

IMPLIKATIONEN VON NTC, ZONAL PRICING, NODAL PRICING, PTFD UND ENTSO-E LEITUNGS-AUSBAUVERFAHREN

Martin STROHMAIER¹, Heinz STIGLER¹

Inhalt

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 ursprüngliches Vorbild für einen funktionierenden internen Strommarkt diente Skandinavien, in dem der Day-Ahead Energiemarkt von der skandinavischen Strombörse Nord Pool Spot geführt wurde.

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, wurden 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.

Das bisherige Konzept der Net Transfer Capacity (NTC) [1] funktioniert in einer langgestreckten Elektrizitätswirtschaft wie beispielsweise in Skandinavien, ist jedoch für ein hoch vermaschtes System, wie es in weiten Teilen Europas vorzufinden ist, nur wenig geeignet (siehe Abbildung 1).

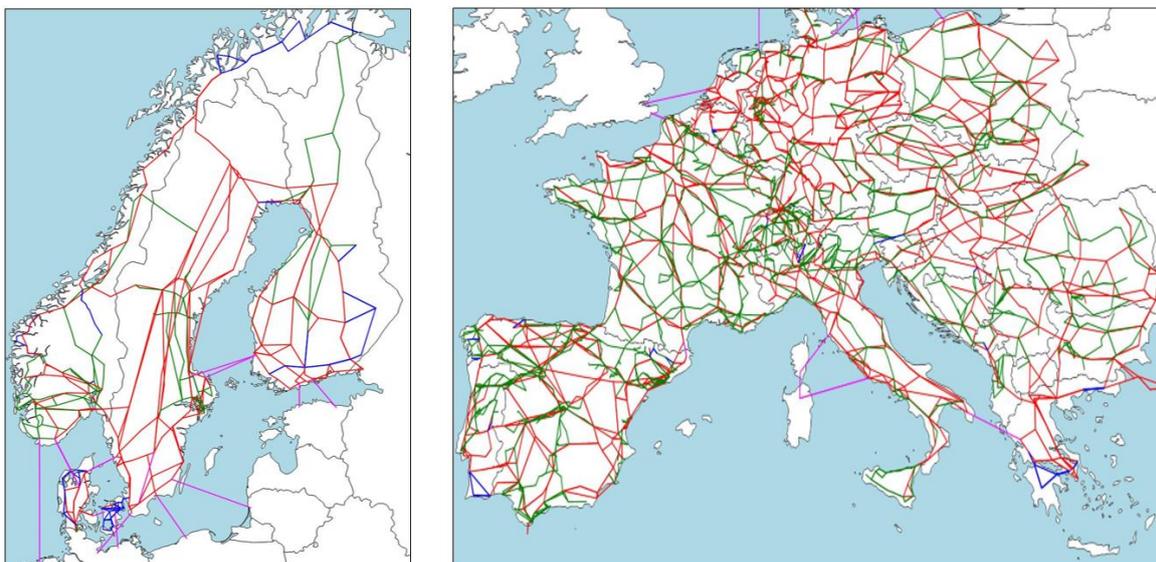


Abbildung 1: Langgestrecktes Elektrizitätssystem in Skandinavien (links) sowie hoch vermaschtes Elektrizitätssystem in Europa (rechts); (eigene Darstellung mittels VISU).

Die Umsetzung des Elektrizitätsbinnenmarktes in Europa erfolgt mittels Market Coupling. In diesem werden unterschiedliche Strommärkte über Ländergrenzen hinweg miteinander gekoppelt (*derzeit wird der Day-Ahead Markt gekoppelt, die Marktkopplung für den Intra-Day-Markt ist in der Vorbereitung [5]*). Dadurch ist es möglich überregional einen Strompreis zu ermitteln, der zur Steigerung der Wohlfahrt führt. Die Anfänge des Market Couplings in Europa begannen im Jahr 2006 mit dem Trilateralen Market Coupling zwischen den Niederlanden, Frankreich und Belgien. Der größte Schritt hin zu einem Elektrizitätsbinnenmarkt erfolgte am 4. Februar 2014 mit dem North Western Europe Market Coupling [2].

¹ Technische Universität Graz, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Inffeldgasse 18/II, 8010 Graz, Tel.: +43 316 873-7904, martin.strohmaier@tugraz.at, www.iee.tugraz.at

Durch die Nachteile der Kapazitätsbestimmung grenzüberschreitender Leitungen mittels der NTC-Methode und der damit verbundenen Weiterentwicklung der lastflussbasierten Kapazitätsbestimmung, soll zukünftig das derzeitige Market Coupling durch ein lastflussbasiertes Market Coupling ersetzt werden. In diesem lastflussbasierten Modell wird die Kapazitätsberechnung unter Zuhilfenahme von Power Transfer Distribution Factors (PTDF) durchgeführt. Die Ausgestaltung dieses Market Coupling ist in den Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management dargestellt [3].

Während in Europa Strombörsen miteinander gekoppelt werden, verwendet Skandinavien das sogenannte Market Splitting. Bei diesem entscheiden die lokalen Übertragungsnetzbetreiber der nordischen Länder in wie viele Zonen (Zonal Pricing) das jeweilige Land unterteilt werden soll. Norwegen hat derzeit fünf Preiszonen, Dänemark zwei und Schweden vier (*die Aufteilung in kleinstmöglichen Zonen wäre auf Knotenbasis und wird Nodal Pricing genannt*). Zwischen 2010 und 2013 sind die baltischen Staaten Estland, Lettland und Litauen dem Nord Pool beigetreten und bestehen wie Finnland jeweils aus einer Zone. Die Unterteilung in Zonen dient zur Erkennung von Engpässen im Übertragungsnetz, da sich im Falle knapper Übertragungskapazitäten verschiedene Preise einstellen [4].

Referenzen

- [1] European Transmission System Operators (ETSO), „Definitions of Transfer Capacities in liberalised Electricity Markets - Final Report,“ 2001.
- [2] „EPEXSPOT,“ 2016. [Online]. Available: <http://www.epexspot.com/en/market-coupling>. [Zugriff am 21. 01. 2016].
- [3] European Commission, „Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management,“ 2014. [Online]. Available: http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/cacm_final_provisional.pdf.
- [4] „Nord Pool Spot,“ 2016. [Online]. Available: <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Bidding-areas/>. [Zugriff am 22. 01. 2016].
- [5] „swissgrid,“ 2015. [Online]. Available: https://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/reliability/power_market/market_coupling.html. [Zugriff am 22. 01. 2016].