

Elektrizitätsmarktmodell Südosteuropa – Modellbeschreibung und Funktion

Christoph HUBER, Wilhelm SÜSSENBACHER(*), Udo BACHHIESL, Heinz STIGLER
(TU Graz / Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation)¹

Keywords: Elektrizitätsmarkt, Südosteuropa, Nodal-Pricing, Lastfluss, Einsatzoptimierung

1 Motivation

Durch die Unterzeichnung des Vertrages zur Gründung der Energiegemeinschaft für Südosteuropa am 25. Oktober 2005 wurde der Grundstein zur Schaffung des weltweit größten Binnenmarktes für Strom und Gas gelegt. Zu den teilnehmenden Ländern zählen neben den 27 EU-Mitgliedsstaaten auch Kroatien, Bosnien und Herzegowina, Serbien, Montenegro, Albanien, die ehemalige jugoslawische Republik Mazedonien und die UN-Übergangsverwaltung im Kosovo. Der Vertrag zur Gründung der Energiegemeinschaft stellt den Abschluss des Athener Prozesses dar, welcher im Jahr 2002 begonnen hat und die Schaffung eines regionalen Elektrizitätsmarktes für Südosteuropa zum Ziel hatte. Der Vertrag ist ein Kernelement der EU-Strategie für Südosteuropa um die Länder dieser Region an die europäische Gemeinschaft heranzuführen. Die Schaffung eines regionalen Marktes mit fairen Wettbewerbsbedingungen, sowie vergleichbaren Umweltschutz- und Sicherheitsstandards sind wesentliche Voraussetzungen für eine Integration in den europäischen Energiebinnenmarkt. Konkret sehen der Athener Prozess und der Vertrag zur Schaffung der Energiegemeinschaft Pläne zur Reformierung der Entgeltstruktur vor, die Aufstellung von technischen Standards und Informationssystemen für den Netzbetrieb, die Sicherstellung eines effektiven Zugangs Dritter zur Infrastruktur, die Einsetzung einer nationalen Regulierungsbehörde und eines Übertragungsnetzbetreibers, die Erarbeitung regionalspezifischer Lösungen für dringliche Probleme im Bereich Regulierung, Energiemangel und sozialer Ausgleich sowie die konkrete Anwendung der Elektrizitäts- und Erdgasrichtlinien. Diese Maßnahmen sind teilweise schon vollzogen, teilweise aber auch noch nicht konkret umgesetzt worden. Die neuen Rahmenbedingungen stellen sowohl für die Marktteilnehmer als auch für die neu installierten Regulierungsbehörden eine Herausforderung dar. Um zukünftige Entwicklungen besser abschätzen zu können sind daher Planungs- und Prognosemodelle notwendig, welche die vorherrschende Marktsituation möglichst real abbilden, die geltenden Paradigmen der Elektrizitätswirtschaft berücksichtigen und äußerst flexibel an sich ändernde Marktsituationen angepasst werden können. Die Leitungsgebundenheit der elektrischen Energieversorgung ist ein besonderes Merkmal der Elektrizitätswirtschaft und bedingt, dass dieser Markt anders zu behandeln ist als herkömmliche Güter- und Dienstleistungsmärkte. Auf Grund von begrenzten Übertragungskapazitäten kann das Übertragungsnetz nicht beliebig für den Handel genutzt

¹Technische Universität Graz, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, 8010 Graz, Inffeldgasse 18, Tel: 0316-873-7900, Fax: 0316-873-7910, Email: christoph.huber@tugraz.at, wilhelm.suessenbacher@tugraz.at, Web: www.iee.tugraz.at

werden. Um dennoch mit Weitblick in diesem Markt agieren zu können, ist es notwendig über regionale Gegebenheiten z.B. der Netzauslastung, von verfügbaren Kapazitäten im Erzeugungspark oder der Verbraucherstruktur bescheid zu wissen und deren Entwicklung unter bestimmten Rahmenbedingungen abschätzen zu können. Dieses Modell kann daher sowohl für Marktteilnehmer als auch für Regulierungsbehörden ein hilfreiches Werkzeug darstellen.



