

Yayın Kurulu Başkanı / Editor

Ahmet Burçın YERELİ

Bu Sayının Editörü / Guest Editor

Necmiddin BAĞDADIÖĞLU

Yayın Kurulu Başkan Yrd./Co-Editors

Alparslan A. BAŞARAN

İ. Erdem SEÇİLMİŞ

Altuğ M. KÖKTAŞ

Yayın Kurulu / Editorial Board

Coşkun Can AKTAN

Necmiddin BAĞDADIÖĞLU

Nurettin BİLİCİ

Ali ÇAĞLAR

Mehmet Cahit GÜRAN

Sibel KALAYCIOĞLU

Ahmet KESİK

Oğuz KARADENİZ

Çağlar ÖZEL

İbrahim ÖZKAN

Mustafa Kemal ÖKTEM

Abuzer PINAR

Fatih Savaşan

Selami SEZGİN

Uğur YILDIRIM

• **Welfare Effects of Electricity Transit**

Elektrik Geçişinin Refah Etkileri
Mikulas LUPTACIK - Heinrich OTRUBA

• **Is There a Stochastic Trend in European Union Emission Trading Scheme Prices?**

Avrupa Birliği Emisyon Ticaret Programı Fiyatlarında Stokastik Bir Eğilim Var mı?
Don BREDIN - Cal MUCKLEY

• **Electricity Market Design for Germany**

Almanya için Elektrik Piyasası Tasarımı
Ray REES - Sebastian SCHOLZ

• **Uluslararası Enerji Güvenliği Açısından Hazar Bölgesi Enerji Ekonomisi ve Hazar Denizini Paylaşım Sorunu**

Caspian Region Energy Economics in terms of International Energy Security and Caspian Sea Sharing Problem
İsmail Hakkı IŞCAN

• **Türkiye ile AB Üyesi Ülkelerin Elektrik Üretim Sektörlerinin Etkinlik ve Verimlilik Analizi: 2000-2006 Dönemi için Uluslararası bir Karşılaştırma**

The Efficiency and Productivity Analysis of Turkish and EU Member States' Electricity Generation Sectors: An Inter-country Comparison for the Period of 2000-2006
Yetkin ÇINAR

• **Türkiye Elektrik Sektöründe Reform Süreci, Regülasyon ve Rekabet Politikası**

Reform Process, Regulation and Competition Policy in Turkish Electricity Sector
Alparslan A. BAŞARAN - Necmiddin BAĞDADIÖĞLU

• **Türkiye'de Elektrik Tüketimi ve Ekonomik Gelişmişlik Düzeyi İlişkisi: Yatay Kesit Analizi**

Relationship between Electricity Consumption and Level of Economic Development in Turkey: A Cross-Section Analysis
Hüseyin AĞIR - Muhsin KAR

• **Quality of Supply and Efficiency: An Analysis of Portuguese Electricity Distribution Networks**

Arz Kalitesi ve Etkinlik: Portekiz Elektrik Dağıtım Şebekelerinin Analizi
Thomas WEYMAN-JONES - Júlia Mendonça BOUCINHA - Catarina Fêreira INÁCIO



SOSYOEKONOMİ SOSYOEKONOMİ

Refereed, Scientific, Biannual Hakemli, Bilimsel, Süreli

T.C. Hacettepe University, Center for Market Economics and Entrepreneurship (CMEE)
T.C. Hacettepe Üniversitesi, Piyasa Ekonomisini ve Girişimciliği Geliştirme Merkezi (PEGEM)
Year: 6, Thematic Issue 2010 Yıl: 6, Özel Sayı 2010
www.sosyoekonomi.hacettepe.edu.tr ISSN 1305-5577

Publisher / Derginin Sahibi : On behalf of T.C. Hacettepe University, Center for Market Economics and Entrepreneurship / T.C. Hacettepe Üniversitesi, Piyasa Ekonomisini ve Girişimciliği Geliştirme Merkezi adına

