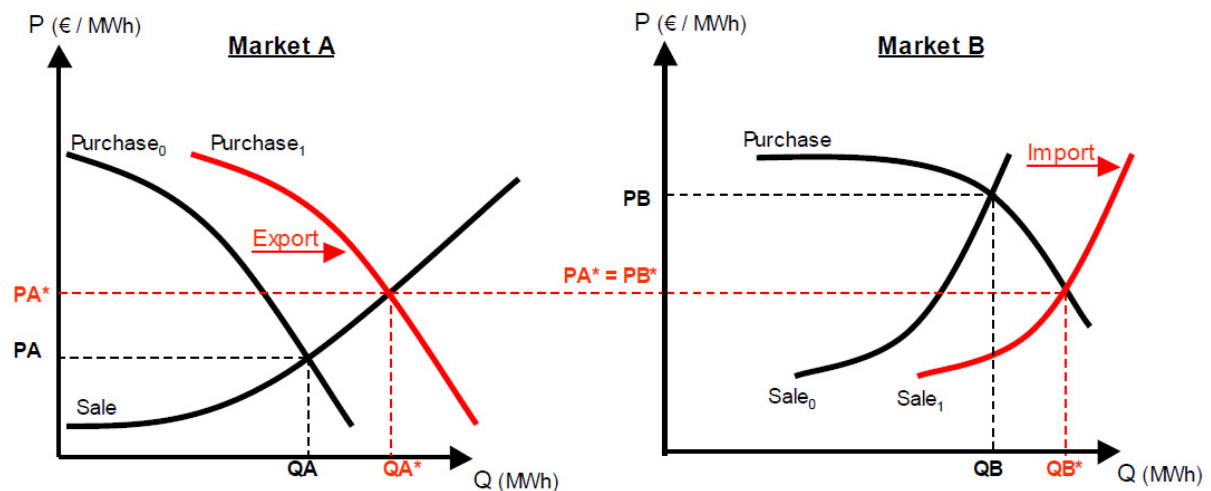


Abbildung 5: Prinzip des Market Couplings zwischen zwei Märkten ohne ATC Einschränkung (Quelle: (Belpex, apX Group, & Pownernext, 2006))

Abbildung 5 zeigt zwei Märkte ohne ATC Einschränkung wodurch sich die Preise beider Märkte vollständig angleichen, wobei Markt A einen niedrigeren Preis aufweist und somit in Markt B, der einen höheren Preis aufweist, exportiert.

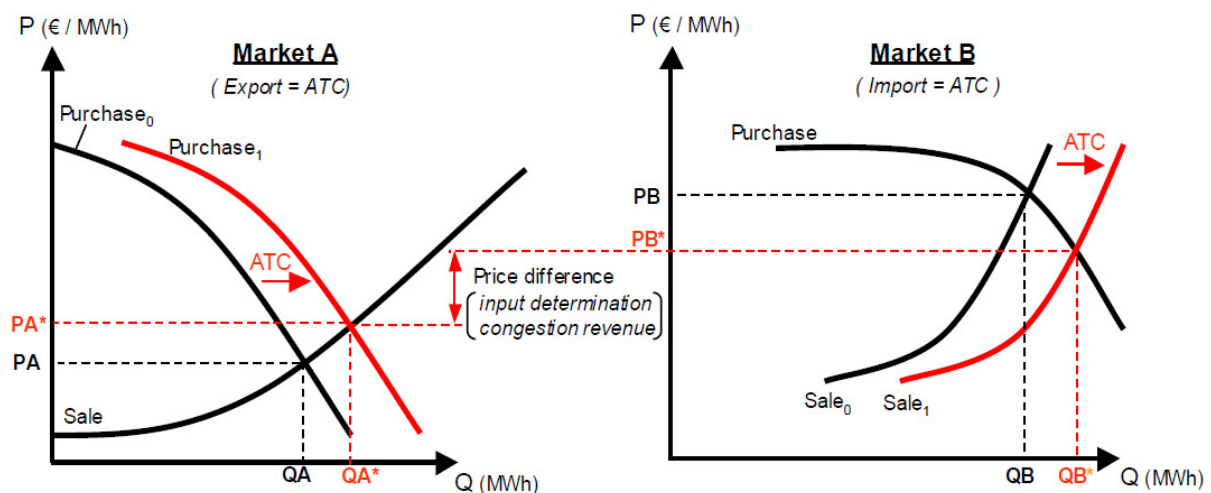


Abbildung 6: Prinzip des Market Couplings zwischen zwei Märkten mit ATC Einschränkung (Quelle: (Belpex, apX Group, & Powernext, 2006))

Ein anderer Fall ergibt sich in Abbildung 6. Hier exportiert zwar auch der Markt mit dem niedrigen Preis, in den Markt mit dem höheren Preis, jedoch ist die handelbare Menge durch den ATC eingeschränkt, wodurch nur eine bestimmte Menge von Markt A exportiert bzw. von Markt B importiert werden kann. Der Preis kann sich somit nicht vollständig angleichen und es entsteht eine Preisdifferenz zwischen beiden Märkten, die multipliziert mit der gehandelten Menge, die Engpasserlöse ergibt (Belpex, apX Group, & Powernext, 2006).

3.1.1 Stand Europa

Der erste Schritt hin zu einem europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt geschah im November 2006 mit dem Trilateral Market Coupling der Day-Ahead-Märkte der Länder Frankreich, Belgien und den Niederlanden (Abbildung 7 *links*). Die Beteiligten Energiebörsen waren in Frankreich die Powernext, in Belgien die Belpex und in den Niederlanden die Amsterdam power Exchange (APX). Der nächste Schritt zu einem Elektrizitätsbinnenmarkt war die Markt Kopplung von Central Western Europe (CWE) am 9. November 2010. Beteiligt hierbei waren Frankreich, Deutschland, Österreich sowie die Beneluxländer (Belgien, Luxemburg und die Niederlande) (Abbildung 7 *mitte*). Im selben Jahr hat sich South Western Europe (SWE) zusammengeschlossen durch die Kopplung von Spanien mit Portugal (Abbildung 7 *rechts*). Zusätzlich wurde 2010 CWE mithilfe des Interim Tight Volume Couplings mit Skandinavien über das Volumen gekoppelt. Der wichtigste Schritt hin zu einem Elektrizitätsbinnenmarkt fand am 4. Februar 2014 statt, indem sich CWE mit Skandinavien, den baltischen Staaten, Großbritannien und Polen zu North Western Europe (NWE) zusammenschloss (Abbildung 8 *links*). Im Mai 2014 schlossen sich Spanien und Portugal NWE an (Abbildung 8 *mitte*). Gleichzeitig fand das 4M Market Coupling, durch die Kopplung von Tschechien, Slowakei, Ungarn und Rumänien, statt (Abbildung 8 *rechts*). Letztendlich koppelte Italien sich mit Frankreich, Österreich und Slowenien im Februar 2015 (Abbildung 9 *links*). Insgesamt umfasst das gekoppelte Gebiet 19 Länder welche 85% des europäischen Stromverbrauchs abdecken. Abbildung 9 (*rechts*) zeigt das Ziel des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes (EPEX SPOT, 2016) (swissgrid, 2015).