Abbildung 1: Untersuchungsgebiet Südosteuropa

2 Aufbau des Modells

Das Elektrizitätsmarktmodell basiert auf einer detaillierten Darstellung der wichtigsten Systemeigenschaften und –zusammenhänge, sowie der Marktteilnehmer in Südosteuropa. Das 400- bzw. 220-kV-Übertragungsnetz bildet den Marktplatz für den physikalischen Austausch von Angebot und Nachfrage. Weitere wichtige Systemelemente stellen Netzknoten, Transformatoren, Erzeugungsanlagen und Verbraucher dar. Diese wurden im Rahmen detaillierter Untersuchungen erhoben und in das Modell integriert. Die Erzeugerstruktur setzt sich aus thermischen Kraftwerken mit den Brennstoffen Öl, Gas und Kohle zusammen, weiters aus Lauf-, Speicher- und Pumpspeicher- sowie Nuklearkraftwerken. Da sich die Brennstoffpreise stark auf die Stromerzeugungskosten auswirken, kann jedem Kraftwerk ein Brennstoffpreisentwicklungsszenario hinterlegt werden und somit die Strompreissensitivität in Abhängigkeit der Brennstoffpreise ermittelt werden. Der Verbrauch leitet sich aus den Lastprofilen der UCTE-Datenbank für das Jahr 2006 ab.

2.1 Datenbank

Um die große Menge an Daten des Modells verwalten zu können, wurde eine Datenbank in MS Access erstellt. Hier werden die Systemelemente mit ihren Kenngrößen, als auch Untersuchungsergebnisse verwaltet. Um die Konsistenz der Daten sicherzustellen wurden

die Tabellen der Datenbank unter Berücksichtigung der 3. Normalform implementiert. Einstellungen wie z.B. die Auswahl des Untersuchungsgebietes können in den dafür entworfenen Formularen vorgenommen werden.

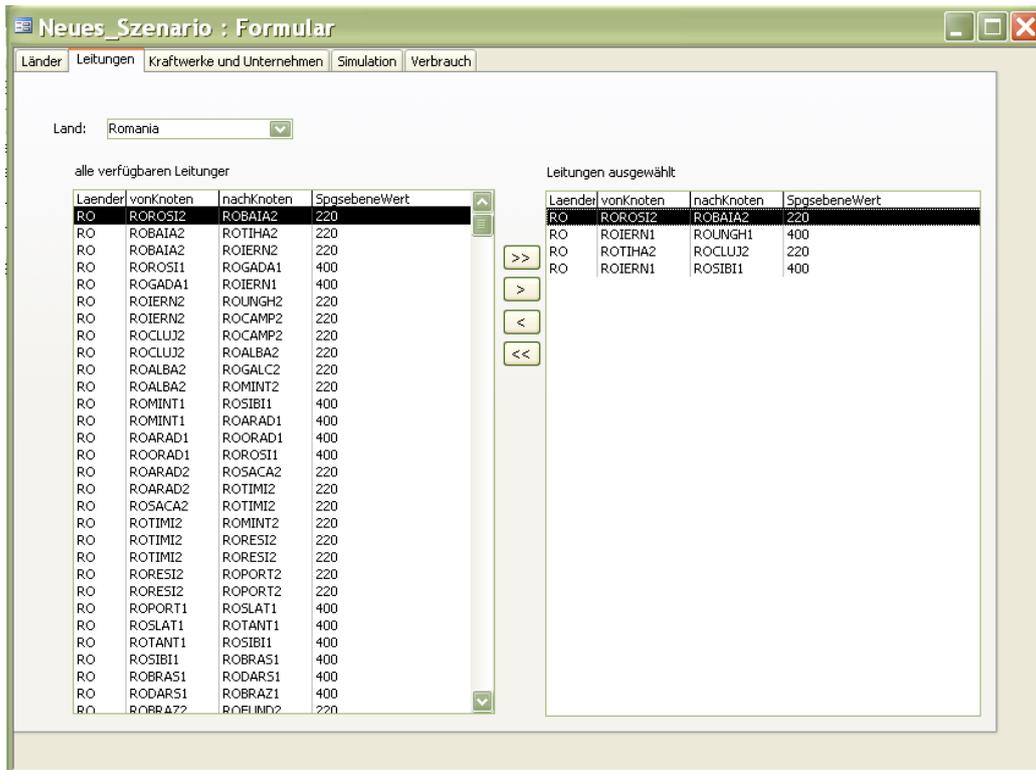


Abbildung 2: Access-Datenbank - Selektion von Übertragungsleitungen im Untersuchungsgebiet

Die MS Access-Datenbank kommuniziert mit anderen Softwarepaketen, wie z.B. GAMS oder Matlab, in die Teile der Modellierung und Darstellung ausgelagert sind.

