

NATIONAL-STRATEGISCHER NETZAUSBAU IM EUROPÄISCHEN HOCHSPANNUNGSNETZ

Dipl.-Ing. Daniel HUPPMANN¹, Dipl.-Wi.-Ing. Jonas EGERER^{*2}

Motivation

Die Schaffung eines europäischen Binnenmarkts für Strom sowie der Trend zu erneuerbaren Energieträgern (EC 2011) erfordern einen signifikanten Ausbau des europäischen Hochspannungsnetzes. Dies soll einerseits einer verstärkten Marktintegration dienen sowie die effiziente Einspeisung von variablem Solar- und Windstrom fördern. Allerdings kann es durch Netzausbau zu starken Wohlfahrtsverschiebungen kommen, sowohl zwischen verschiedenen Marktteilnehmern (Erzeuger- und Konsumentenrenten), sowie über Staatsgrenzen hinweg (Export-, Import- und Transitländer). Diese Verteilungseffekte werden in numerischen Modellen, die den optimalen Kraftwerks- und Leitungsausbau für Europa in den nächsten Jahrzehnten berechnen, nicht berücksichtigt (z.B. Fürsch, Nagl, und Lindenberger 2012; Tröster, Kuwahata, und Ackermann 2011).

Die Entscheidung über den Leitungsausbau liegt allerdings klar in der Hand nationaler Regulatoren. Gately (1974) und Nylund (2013) untersuchen die Verteilungseffekte von Leitungsausbau theoretisch. Die EU-Verordnung 838 (EU, 2010) etabliert zwar einen Kompensationsmechanismus (*Inter-TSO Compensation Mechanism, ITC*), um die Kosten des Leitungsaubaus und von Transifflüssen auf jene Konsumenten und Erzeuger umzulegen, die davon profitieren. Der Fonds ist allerdings so gering dotiert, daß er im Verhältnis zu den Kosten des notwendigen Leitungsaubaus nicht mehr als einen Tropfen auf den heißen Stein darstellt.

Egerer, Hirschhausen, und Kunz (2012) analysieren, ex-post, die Wohlfahrtseffekte für verschiedene Netztopologien in der Nord- und Ostsee. Egerer und Nylund (2013) entwickeln eine Methodik auf Basis von kooperativer Spieltheorie, um bilaterale und regionale Koalitionen auf Basis eines stilisierten Modells des westeuropäischen Strommarkts zu identifizieren.

Diese Arbeit untersucht die Frage, wie ein (nicht-kooperatives) Nash-Spiel zwischen Regulatoren, die primär an der Maximierung nationaler Wohlfahrt interessiert sind, als numerisches Gleichgewichtsmodell formuliert und gelöst werden kann. Weiters wird untersucht, ob durch Einführung eines Kompensationsmechanismus der first-best-Netzausbau erreicht werden kann. Buijs et al. (2011) haben dieses Problem mittels genetischer Algorithmen gelöst; wir entwickeln hierfür ein mehrstufiges Gleichgewichtsmodell. Wir verwenden den Begriff „national-strategisch“ zur Abgrenzung von anderen Studien, welche die Erzeuger als strategische Spieler im Strommarkt abbilden (z.B. Schröder, Traber, und Kemfert, 2013).

Methodik

Wir adaptieren das dreistufige Modell von Ruiz et al. (2012): die unterste Ebene ist ein wettbewerblicher integrierter Markt. Die zweite Stufe bilden die nationalen Regulierer, die den Leitungsausbau in ihrem Hoheitsgebiet mit dem Ziel setzen, die nationale Wohlfahrt zu maximieren. Wir unterscheiden zwei Fälle, wie die Regulatoren diese definieren: 1) die klassische Annahme: die nationale Wohlfahrt setzt sich aus Konsumentenrente, Erzeugergewinnen und Leitungsengpaßrenten zusammen; 2) die Regulierer haben eine Präferenz für Konsumentenrente und Erzeugergewinne; allerdings muss für den Netzausbau eine Finanzierungsbeschränkung berücksichtigt werden, sodaß die Kosten durch Engpassrenten abgedeckt werden.