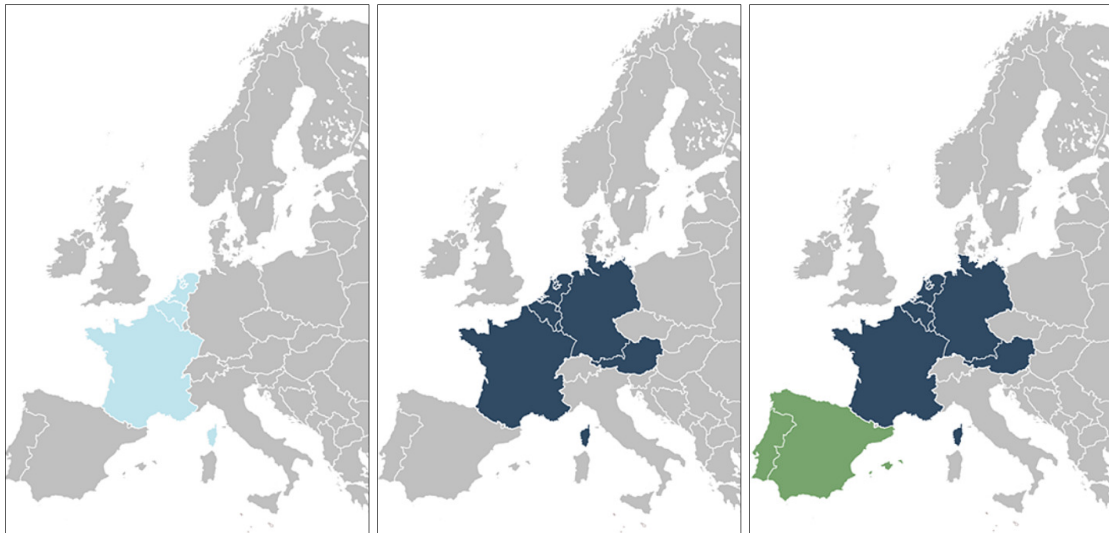


Abbildung 7: (*links*) Trilateral Market Coupling, (*mitte*) Market Coupling Central Western Europe und (*rechts*) Market Coupling von Spanien und Portugal (Quelle: (swissgrid, 2015))

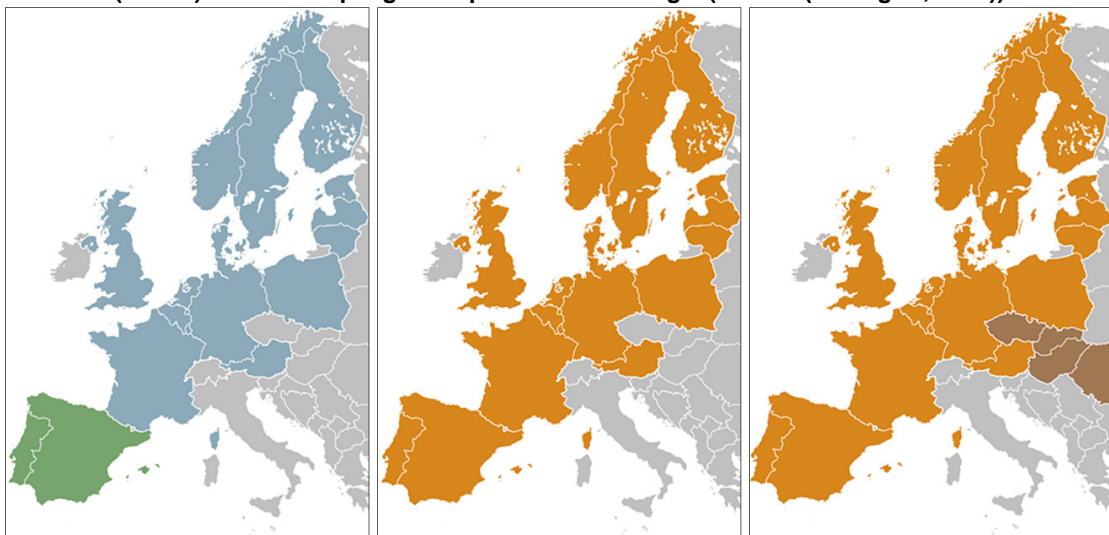


Abbildung 8: (*links*) Market Coupling North Western Europe, (*mitte*) Market Coupling von Spanien und Portugal mit North Western Europe und (*rechts*) 4M Market Coupling (Quelle: (swissgrid, 2015))

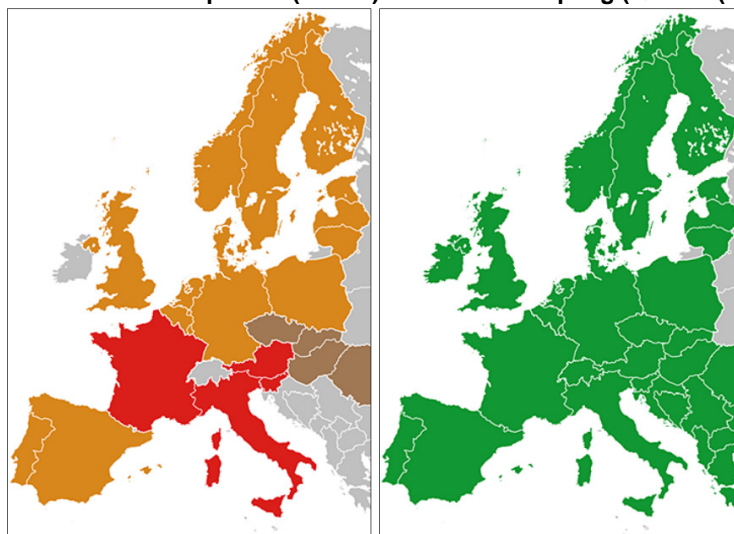


Abbildung 9: (*links*) Market Coupling Italien Borders und (*rechts*) Ziel Elektrizitätsbinnenmarkt (Quelle: (swissgrid, 2015))

3.1.2 Flussbasiertes Market Coupling

Flussbasiertes Market Coupling ist eine Berechnungs- und Allokationsmethode, die im Gegensatz zum klassischen Market Coupling, das physikalische Netz berücksichtigt und somit Einflüsse des grenzüberschreitenden Handels auf die jeweiligen Netze darstellen kann. Durch Verwendung des flussbasierten Ansatzes kann die Abhängigkeit zwischen dem kaufmännischen Fluss und physikalischen Engpässen, bei betroffenen Netzelementen, (engl. critical branches) analysiert werden. Ringflüsse, die durch den Handel benachbarter Gebiete entstehen, werden in der Berechnung der grenzüberschreitenden Kapazität berücksichtigt. Dadurch lässt sich die ökonomische Wohlfahrt, im Vergleich zum ATC basierten Market Coupling, steigern (Abbildung 11). Das erste flussbasierte Market Coupling startete am 20. Mai 2015 in der CWE Region, wobei zuvor beide Varianten parallel getestet wurden.