Prof. Ahmet Burcin YERELİ
aby@hacettepe.edu.tr

Editor / Editör : **Prof. Ahmet Burcin YERELİ**
aby@hacettepe.edu.tr

Guest Editor / Bu Sayının Editörü : **Assc.Prof. Necmiddin BAGDADIOGLU**
necbag@hacettepe.edu.tr

Co-Editors / Yardımcı Editörler : **Alparslan A. BASARAN**
aab@hacettepe.edu.tr

I. Erdem SECILMIS
ies@hacettepe.edu.tr

Altug M. KOKTAS
altug@hacettepe.edu.tr

Title of Journal / Yayının Adı : Sosyoekonomi Journal / Sosyoekonomi Dergisi

Type of Journal / Yayının Türü : Periodical / Yaygın, Süreli Yayın

Time Period and Language / Yayının Şekli ve Dili : Biannual, English & Turkish / 6 Aylık, İngilizce & Türkçe

Directorial Address / Yayının İdare Adresi : T.C. Hacettepe Üniversitesi, Piyasa Ekonomisini ve Girişimciliği Geliştirme Merkezi, İ.İ.B.F. Maliye Bölümü, Beytepe Kampusu / ANKARA
Tel: +90 312 297 86 75 – 76
Fax: +90 312 299 20 63

Printing House / Basım Yeri : Hacettepe Üniversitesi Hastaneleri Basımevi, Sıhhiye 06100 / ANKARA
Tel: +90 312 305 30 68
Fax: +90 312 305 10 18

Place and Date of Print / Basım Yeri ve Tarihi : Ankara, 28.06.2010

Abstracting-Indexing / Dizin : ASOS, EBSCO, PECYA, ProQuest, University Library of Legensburg.

Editorial Board / Yayın Kurulu

Coskun Can	AKTAN	Dokuz Eylul University
Necmiddin	BAGDADIOGLU	Hacettepe University
Nurettin	BILICI	Hacettepe University
Ali	CAGLAR	Hacettepe University
Mehmet Cahit	GURAN	Hacettepe University
Sibel	KALAYCIOGLU	Middle East Technical University
Ahmet	KESIK	Republic of Turkey, Ministry of Finance
Oguz	KARADENIZ	Pamukkale University
Caglar	OZEL	Hacettepe University
Ibrahim	OZKAN	Hacettepe University
Mustafa Kemal	OKTEM	Hacettepe University
Abuzer	PINAR	Harran University
Fatih	SAVASAN	Sakarya University
Selami	SEZGIN	Pamukkale University
Ugur	YILDIRIM	Kahramanmaraş Sutcu Imam University

Referees of This Issue / Bu Sayının Hakemleri

Atila	GOKCE	Gazi University
Burak	GUNALP	Hacettepe University
C. Coskun	KUCUKOZMEN	Izmir University of Economics
Caglar	OZEL	Hacettepe University
Havva	KOK ARSLAN	Hacettepe University
Hikmet	GUNAY	Manitoba University
Ibrahim	BAYAR	Hacettepe University
Ibrahim	OZKAN	Hacettepe University
M. Cahit	GURAN	Hacettepe University
M. Umur	TOSUN	Hacettepe University
Necmiddin	BAGDADIOGLU	Hacettepe University
Necmi	ODYAKMAZ	Hacettepe University
Orcun	SENYUCEL	Competition Authority
Ozgur	ARSLAN	Hacettepe University
Ozlem	OZKIVRAK	Trakya University
Yilmaz	KILICASLAN	Anadolu University

Bu derginin her türlü yayım ve telif hakkı Sosyoekonomi Dergisi'ne aittir. 5846 sayılı Fikir ve Sanat Eserleri Kanunu hükümlerine göre, fotokopi, dijital ve benzeri yöntemlerle herhangi bir bölümü veya tamamı Dergi Sahibinin veya Yayın Kurulu Başkanının izni olmadan basılamaz ve çoğaltılamaz. Bilimsel etik kurallarına uygun olmayan alıntı yapılamaz. Dergide yayımlanan makalelerin fikri sorumluluğu yazarlara aittir.