2.2 Lastflussberechnung

Die Lastflussberechnung wird in der Optimierungssoftware GAMS (General Algebraic Modeling System) durchgeführt. Hier können mittels Systemgleichungen die Netzrestriktionen berücksichtigt werden. Mittels Zielfunktionen lässt sich das Verhalten der Teilnehmer am Markt darstellen und durch das setzen von Randbedingungen ist es möglich die geltenden Regulierungsbedingungen zu modellieren. Die Lösung der Gleichungen erfolgt mittels CPLEX-Solver. Dabei werden Modelle in linearer Programmierung (LP-Modelle) bzw. ganzzahlig gemischter Programmierung (MIP-Modelle) gelöst und die Systemvariablen so optimiert, dass sich eine deterministische Lösung für das untersuchte analytische Problem ergibt.

2.3 Grafische Darstellung

Für die grafische Darstellung der Ergebnisse wird die Software Matlab verwendet. Alle Knoten des Systems sind mit GIS-Daten versehen, wodurch eine geografische korrekte Darstellung des Netzsystems und eine Überprüfung der Untersuchungsergebnisse möglich sind.

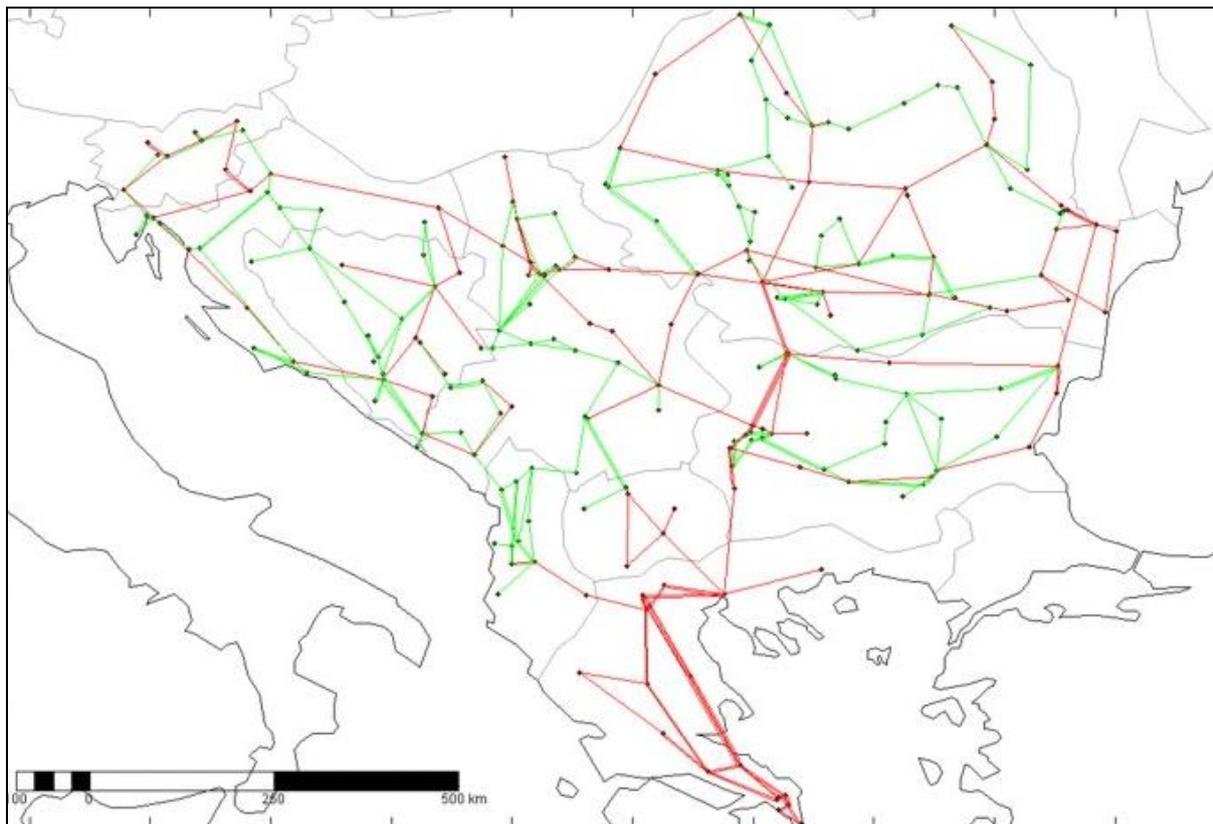


Abbildung 3: Auszug des Übertragungsnetzes aus dem GIS-System

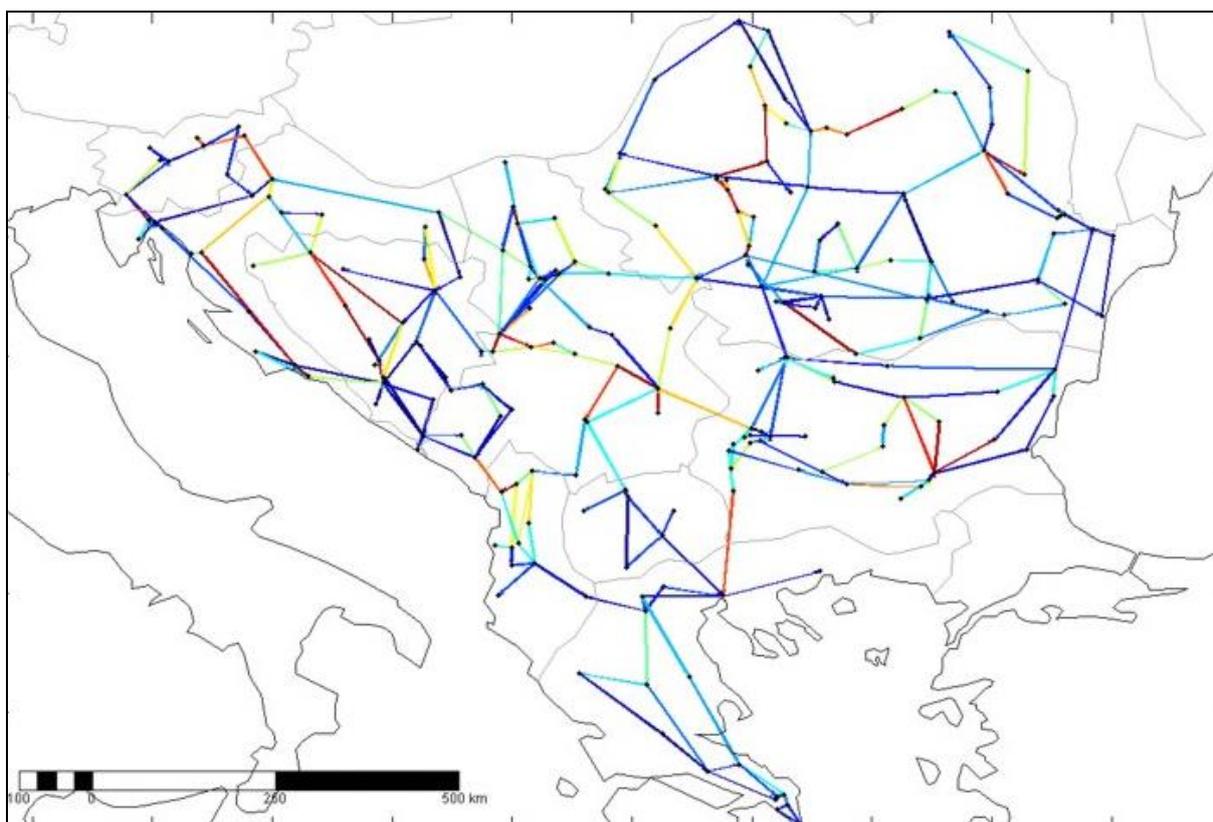


Abbildung 4: Darstellung der Lastflussergebnisse einer Kraftwerkseinsatzoptimierung unter Netzrestriktionen für die 2006 Winterhöchstlast – dunkelrote Linien stellen voll ausgelastete Leitungen dar.