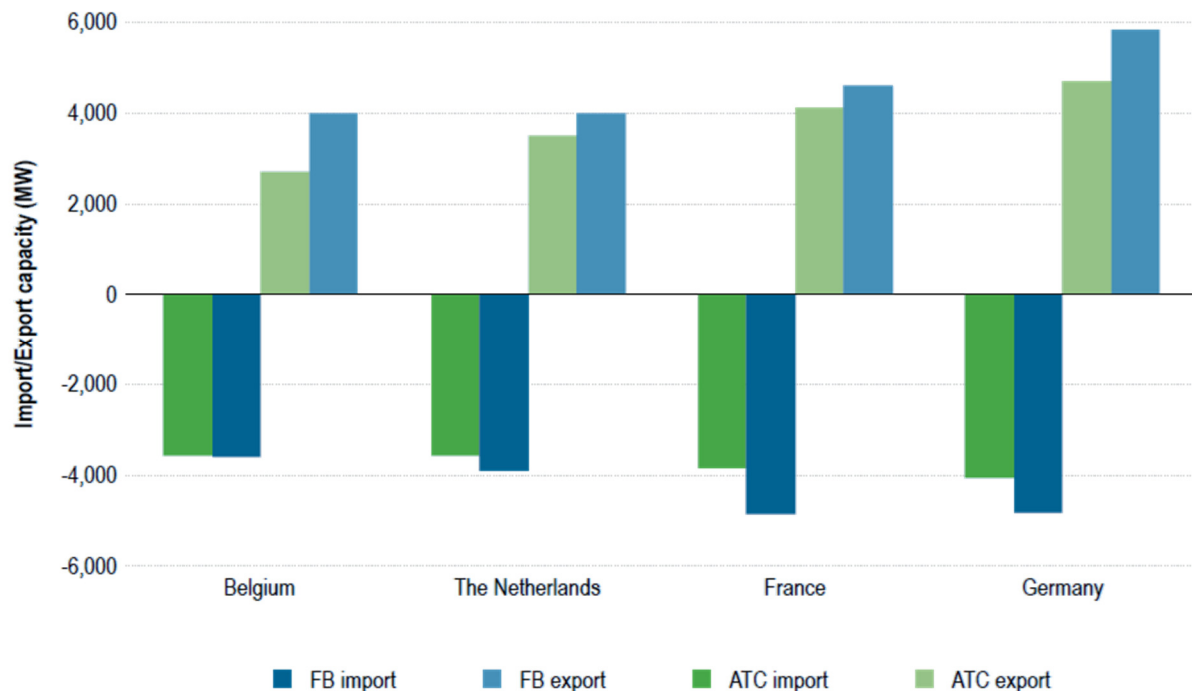


Abbildung 10: Durchschnittliche Import und Export Kapazitäten für flussbasiertes Market Coupling und ATC Konzept für Belgien, Niederlande, Frankreich und Deutschland im Jahr 2014 (Quelle: (ACER, 2015))

In Abbildung 10 wird das flussbasierte sowie das ATC basierte Market Coupling bezüglich Importen und Exporten verglichen. In den vier betrachteten Ländern Belgien, Niederland, Frankreich und Deutschland sind durch die Verwendung des flussbasierten Market Couplings die Importe sowie Exporte gestiegen. Das lässt darauf schließen, dass grenzüberschreitende Kapazitäten besser ausgenutzt werden als es unter dem klassischen ATC basierten Market Coupling der Fall wäre. Betrachtet man die täglichen Import und Export Werte in Belgien ist der Unterschied beider Ansätze weniger stark ausgeprägt. An manchen Tagen können sogar Importe und Exporte durch die ATC basierte Methode größer ausfallen als bei der flussbasierten (ACER, 2015).

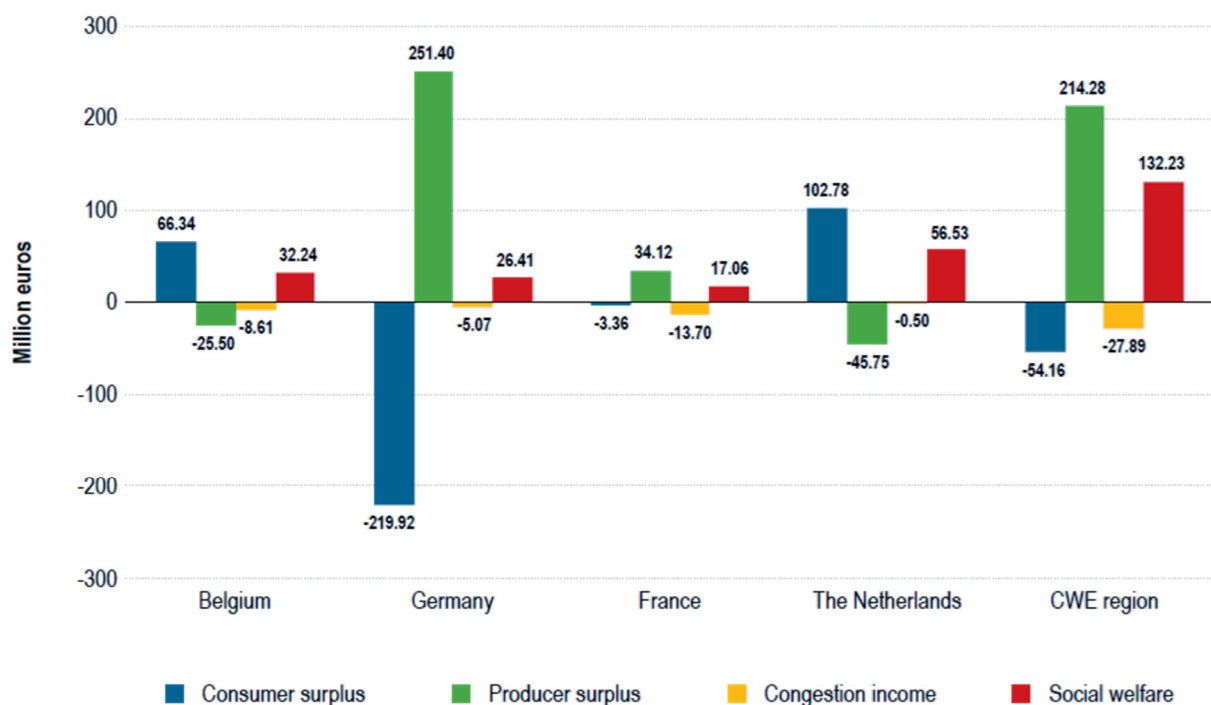


Abbildung 11: Änderung der Wohlfahrt durch Vergleich von flussbasiertem Market Coupling mit ATC im Jahr 2014 (Quelle: (ACER, 2015))

Abbildung 11 zeigt den Anstieg der Wohlfahrt durch den Einsatz von flussbasiertem Market Coupling. 2014 betrug der Anstieg der Wohlfahrt 132 Millionen Euro für die gesamte CWE Region.