Advisory Board / Akademik Danışma Kurulu

Mustafa	ACAR	Kirikkale University
Muhammed	AKDIS	Pamukkale University
Sahin	AKKAYA	Istanbul University
Zeynep	ARIKAN	Dokuz Eylul University
Turusbek	ASANOV	Kyrgyzstan – Turkey MANAS University, Kyrgyzstan
Mehmet	BALCILAR	Eastern Mediterranean University
Turgay	BERKSOY	Marmara University
Hakan	BERUMENT	Bilkent University
Mehmet	BULUT	Baskent University
Duran	BULBUL	Gazi University
Irfan	CIVCIR	Ankara University
Unal	CAGLAR	Istanbul University
Ali Kemal	CELEBI	Celal Bayar University
Omer	DEMIR	Cankiri Karatekin University
Ramazan	GOKBUNAR	Celal Bayar University
Ihsan	GUNAYDIN	Gumushane University
Enver Alper	GUVEL	Cukurova University
Osman	KADI	International Ataturk Alatau University, Kyrgyzstan
Metin	KARADAG	Ege University
Muhammed	KARATAS	Mugla University
Biröl	KOVANCIAR	Celal Bayar University
Recep	KOK	Dokuz Eylul University
Celal	KUCUKER	Pamukkale University
Metin	MERIC	Dokuz Eylul University
Asuman	ALTAY	Dokuz Eylul University
Fevzi Rifat	ORTAC	Gazi University
Ersan	OZ	Pamukkale University
Ferhat Baskan	OZGEN	Adnan Menderes University
Ozlem	OZKIVRAK	Trakya University
Ahmet Fazil	OZSOYLU	Cukurova University
Isa	SAGBAS	Afyon Kocatepe University
Mustafa	SAKAL	Dokuz Eylul University
Sureyya	SAKINC	Celal Bayar University
Naci Tolga	SARUC	Sakarya University
Esra	SIVEREKLI DEMIRCAN	Canakkale 18 Mart University
Mehmet	SAHIN	Canakkale 18 Mart University
Selahattin	TOGAY	Gazi University
Metin	TOPRAK	Eskisehir Osmangazi University
Mehmet	TOSUNER	Dokuz Eylul University
Ahmet Atilla	UGUR	Gaziantep University
Ahmet	ULUSOY	Karadeniz Teknik University
Hilmi	UNSAL	Kirikkale University
Istiklal Yasar	VURAL	Dumlupinar University
Julide	YILDIRIM	Gazi University
Seyfi	YILDIZ	Hitit University
Volkan	YURDADOG	Cukurova University

Editorial

In this first edition of special issue series of Sosyoekonomi the likely impacts of changes in the energy trade and policies over a wide geographical area including Europe, Caspian and Middle East are evaluated. In this issue there are eight related papers covering various subjects such as cross-border trade, energy security, European Union Emission Trade Programme, Caspian Sea's legal status, electricity market design and competition policy, relation of electricity consumption and economic development, and efficiency and productivity of electricity supply. We extend our special thanks to the authors for their interest and to the reviewers for their rigorous efforts and invaluable contributions to the Energy Special Issue of Sosyoekonomi.

Assc.Prof. Necmiddin BAGDADIOGLU
Guest Editor

Editörden

Sosyoekonomi Dergisi'nin özel sayı serisinin ilkinde enerji ticareti ve politikalarındaki değişikliklerin Avrupa, Hazar ve Orta Doğu Bölgelerinden oluşan geniş bir coğrafyadaki muhtemel etkileri incelenmektedir. Bu sayıda ülkelerarası enerji ticareti, enerji güvenliği, Avrupa Birliği Emisyon Ticareti Programı, Hazar Denizinin hukuki statüsü, elektrik piyasası tasarımı ve rekabet politikası, elektrik tüketimi ile ekonomik büyüme ilişkisi ve elektrik arz etkinlik ve verimliliği konularının ele alındığı birbiriyle bağlantılı sekiz makale yer almaktadır. Makale yazarlarına Sosyoekonomi Dergisi Enerji Özel Sayısına göstermiş oldukları ilgi ve hakemlere titiz çalışmaları ve değerli katkıları için teşekkür ederiz.