Als oberste Stufe agiert ein Planer, der die Gesamtwohlfahrt maximiert. Dies könnte etwa als die „Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER)“ verstanden werden. Im einfachsten Fall ist dieser Planer nur ein „Gleichgewichtsauswahlmechanismus“ – sollte es mehrere Nash-Gleichgewichte im Spiel zwischen den Regulierern geben, wählt er jenes aus, daß für die

¹ DIW Berlin, Mohrenstr. 58, D-10117 Berlin, +49 30 89789378, dhuppmann@diw.de, www.diw.de

² TU Berlin, Straße des 17. Juni 135, D-10623 Berlin, +49 30 314-23649, je@wip.tu-berlin.de

gesamte Region insgesamt wohlfahrtsoptimal ist. In einer Erweiterung des Modells kann der Planer aber auch den ITC verwalten und damit grenzüberschreitende Leitungen (ko-)finanzieren.

Ergebnisse

Wir veranschaulichen die Auswirkung von national-strategischem Netzausbau an einem stilisierten 4-Knoten-Beispieldatensatz, der grob an der deutsch-polnischen Situation angelehnt ist. Im Norden der Region West gibt es viel Kapazität mit niedrigen Grenzkosten (Windstrom), im Süden hingegen hohe Nachfrage und teure Kraftwerke (Abschaltung der Grundlast-Kernkraftwerke). Der insgesamt wohlfahrtsoptimale Ausbau (*first-best*) führt allerdings zu einer Verschlechterung der Wohlfahrt der Region Ost. Im national-strategischen Spiel kann der Regulierer der Region Ost durch weniger Ausbau der Leitung in seiner Zone einen Teil des Wohlfahrtsgewinns den Konsumenten und Erzeugern in der eigenen Region zukommen lassen, wodurch aber nicht die gesamten Wohlfahrtsgewinne durch den Netzausbau erzielt werden können (strategisches Verhalten der Regulierer).

Wenn das Spiel noch um den Planer erweitert wird, der über den ITC die Finanzierungsbeschränkungen für den Netzausbau in den Zonen beeinflussen kann, liegt die Wohlfahrtsverbesserung zwischen dem First-best-Ergebnis und dem Gleichgewicht im strategischen Spiel (*second-best*).

Ausblick

Die Methodik soll numerisch insoweit verbessert werden, daß sie auf einen realistischen Datensatz der Region „Central-Western Europe“ (CWE) angewandt werden kann. Außerdem wollen wir das Modell insofern erweitern, daß die Regulierer nicht nur über den Leitungsausbau entscheiden, sondern auch über die Netzentgelte, die in der Realität zur Finanzierung des Netzausbaus eingehoben werden. Wir wollen dadurch die Abwägung zwischen Engpaßrenten und Netzentgelten abbilden, und regionale Verteilungswirkungen untersuchen.

Literatur

- EC. 2010. *Commission Regulation (EU) No 838/2010*: European Commission.
- _____. 2011. *Commission Communication No 885/2010 – Energy Roadmap 2050*: European Commission.
- Jonas Egerer, Christian von Hirschhausen, und Friedrich Kunz. 2012. *Planning the offshore North and Baltic Sea grid – Technical and socio-economic analysis of different pathways*. Dresden University of Technology Electricity Market Working Paper WP-EM-47.
- Jonas Egerer und Hans Nylund. 2013. *Regional versus bilateral cost sharing in electricity transmission expansion*. mimeo.
- Michaela Fürsch, Stephan Nagl, und Dietmar Lindenberger. 2012. *Optimization of power plant investments under uncertain renewable energy development paths – A multistage stochastic programming approach*. EWI Working Paper 12/08.
- Dermot Gately. 1974. Sharing the gains from regional cooperation: A game theoretic application to planning investment in electric power. *International Economic Review* 15(1): 195-208.
- Hans Nylund. 2013. *Regional cost sharing in expansions of electricity transmission grids*. mimeo.
- Carlos Ruiz, Antonio J. Conejo, und Yves Smeers. 2009. Pool Strategy of a Producer With Endogenous Formation of Locational Marginal Prices. *IEEE Transactions on Power Systems* 24(2): 1855-1866.
- Andreas Schröder, Thure Traber, und Claudia Kemfert. 2013. *Market driven power plant investment perspectives in Europe: Climate policy and technology scenarios until 2050 in the model EMELIE-ESY*. DIW Discussion Paper 1268.
- Eckehard Tröster, Rena Kuwahata, und Thomas Ackermann. 2011. *European Grid Study 2030/2050*: energynautics GmbH, Germany.