3.2 Zonal Pricing

Der Begriff des Zonal Pricings ist weitläufig, meist ist damit die Form des Market Splittings in Skandinavien gemeint, bei der das Market Splitting gleich wie das Market Coupling eine Variante der impliziten Auktion darstellt. Bei diesem ist nur eine Strombörse beteiligt, die den Markt bei Auftreten eines Engpasses in mehrere Zonen aufteilt. Jedoch kann auch die Einteilung von Großbritannien in verschiedene Tarif Zonen als Zonal Pricing verstanden werden.

3.2.1 Zonal Pricing am Beispiel von Großbritannien

In dieser Art des Zonal Pricings müssen Benutzer des Übertragungsnetzes – Verbraucher, sowie Erzeuger – geografisch abhängige Gebühren für die Instandhaltung, den Bau, sowie den Betrieb des Übertragungsnetzes entrichten. Derzeit gibt es 27 Zonen für Erzeuger (Abbildung 12 *links*) und 14 Zonen für Verbraucher (Abbildung 13). Erzeuger im Süden Großbritanniens erhalten Geld für Kapazitäten, Erzeuger im Norden hingegen zahlen beträchtliche Beträge für die Einspeisung ins Netz. Für Verbraucher gilt genau das Gegenteil, hier sind die Beträge im Süden höher als im Norden, damit wird der Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch in den verschiedenen Zonen angestrebt (National Grid, 2014).

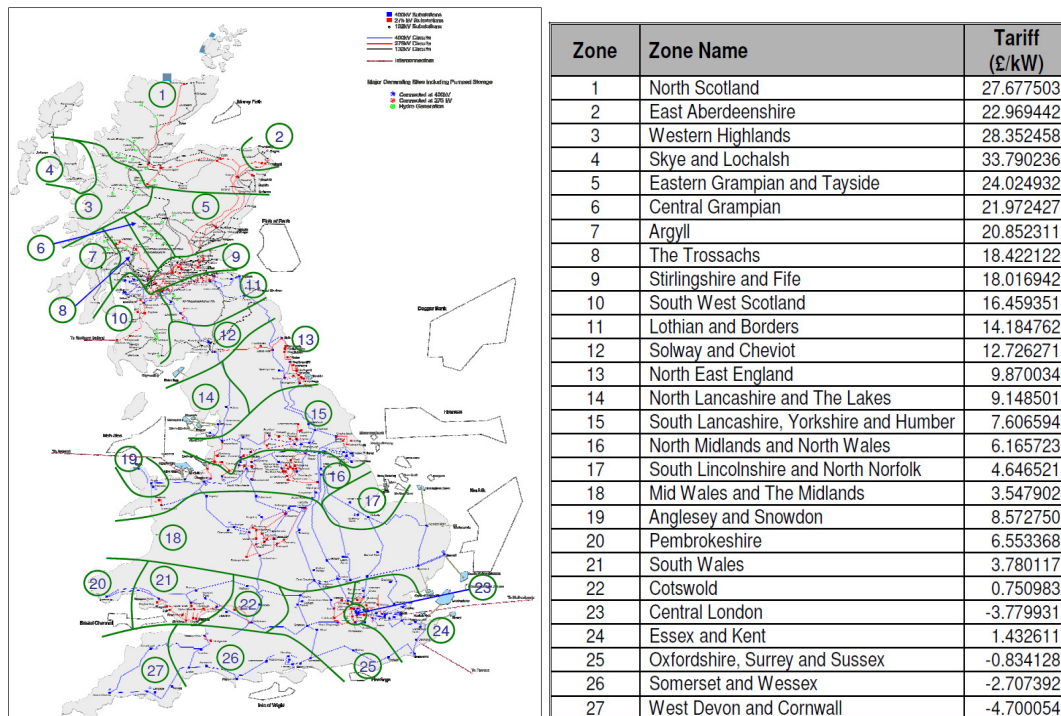


Abbildung 12: (links) Übertragungsnetz von Großbritannien mit der Einteilung der Tarif Zonen für Erzeuger, (rechts) Zonenabhängiger Tarif für Erzeuger für das Jahr 2014 (Quelle: (National Grid, 2014)).

Der Tarif von Abbildung 12 *rechts* beinhaltet eine geografisch abhängige Komponente sowie eine Residual Komponente, die in diesem Fall £5.81/kW beträgt. Letztere wird erhoben um die Kosten des Übertragungsnetzes zu decken. Erstere soll einen Anreiz darstellen um in Verbrauchszentren Kapazitäten zu errichten (National Grid, 2014).

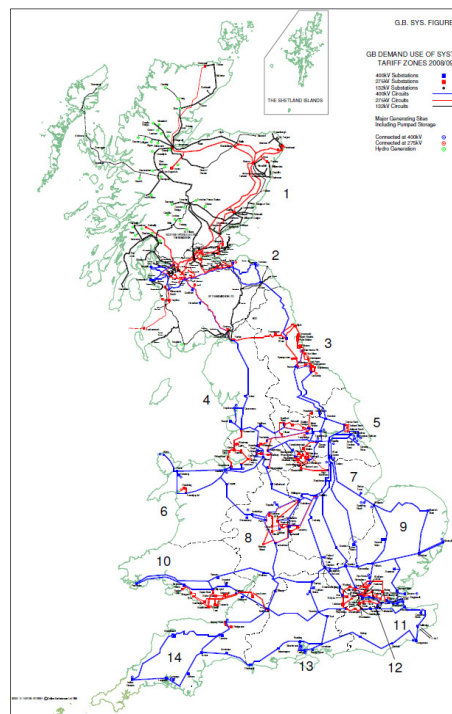


Abbildung 13: Übertragungsnetz von Großbritannien mit der Einteilung der Tarif Zonen für Verbraucher (Quelle: (National Grid, 2014))

Im Gegenzug zum Tarif der Erzeuger bestimmen die drei halbstündlichen Perioden mit der größten Last zwischen November und Februar – Triad genannt – inklusive zonenabhängiger Anteile den Tarif der Verbraucher (National Grid, 2014).