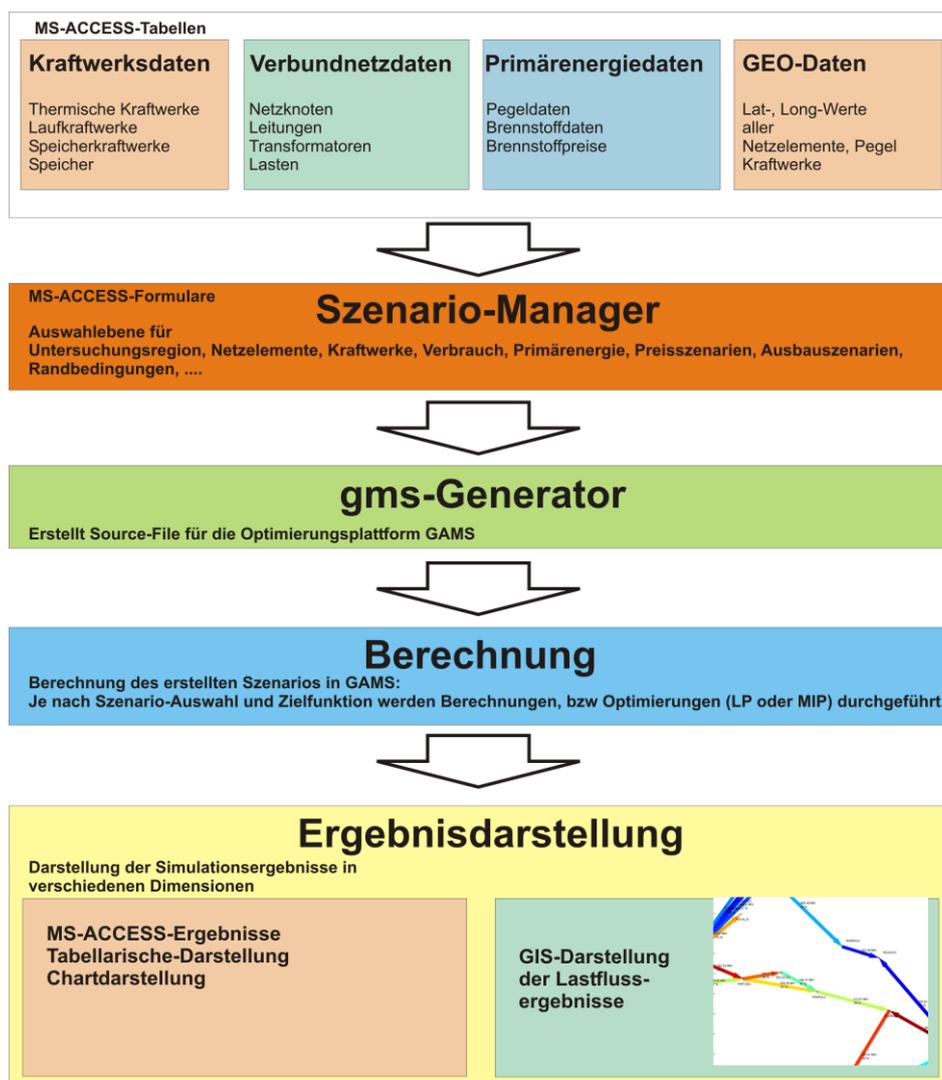


Abbildung 5: Darstellung des Simulationsablaufs.

Die Auslastung der einzelnen Leitungen wird durch ihre Färbung dargestellt und die Richtung des Leistungstransportes durch einen Richtungspfeil.

3 Funktion des Modells

Nach der Definition des Untersuchungsgebietes wird im Modell ein konkretes Systemabbild der Region erzeugt. Dieses Abbild besteht aus Knoten und Leitungen der 400- bzw. 220-kV-Ebene, sowie aus Erzeugungseinheiten und Verbrauchern. Die Stromerzeugungskosten der einzelnen Kraftwerke errechnen sich aus den zugeordneten Brennstoffpreisszenarien, wodurch eine Reihung von Angeboten nach „Merit Order“ möglich wird. Die einzelnen ELU's verfolgen das Ziel ihren Gewinn zu maximieren, wodurch sich die Zielfunktion des Modells ergibt. Um einen Benchmark für den Handel von Kraftwerkskapazitäten am Markt ermitteln zu können, wird ein wohlfahrtsökonomischer Optimierungsansatz (Nodal Pricing) verwendet. Dieser zeigt auf, wie Kraftwerke unter der Berücksichtigung von Netzrestriktionen, volkswirtschaftlich optimal eingesetzt werden können. Im Rahmen dieser Arbeit werden zwei Lastzeitpunkte im südosteuropäischen Netz untersucht, erstens die Winterspitzenlast und zweitens die Sommerniedriglast. Die Winterspitzenlast stellt die größte Herausforderung für

den Kraftwerkspark im Rahmen des Normalbetriebes dar und gibt Auskunft über die maximale Auslastung der Erzeugungseinheiten in einem Jahr. Somit können künftig notwendige Investitionen in diesem Bereich besser geplant werden. Der zweite Zeitpunkt die Sommerniedriglast kann eine große Herausforderung für das Netz darstellen. Auf Grund der geringen Energienachfrage sind viele Kraftwerkskapazitäten frei verfügbar. Unter der Annahme, dass Unternehmen primär mit ihren kostengünstigsten Kraftwerken in das Versorgungsnetz einspeisen, diese sich aber nicht zwangsläufig in der Nähe der Verbraucher befinden, kann es zu starken Netztransiten kommen.

