



# Forschung an der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik: Instrumentarien zur gesamtsystemischen Analyse und Optimierung aktueller Problemstellungen im liberalisierten Elektrizitätsmarkt

## *Whole System Analysis and Optimization Tools for Actual Problems in Liberalized Electricity Markets*

Das hier kurz vorgestellte Modell und die Umsetzung für den österreichischen Elektrizitätsmarkt bilden unter anderem einen Bestandteil der Dissertation des Autors. Diese Dissertation wurde vom Österreichischen Verband für Elektrotechnik mit dem OGE-Preis 2004 (OGE – Österreichische Gesellschaft für Energietechnik) sowie vom Energieinstitut der Johannes Kepler Universität Linz mit dem Forum ECONOGY Preis 2004 ausgezeichnet.

### Einleitung

Seit mehr als einem Jahrzehnt werden weltweit, ausgehend von der Öffnung des Elektrizitätsmarktes von England und Wales im April 1990, Elektrizitätsmärkte dereguliert, d.h. durch die Trennung der vormals vertikal integrierten und staatlich regulierten Unternehmen in Erzeugung, Übertragung und Verteilung wurden Wettbewerbsverhältnisse (vor allem für die Erzeugung) in diese Sparte der Energiebranche gebracht. Mit Verabschiedung der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 96/92/EG wurde die Grundlage für die Neugestaltung der europäischen Elektrizitätswirtschaft gelegt. Die Mitgliedsstaaten hatten sodann bis zum 19. Februar 1999 Zeit, die inhaltlichen Vorgaben der Richtlinie in nationales Recht umzusetzen. Diese Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie war somit der Grundstein für die neue Wirtschaftsordnung der Elektrizitätswirtschaft.

Den Kernpunkt dieser neuen Wirtschaftsordnung stellt das Unbundling, also die Trennung von Erzeugung, Übertragung und Verteilung, dar. Waren die Netzbetreiber vor der Liberalisierung durch die vertikale Integration der Unternehmungen in einem optimierten Gesamtsystembetrieb integriert, so stellen sie heute lediglich den Marktplatz für sämtliche physikalischen Transaktionen im liberalisierten Markt zur Verfügung. Die früheren Instrumentarien für einen optimierten Betrieb des Gesamtsystems sind somit obsolet, da die Unternehmungen nunmehr individuelle Zielsetzungen verfolgen.

Gerade aus diesem Grund wurden und werden in Zusammenarbeit mit der Wirtschaft (z.B. Verbund, VEÖ – Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs, Arbeiterkammer) Instrumentarien entwickelt, mit welchen z.B. die Auswirkungen von legislativen Rahmenbedingungen\* für die Elektrizitätsunternehmen im Vorhinein untersucht und geeignete Konzepte und Strategien entwickelt werden können.

Einen Schwerpunkt hat dabei die Entwicklung eines Marktmodells für den österreichischen Elektrizitätsmarkt auf Basis des Nodal Pricing dargestellt. Dabei handelt es sich um ein gesamtsystemisches Optimierungsmodell, welches unter Berücksichtigung von Erzeugung, Übertragung, Verteilung und der Kundennachfrage volkswirtschaftlich optimale, auf einzelne Netzknoten, das sind in der Regel Standorte von Kraftwerkseinspeisungen bzw. Entnahmestellen von Stromkunden,

bezogene Preise berechnet. Der große Vorteil dieses Marktmodells ist also, dass das aufgrund des Unbundling getrennte System als Gesamtes betrachtet wird und zwar unter den neuen (wirtschaftlichen) Rahmenbedingungen. Im Folgenden wird dieses Modell kurz dargestellt und konkrete Berechnungsergebnisse gezeigt.

### Gesamtsystemisches Marktmodell auf Basis des Nodal Pricing

Weltweit werden bedeutende Elektrizitätsmärkte auf Basis solcher Marktmodelle betrieben, wie z.B. PJM Interconnection (Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection) und NYISO (New York Independent System Operator) in den USA oder auch der australische und neuseeländische Elektrizitätsmarkt. Im Unterschied zu den genannten Elektrizitätsmärkten, bei denen die Preisbildung vorwiegend in einem zentralisierten Pool stattfindet, ist das österreichische Marktmodell ein rein auf bilateralen Verträgen basierendes Markt-system.