3.2.2 Zonal Pricing am Beispiel des Nord Pool Market

Der Nord Pool Day-Ahead-Markt, welcher die Länder Norwegen, Schweden, Dänemark, Finnland, Estland, Lettland und Litauen umfasst, verwendet das Zonal Pricing um den gesamten Markt in verschiedene Gebotszonen, den sogenannten bidding areas, zu unterteilen. Die jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber dieser Länder entscheiden ob und in welche Gebotszonen das jeweilige Land unterteilt werden soll. Derzeit besitzt Norwegen fünf, Dänemark zwei, Schweden seit 1. November 2011 vier und Finnland, Estland, Lettland und Litauen jeweils eine Gebotszone (Abbildung 14) (Nord Pool Spot, 2016).

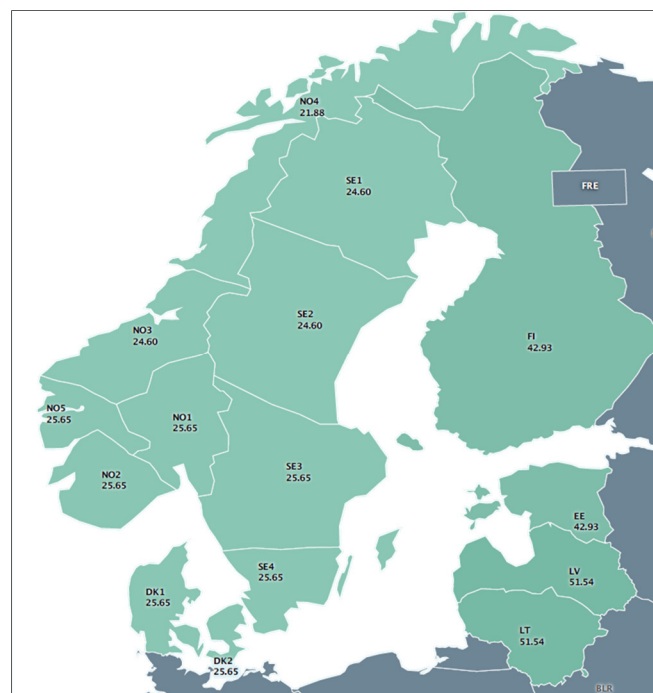


Abbildung 14: Unterteilung der Zonen im nordischen Markt mit Preisen vom 03. Dezember 2015 von 18:00-19:00 (Quelle: (Nord Pool Spot, 2016))

Die Preisberechnung unterteilt sich in die Berechnung des Systempreises, auch Referenzpreis genannt, und des Zonenpreises³. Für jede Stunde wird die Angebots- und Nachfragekurve für den gesamten Nord Pool Markt generiert. Der Schnittpunkt beider Kurven bestimmt den Systempreis des engpassfreien Marktes (Abbildung 15) (Nord Pool Spot, 2016).

³ Im Nord Pool Markt spricht man von Area price.

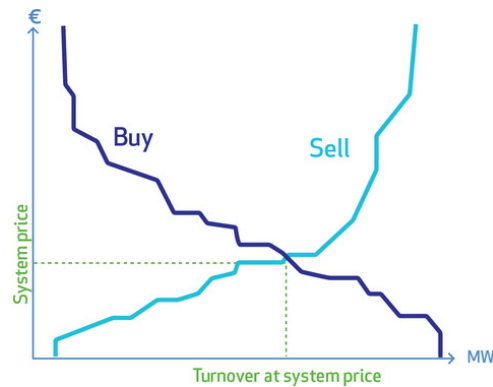


Abbildung 15: Berechnung des Systempreises (Quelle: (Nord Pool Spot, 2016))

Durch das Auftreten von Engpässen in der Übertragungskapazität werden die nordischen Länder in verschiedenen Zonen unterteilt und es kommt infolgedessen zu unterschiedlichen Preisen. Dadurch ist es möglich die regionalen Marktbedingungen abzubilden. Im Falle eines Engpasses zwischen zwei Gebotszonen erhöht sich der Preis in der Defizit Zone und senkt sich der Preis in der Überschuss Zone. Infolge des hohen Preises in der Defizit Zone wird mehr angeboten und weniger nachgefragt. In der Überschuss Zone hingegen wird mehr nachgefragt und weniger angeboten. Unter Voraussetzung der Nutzung der maximalen Übertragungskapazität zwischen beiden Zonen kommt es zu einem Kauf in der Überschuss Zone und zu einem Verkauf in der Defizit Zone, somit fließt Energie von der Überschuss Zone in die Defizit Zone (Nord Pool Spot, 2016).

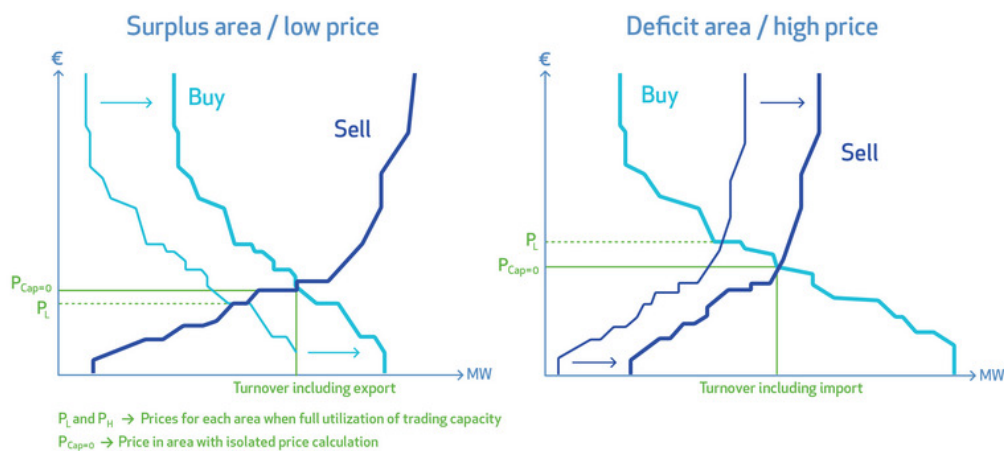


Abbildung 16: Berechnung des Zonenpreises (Quelle: (Nord Pool Spot, 2016))

Abbildung 16 zeigt die Verschiebung der Nachfragekurve in der Überschuss Zone aufgrund der Nutzung der Übertragungskapazität zwischen den Zonen. Folgend stellt sich ein höherer Preis ein. In der Defizit Zone verschiebt sich hingegen die Angebotskurve, wodurch sich ein niedrigerer Preis einstellt. Die Preise beider Zonen gleichen sich somit an. Falls die Übertragungskapazität zwischen allen Zonen ausreicht, um die gehandelte Energie vollständig zu übertragen, stellt sich für alle Zonen ein einheitlicher Systempreis ein (Nord Pool Spot, 2016).