4 Zusammenfassung und Ausblick

Die ersten Ergebnisse der Untersuchung für die Daten des Jahres 2006 zeigen, dass bei einem wohlfahrtsökonomischen Kraftwerkseinsatz unter Netzrestriktionen, zur Jahreshöchstlast etliche Verbundnetzleitungen voll ausgelastet werden. Die Simulation ohne lastflusstuernde Elemente (Transformatoren wurden ohne Regeleinrichtung modelliert) zeigt, dass diese Auslastungen vor allem innerhalb der Länder auftreten.

Ziel der Arbeit ist, ein detailliertes Abbild der wichtigsten Zusammenhänge des südosteuropäischen Elektrizitätsmarktes zu erzeugen. Engpässe in der Erzeugungsstruktur sollten ebenso aufgezeigt werden wie Engpässe im Übertragungsnetz. Das Modell stellt eine Leistungsbetrachtung für zwei Extremfälle des Jahres 2006 dar.

Durch die Integration der Speicherbewirtschaftung in die Kraftwerksplanung wird eine jährliche Deckungsrechnung und somit neben der Leistungsbetrachtung auch eine Energiemengenbetrachtung möglich. Das gesamte Modell ist in ein geografisches Informationssystem integriert, sodass das System eine einfache Anbindung weiterer externer Daten erleichtert. Als Beispiel für eine solche Anbindung sind zum Beispiel bereits Pegeldata des Regeljahres in Form von mittleren monatlichen Abflüssen und Überschreitungsdauerlinien integriert, welche mit den Laufkraftwerken und Speichern verknüpft sind, um das hydraulische Dargebot der Kraftwerke darzustellen. Weitere wesentliche Erweiterungen des Modells sind die Einführung einer Prognose der Lastkurven und Implementierung von weiteren Erneuerbaren Energiequellen. In weiterer Folge werden detailliertere Untersuchungen über die Wirkungsweise verschiedener Regulierungsmechanismen durchgeführt.

5 Quellen

[1] Wornig, H.; Grabner, C.; Huber, C.; Bachhiesl, U.; Stigler, H. 9. Symposium Energieinnovation (2006). *Konzeption und Entwicklung eines Datenbankmodells zur Integration von Energiebedarf, Energieaufbringung und Energietransport des europäischen Energiesystems*. Graz; 2006

[2] EUROPÄISCHE KOMMISSION, Generaldirektion Energie und Verkehr, *Südosteuropa schließt sich Binnenmarkt für Elektrizität und Erdgas an*, Memo, Brüssel, 25.10.2005.

[3] Todem, C., Technische Universität Graz
Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, *Methoden und Instrumente zur gesamtsystemischen Analyse und Optimierung konkreter Problemstellungen im liberalisierten Elektrizitätsmarkt*. Graz, Mai 2004.

[4] Fickert, L.; Hafner, G.; Muhr, H. M.; Renner, H.; Sakulin, M.; Stigler, H.; Sumereeder, C.; Todem, C.; Zambelli, M., *VEÖ-Journal* (2004) *Gesamtwirtschaftliche Optimierung der Elektrizitätsversorgung im liberalisierten Markt*, Juli 2004, S. 30 – 33

[5] Stigler, H.; Bachhiesl, U.; Huber, C.; Egger, I.; Süßenbacher, W., *Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien* (2007), *ATLANTIS - umfassendes real- und nominalwirtschaftliches Simulationsmodell der europäischen Elektrizitätswirtschaft*. Wien, 2007.

[6] Stigler, H.; Huber, C.; Todem, C.; Wornig, H.; Zambelli, M., , *Symposium Energieinnovation, Graz, 2004, Marktbasiertes Engpassmanagement - Lösungsansatz zur Beherrschung von schwierigen Netzsituationen*. Graz, 2004.

[7] Kema Consulting (Bonn, Germany), *Analysis of the network capacities and possible congestion of the electricity transmission networks within the accession countries*. June 2005.

[8] Worldbank, SOUTH EAST EUROPE CONSULTANTS Ltd. *Development of Power Generation In South East Europe - IMPLICATIONS FOR INVESTMENTS IN ENVIRONMENTAL PROTECTION*, Washington, Belgrade, 2005

[9] REGIONAL BALKANS INFRASTRUCTURE STUDY – ELECTRICITY (REBIS) AND GENERATION INVESTMENT STUDY (GIS) Volume 1- 5, Apendices Volume 1-6.