Im Unterschied zu den Marktmodellen der genannten Elektrizitätsmärkte in Übersee wo eine statische, je Zeitintervall unabhängige Berechnung von Netzknotenpreisen stattfindet, erfolgt beim hier vorgestellten Modellansatz eine dynamische, vom gesamten Zeithorizont abhängige Berechnung der Netzknotenpreise je Zeitintervall. Somit wird den Besonderheiten des österreichischen hydrothermischen Erzeugungssystems mit einem Anteil von ca. 70 % an hydraulischer Erzeugung insofern Rechnung getragen, dass z.B. die Energieverlagerung von Niedrigpreiszeiten nach Hochpreiszeiten mittels Pumpspeicherung berücksichtigt wird.

### Gesamtwirtschaftliche Betrachtungsweise

Hauptaugenmerk bei der Modellentwicklung war die Auswahl einer geeigneten Zielfunktionsformulierung, um die Gesamtheit des Elektrizitätsversorgungssystems zu berücksichtigen. Der gewählte Ansatz folgt dabei einer Maximierung des volkswirtschaftlichen Gesamtnutzens, welcher zu einer optimalen Ressourcenallokation führt. Mit dieser Zielfunktionsformulierung wird somit die Summe aus Konsumentenrente und Produzentenrente berechnet und maximiert (siehe Abb.1).

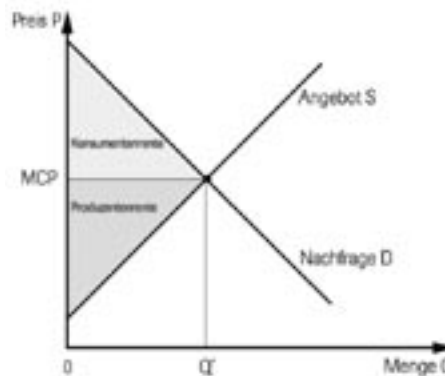


Abb. 1: Angebots- und Nachfragefunktion mit den jeweiligen Renten  
(Quelle: eigene Darstellung)

mit:	P...	Preis in €/MWh
	Q...	Menge in MWh
	S...	Angebot (Supply) in MWh
	D...	Nachfrage (Demand) in MWh
	MCP...	Marktpreis (Market Clearing Preis)

### Umsetzung für den österreichischen Elektrizitätsmarkt

Das entwickelte Nodal-Pricing-Modell ist schematisch in der Abb.2 dargestellt. Es sind ca. 165 Netzknoten, 320 Leitungssysteme und ca.110 Kraftwerksanlagen im Optimierungsmodell berücksichtigt. Die Modellumsetzung und Berechnung erfolgte mit der Optimierungssoftware GAMS (General Algebraic Modelling System) und nutzt die integrierten Optimierungsbibliotheken für lineare gemischt ganzzahlige und nichtlineare Aufgabenstellungen.

### Engpässe im Übertragungsnetz der VERBUND APG

Durch den vorwiegend marktbasieren Einsatz von Kraftwerken

\* EU-Richtlinie, RL 2003/87/EG: Richtlinie über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates (2003).  
EU-Richtlinie, RL 2000/60/EG: Schaffung eines Ordnungsrahmens für die Wasserpolitik (2000).

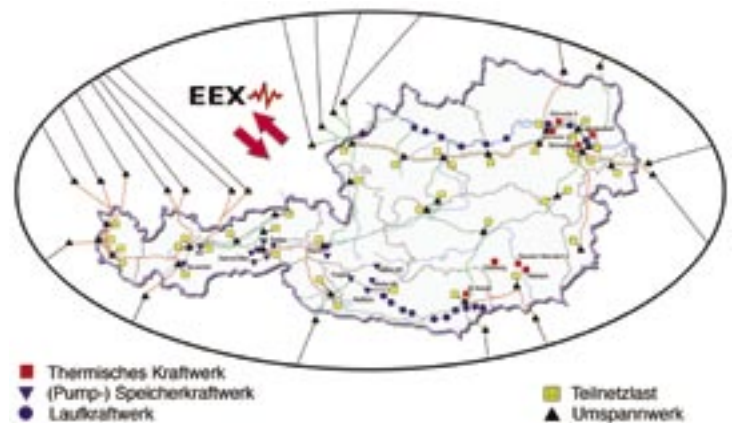


Abb. 2: Schematischer Überblick der im Modell berücksichtigten Komponenten (Quelle: eigene Darstellung)

und infolge zunehmender internationaler Stromhandelsaktivitäten treten Überlastungen der Übertragungsnetze immer häufiger auf und gerade in Österreich stellen die drei 220-kV-Nord-Süd-Leitungsverbindungen in der Regelzone der VERBUND APG ein schwaches Bindeglied im europäischen, von 380-kV-Systemen bestimmten Verbundsystem dar.