3.3 Nodal Pricing

Nodal Pricing oder auch Locational Marginal Pricing (LMP) wird oft als extrem Form von Market Splitting bezeichnet, da jeder Knotenpunkt im Netz eine eigene Gebotszone darstellt,

welches beispielsweise im PJM (Pennsylvania-New Jersey-Maryland)-Markt Anwendung findet⁴. Hier wird unterschieden zwischen Situationen ohne Engpass, in der der niedrigste Preis über alle Knoten im gesamten Markt gleich ist, und Engpässe bei denen sich der Preis pro Knoten je nach verfügbarer Übertragungsleistung einstellt. Falls keine Kapazität mehr vorhanden ist um den Verbrauch eines Knotens mit günstiger Elektrizität zu versorgen, werden an diesem Knoten teurere Kraftwerke ans Netz geschaltet um somit die Nachfrage zu decken. Durch die höheren Grenzkosten der zugeschalteten Kraftwerke steigt der lokale Preis an diesem Knoten an. Ziel ist es durch unterschiedliche Preise im Fall von Engpässen ortsbezogene Anreize zur Investition von Kraftwerken und Übertragungsleitungen zu setzen (PJM, 2016). Trotz des Nodal Pricing Ansatzes im PJM-Markt können Investitionen in Übertragungskapazitäten nicht sicher vorausgesagt werden.

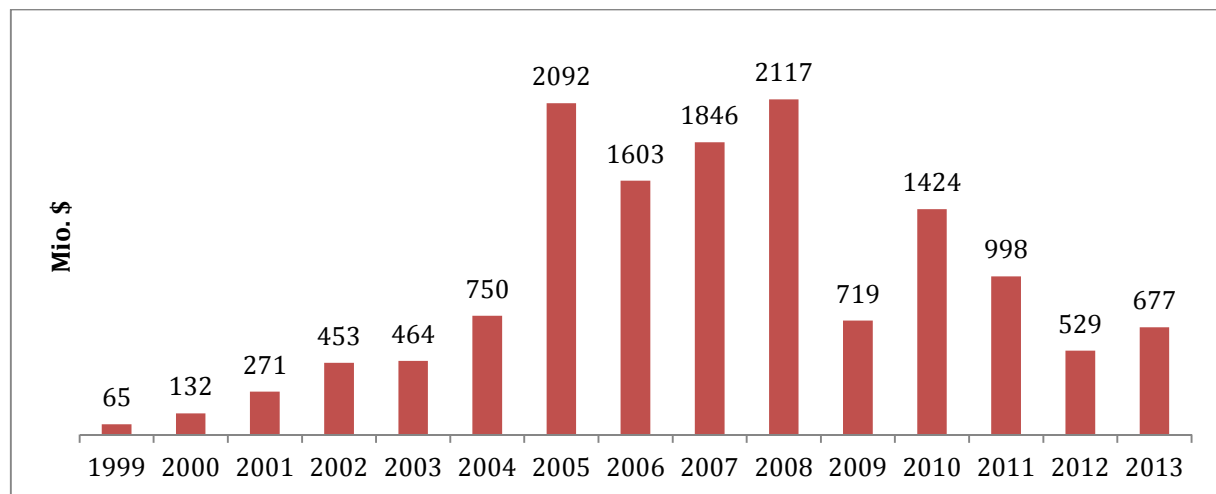


Abbildung 17: Engpasskosten PJM-Markt 1999-2013 (basierend auf den Daten von (Monitoring Analytics, 2014)).

Im Zeitraum 2000-2013 beispielsweise lagen die Kosten im PJM-Markt für Engpassmanagement zwischen 1,8% und 9,6% des Gesamtumsatzes (Abbildung 17). Durch fehlende Investitionen von Übertragungsnetzbetreibern genehmigte PJM bis 2011 1,3 Milliarden \$ für den Netzausbau. Dadurch sollen die Kosten für Engpässe um 200\$ - 300\$ pro Jahr gesenkt werden (frontier economics & consentec, 2011).

4 ENTSO-E Leitungsausbauverfahren

ENTSO-E hat zur Bewertung von Leitungsausbauverfahren die Guidelines for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects am fünften Februar 2015 veröffentlicht (ENTSO-E, 2015). Die Methode der Cost Benefit Analysis wurde entwickelt um die Projekte des Ten Year Network Development Plans (TYNDP) sowie die Projects of Common Interest (PCI) zu bewerten. Um Leitungsprojekte zu bewerten werden technische Aspekte, Kosten, ökologische und soziale Auswirkungen, Versorgungssicherheit, soziale bzw. ökonomische Wohlfahrt und Nachhaltigkeit untersucht. Im folgenden Teil wird der Fokus auf die Bewertung durch die ökonomische Wohlfahrt gelegt.

⁴ Federführend war hier William W. Hogan von der Harvard University (Hogan, 1999).

Die Vorgangsweise der Netzausbauplanung besteht aus folgenden zwei Studien. In der vorausgehenden Marktstudie wird ein vereinfachtes Modell des tatsächlichen Netzes verwendet, indem die Knoten eines Gebietes zu einer einzelnen Gebotszone aggregiert werden. Innerhalb einer Gebotszone gibt es keine Netzengpässe, es wird das Modell einer Kupferplatte angenommen. Zwei Zonen sind durch eine einzige Leitung verbunden, welche eine Zusammenfassung aller zonenüberschreitenden Leitungen darstellt. Die Transportleistung dieser Leitung ist die sogenannte Grid Transfer Capability (GTC). In Marktstudien werden Erzeugung, Last je Marktzone und der Handel zwischen Zonen berechnet. Die Netzstudien hingegen beinhalten ein detailliertes Netzmodell um die tatsächlichen Lastflüsse, basierend auf der Marktstudie, sowie die GTC zu berechnen. Dadurch können zoneninterne Netzengpässe aufgrund der zu überprüfenden Leitung aufgedeckt werden (ENTSO-E, 2015).

Es gibt zwei verschiedene Methoden um die ökonomische Wohlfahrt zu berechnen, zum einen der „generation approach“, der die Erzeugungskosten mit und ohne des Leitungsprojektes vergleicht. Zum anderen der „surplus approach“, der die Produzenten-, Konsumentenrenten- sowie die Engpassrente mit und ohne dem Leitungsprojekt vergleicht. Beide Methoden verwenden zur Berechnung das Marktmodell, jedoch werden netzinterne Redispatchkosten mit dem Netzmodell berechnet (ENTSO-E, 2015). Abbildung 18 zeigt den „surplus approach“ zur Bewertung der ökonomischen Wohlfahrt.

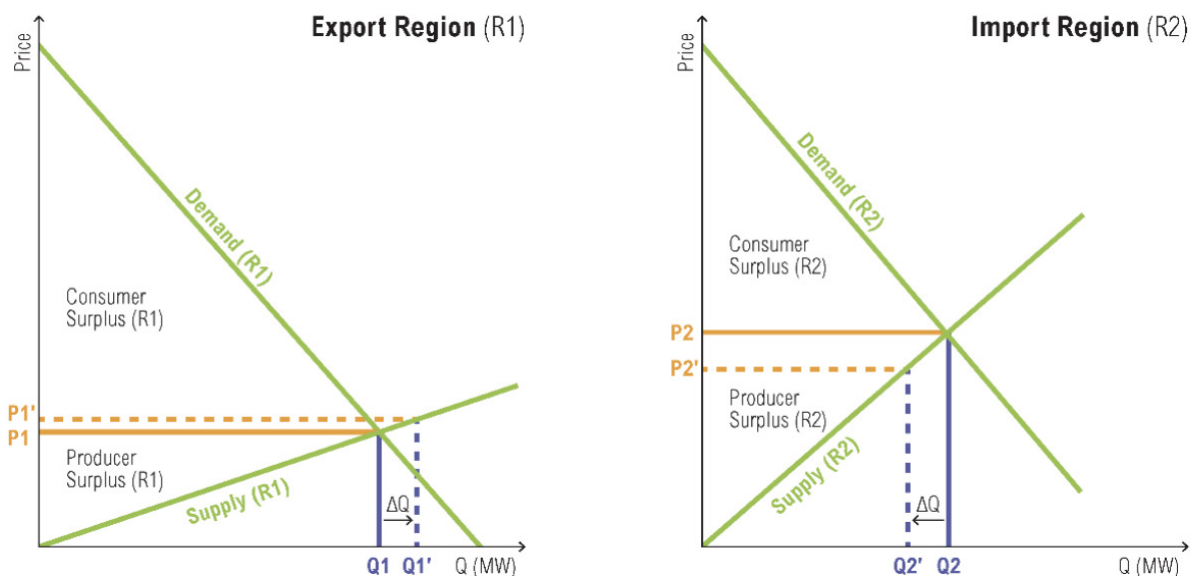


Abbildung 18: Beispiel einer Erhöhung der GTC durch ein neues Leitungsprojekt zwischen einer Export- und einer Importregion (Quelle: (ENTSO-E, 2015)).

Die Erhöhung der GTC aufgrund eines Leitungsprojektes hat einen erheblichen Einfluss auf die ökonomische Wohlfahrt. Durch einen höheren GTC zwischen zwei Gebotszonen kann die Niedrigpreiszone in die Hochpreiszone mehr Energie exportieren, bzw. die Hochpreiszone von der Niedrigpreiszone mehr Energie importieren. Der Wohlfahrtsgewinn jeder Stunde, durch die neue Leitung, errechnet sich nun durch die Wohlfahrt mit dem Leitungsprojekt abzüglich der Wohlfahrt ohne das Leitungsprojekt (ENTSO-E, 2015).

5 Schlussfolgerung

Zur Berechnung der Übertragungskapazität in langgestreckten Elektrizitätssystemen ist das Konzept der Net Transfer Capacity durchaus geeignet. Ringflüsse, die durch den Handel benachbarter Gebiete entstehen, haben in diesem System weitaus geringere Auswirkungen als in hoch vermaschten Systemen, beispielsweise in Europa. Deswegen hat Norwegen bereits in den 90iger Jahren ein ähnliches Konzept angewandt um Engpässe innerhalb des Landes zu beseitigen. Hierzu wurde das Land in zwei Preisgebiete aufgespalten, wobei der Übertragungsnetzbetreiber Ståtnett die verfügbare Übertragungskapazität bekanntgegeben hat. Durch die einzige Verbindungsleitung zwischen dem Erzeugungsstarken Norden und dem Verbrauchsstarken Süden steht der NTC Wert, wie in vermaschten Systemen, nicht stellvertretend für mehrere Verbindungsleitungen sondern nur für die Eine. Ähnliche Gegebenheiten erkennt man in Schweden, bei der eine sogenannte trunk line, bestehend aus mehreren Leitungen, den Norden mit dem verbrauchsstarken Süden verbindet.

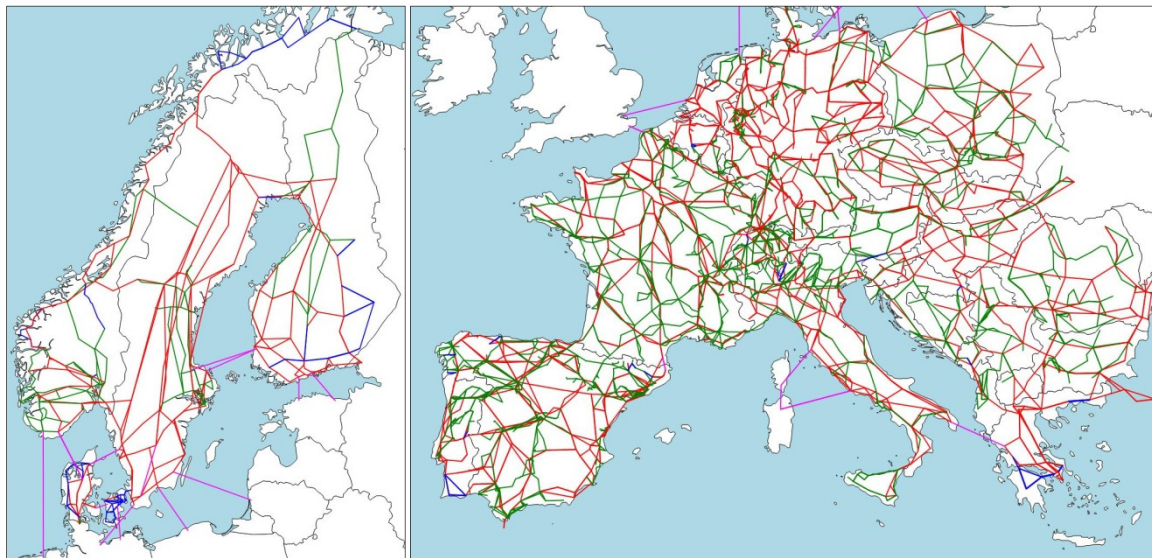


Abbildung 19: (*links*) Langgestrecktes Elektrizitätssystem in Skandinavien, (*rechts*) hoch vermaschtes Elektrizitätssystem in Europa (Eigene Darstellung mittels VISU)

Selbst in Großbritannien kann das NTC Konzept angewandt werden, da auch hier eine langgestreckte Elektrizitätswirtschaft vorzufinden ist, vor allem die Verbindung zum Festland ist überschaubar wodurch eventuell auftretende Ringflüsse in der Sicherheitsmarge besser beachtet werden können. Dadurch werden die Übertragungsleitungen besser ausgelastet.