In der Abb.3 ist ein konkretes Berechnungsergebnis mit Daten vom Jänner 2004 dargestellt. Durch die unterschiedliche Höhe der Netzknotenpreise werden Engpässe im System dargestellt. Die drei markierten Netzknoten von Ternitz, Weißenbach und Salzach stellen dabei eine Preistrennscheide innerhalb der Regelzone der VERBUND APG dar und es bilden sich zwei engpassbedingte Preiszonen aus. Die Niedrigpreiszone im Norden ist blau markiert und die Hochpreiszone im Süden ist rot markiert.

Zusätzlich ist der Bereich in der Steiermark mit überdurchschnittlich hohen Netzknotenpreisen gekennzeichnet, was auf eine besonders hohe Überlastung der Leitungen in diesem Gebiet hinweist.

Die höheren Preise in der rot markierten Zone entstehen dadurch, da infolge der knappen Verbindungskapazität zwischen den beiden Zonen lokale, teurere Erzeugung eingesetzt werden muss bzw. den Betreibern von Pumpspeicherkraftwerken Opportunitätsverluste erwachsen.

Als Lösungsmöglichkeit bietet sich der Bau der geplanten 380-kV-Steiermarkleitung an. Die Abb. 4 unterstreicht dies anhand eines Modellergebnisses mit Berücksichtigung dieser 380-kV-Steiermarkleitung. Alle Netzknotenpreise sind ähnlich hoch und es existieren, zumindest im betrachteten Szenario (Jänner 2004), keine Netzengpässe mehr.

Modellabschätzungen bis 2010 zeigen aber, dass ein vollständiger Lückenschluss des 380-kV-Ringes in der Regelzone der VERBUND APG (380-kV-Steiermarkleitung und 380-kV-Salzburgleitung) anzustreben ist. Aufgrund der Verteilung der Netzknotenpreise in der Abb. 3 (mit deutlich höheren Preisen in der Region Steiermark) ist aber die Vorrangigkeit der 380-kV-Steiermarkleitung deutlich ersichtlich.

#### Ausblick

Das hier kurz vorgestellte Modell berücksichtigt zwar internationale Stromhandeltätigkeiten, wurde aber primär für den österreichischen Elektrizitätsmarkt entwickelt. Es ist geplant dieses Modell auf europäische Verhältnisse zu erweitern, um z.B. optimale Investitionsstrategien zu erarbeiten bzw. die Auswirkungen für Unternehmungen von Leitungs- und/oder Kraftwerksprojekten abzuschätzen. Auch eine optimierte Einbindung von Erneuerbaren Energien auf gesamteuropäischer Ebene, sowie eine volkswirtschaftlich optimale Förderung dieser sind Zielsetzungen.

#### Links:

www.GAMS.com  
www.PJM.com  
www.NYISO.com  
www.ksg.harvard.edu/hepg



Abb. 3: Zusammenfassung ähnlicher hoher Netzknotenpreise zu Engpasszonen (Quelle: eigene Berechnungen)



Abb. 4: Netzknotenpreise mit der geplanten 380-kV-Steiermarkleitung von Südburgenland (Rotenturm) nach Steiermark (Kainachta) (Quelle: eigene Berechnungen)

### Whole System Analysis and Optimization Tools for Actual Problems in Liberalized Electricity Markets

*Due to the liberalisation of electricity markets, that is, the separation of the formerly vertically integrated and nationally adjusted enterprises in the generation, transmission and distribution of electricity, competitive conditions have been introduced into this sector (mainly affecting the generation companies). On account of the new economic system, existing instruments for optimizing the overall system are obsolete, since the now independent enterprises have individual objectives. In the context of this work, two optimization models were developed which meet the requirements of the new economic system and facilitate a consideration of the overall system bindingness.*

*One instrument is a tool for the pre-analysis of the effects of basic political conditions. In the context of this work, the economic effects of the water framework guideline and the emission trading guideline, based on scenario calculations, were examined.*

*The main issue in this report is the development of an instrument founded on nodal pricing. The objective function is welfare-economically determined in the context of the overall system bindingness. A calculation of the congested transmission system of VERBUND APG is shown as an example. The positive effects of the project 380-kV-Steiermarkleitung are also demonstrated.*