Eine zonale Darstellung, bei der ein Preisgebiet einen Knoten darstellt und mittels einer aggregierten Verbindungsleitung zu benachbarten Preisgebieten verbunden ist, ist bei langgestreckten Elektrizitätssystemen durchaus anwendbar. Vor allem da eine knotenbasierte Darstellung, durch das Erstellen einer exakten Abbildung des physikalischen Netzes mit allen Knoten sowie Verbindungsleitungen, höchst aufwendig ist. Fraglich bleibt jedoch wieso das Konzept des NTC von langgestreckten Elektrizitätssystemen (Abbildung 19 *links*) in ein hoch vermaschtes System wie in Europa (Abbildung 19 *rechts*) eingeführt wurde. Vergleichsweise wurde im hoch vermaschten PJM-Markt ein nodaler Ansatz gewählt, bei der jeder Knotenpunkt im Netz eine eigene Gebotszone darstellt. Dieser benötigt, anstelle des Ansatzes der Net Transfer Capacity, einen flussbasierten Ansatz basierend auf

Power Transfer Distribution Factors, welcher die Auswirkungen des Handels zwischen zwei Gebieten auf den physikalischen Lastfluss des gesamten Netzes darstellt.

Zur effizienteren Nutzung von grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten, sowie die marktbasierte Preisfindung für Strom über Ländergrenzen hinaus, werden die Day-Ahead-Märkte durch das sogenannte Market Coupling gekoppelt. Die Kopplung der Intraday Märkte ist in Bearbeitung. Ziel ist ein einheitlicher Elektrizitätsbinnenmarkt, da durch die effiziente Nutzung von grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten der Wettbewerb gefördert und somit Preise gesenkt werden können. Derzeit sind 19 Länder, welche 85% des europäischen Stromverbrauchs abdecken, miteinander gekoppelt. Bis 2015 wurden die Märkte basierend auf dem NTC Konzept gekoppelt, seit dem 20. Mai 2015 jedoch startete das erste flussbasierte Market Coupling in Europa im CWE Marktgebiet. Vor dem offiziellen Start wurde das NTC basierte sowie auch das flussbasierte Market Coupling parallel getestet, es konnten erhebliche Verbesserung bei der Ausnutzung der grenzüberschreitenden Übertragungsleitungen festgestellt werden. Die Importe, Exporte sowie die ökonomische Wohlfahrt sind durch Verwendung des flussbasierten Ansatzes gestiegen. Es bleibt zu hoffen, dass der NTC basierte Ansatz allmählich durch den flussbasierten Ansatz in hoch vermaschten Systeme abgelöst wird. Im Hinblick dazu hat die ENTSO-E in Kooperation mit ACER 2015 die „guideline on capacity allocation und congestion management“ veröffentlicht.

Es bleibt fraglich inwiefern NTC Werte zur Bewertung von grenzüberschreitenden Leitungsprojekten herangezogen werden können. Die Elektrizitätswirtschaft ist im Vergleich zu anderen Branchen sehr langlebig, Anlagen sowie Leitungen besitzen besonders hohe Lebensdauern. NTC Werte im Gegenzug werden jährlich, monatlich sowie täglich bestimmt, daher bleibt die Frage offen ob sie wirklich zur Bewertung von langlebigen Leitungsprojekten in hoch vermaschten Elektrizitätssystemen herangezogen werden sollten. Gewiss gibt der nodale Ansatz, durch den verwendeten flussbasierten Ansatz und die Bepreisung auf Knotenebene, Rückschlüsse auf Leitungsengpässe, jedoch bleibt fraglich inwieweit sich die Preissignale auf Investitionen in Übertragungskapazitäten auswirken. Weiters gestaltet sich die Bestimmung der ökonomischen Wohlfahrt laut den Guidelines for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects auf langfristige Zeitbasis schwierig, da es offene Fragen bezüglich Brennstoffkosten, Erzeugungsstruktur, Technologien, Nachfragestruktur und Netzstruktur gibt, die allesamt die ökonomische Wohlfahrt beeinflussen.

Referenzen

ACER. (2015). *ACER Market Monitoring Report 2015*. Abgerufen am 28. 01 2016 von http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER_Market_Monitoring_Report_2015.pdf

Adamec, M., Indrakova, M., & Pavlatka, P. (2009). *Market Coupling and Price Coordination between Power Exchanges*. Von Dept. of Economics, Management and Humanities, Czech Technical University: http://www.aeee.at/2009-IAEE/uploads/fullpaper_iaee09/P_521_Pavlatka_Pavel_7-Sep-2009,%208:59.pdf abgerufen

- Belpex, apX Group, & Powernext. (2006). *EPEXSPOT*. Abgerufen am 28. 01 2016 von https://www.epexspot.com/document/3828/061025_TLC-Algorithm.pdf
- CONSENTEC. (2007). *Towards a common co-ordinated regional congestion management method in Europe - Final Report*. Aachen.
- ENTSO-E. (2015). *ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects - FINAL*.
- EPEX SPOT. (2016). Abgerufen am 28. 01 2016 von <http://www.epexspot.com/en/market-coupling>
- ETSO a. (2001). *Definitions of Transfer Capacities in liberalised Electricity Markets - Final Report*.
- ETSO b. (2001). *Co-ordinated Auctioning - A market-based method for transmission capacity allocation in meshed networks - Final Report*.
- ETSO, & EuroPEX. (2008). *Development and Implementation of a Coordinated Model for regional and Inter-Regional Congestion Management - Interim Report*.
- frontier economics, & consentec. (2011). *Bedeutung von etablierten nationalen Gebotszonen für die Integration des europäischen Strommarkts - ein Ansatz zur wohlfahrtsorientierten Beurteilung*. London.
- Hogan, W. (1999). *GETTING THE PRICES RIGHT IN PJM: Analysis and Summary: April 1998 through March 1999 - The First Anniversary of Full Locational Pricing*. Abgerufen am 03. 02 2016 von <http://www.hks.harvard.edu/fs/whogan/pjm0399.pdf>
- Monitoring Analytics. (2014). *Congestion and Marginal Losses*. Abgerufen am 03. 02 2016 von http://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2014/2014-som-pjm-volume2-sec11.pdf
- National Grid. (2014). *The Statement of Use of System Charges*. Abgerufen am 03. 02 2016 von <http://www2.nationalgrid.com/UK/Industry-information/System-charges/Electricity-transmission/Transmission-Network-Use-of-System-Charges/Statement-of-Use-of-System-Charges/>
- Nord Pool Spot. (2016). Abgerufen am 22.. 01. 2016 von <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Bidding-areas/>
- Nordel. (1996). *ANNUAL REPORT 1996*. Abgerufen am 04. 02 2016 von https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/nordic/annualreport/Annual%20report%201996.pdf
- PJM. (2016). *Locational Marginal Pricing*. Abgerufen am 03. 02 2016 von PJM.com: <https://learn.pjm.com/Media/about-pjm/newsroom/fact-sheets/locational-marginal-pricing-fact-sheet.pdf>
- Stigler, H. (1999). *Rahmen, Methoden und Instrumente für die Energieplanung in der neuen Wirtschaftsorganisation der Elektrizitätswirtschaft, Dissertation*. TU Graz.

swissgrid. (2015). Abgerufen am 22.. 01. 2016 von
https://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/reliability/power_market/market_coupling.html