Doç.Dr. Necmiddin BAĞDADIOĞLU
Konuk Editör

Content / İçindekiler

Yazar(lar) / Author(s)	Makale Başlığı / Title	Sayfa No / Page Nr.
Mikulas LUPTACIK Heinrich OTRUBA	Welfare Effects of Electricity Transit Elektrik Geçişinin Refah Etkileri	7
Don BREDIN Cal MUCKLEY	Is There a Stochastic Trend in European Union Emission Trading Scheme Prices? Avrupa Birliği Emisyon Ticaret Programı Fiyatlarında Stokastik Bir Eğilim Var Mı?	25
Ray REES Sebastian SCHOLZ	Electricity Market Design for Germany Almanya için Elektrik Piyasası Tasarımı	39
İsmail Hakkı İŞCAN	Uluslararası Enerji Güvenliği Açısından Hazar Bölgesi Enerji Ekonomisi ve Hazar Denizini Paylaşım Sorunu Caspian Region Energy Economics in terms of International Energy Security and Caspian Sea Sharing Problem	63
Yetkin ÇINAR	Türkiye ile AB Üyesi Ülkelerin Elektrik Üretim Sektörlerinin Etkinlik ve Verimlilik Analizi: 2000–2006 Dönemi için Uluslararası bir Karşılaştırma The Efficiency and Productivity Analysis of Turkish and EU Member States' Electricity Generation Sectors: An Inter-country Comparison for the Period of 2000–2006	93
Alparslan A. BAŞARAN Necmiddin BAĞDADIÖĞLU	Türkiye Elektrik Sektöründe Reform Süreci, Regülasyon ve Rekabet Politikası Reform Process, Regulation and Competition Policy in Turkish Electricity Sector	137
Hüseyin AĞIR Muhsin KAR	Türkiye’de Elektrik Tüketimi ve Ekonomik Gelişmişlik Düzeyi İlişkisi: Yatay Kesit Analizi Relationship between Electricity Consumption and Level of Economic Development in Turkey: A Cross-Section Analysis	149
Thomas WEYMAN-JONES Júlia Mendonça BOUCINHA Catarina Fêteira INÁCIO	Quality of Supply and Efficiency: An Analysis of Portuguese Electricity Distribution Networks Arz Kalitesi ve Etkinlik: Portekiz Elektrik Dağıtım Şebekelerinin Analizi	177
Yazarlar Hakkında		210
About the Authors		211
Yazarlara Duyuru		212
Notes for Contributors		213

Welfare Effects of Electricity Transit

Mikulas LUPTACIK
mikulas@chello.at

Heinrich OTRUBA
Heinrich.Otruba@wu-wien.ac.at

Elektrik Geçişinin Refah Etkileri

Abstract

The liberalization of the European electricity market facilitating the cross-border exchanges of electricity requires the establishment of a system for accessing the European grid. The starting point for the discussion of pricing the access to interconnected networks in this paper is the fact that electricity transit creates external effects to the involved countries which have to be internalized. Using a three countries model we analyze the welfare effects of different compensation scenarios for the electricity transfer between countries under individual and joint welfare maximization. The three countries have different roles: country 1 is an electricity exporting country, country 2 is importing electricity from country 1 and country 3 is the transit country. Individual and joint maximization deliver identical results if and only if export prices and transit charges are equal to marginal production and marginal transit costs. The joint optimum implies that the demand for imported electricity is determined by the sum of all relevant marginal costs: marginal production cost and marginal electricity loss in the export country, marginal transit costs and marginal electricity loss in the import country. The transit country has to be compensated for its electricity loss costs on the basis of marginal costs. Capital costs of transit capacity should only be compensated in the case of capacity shortage in the transit country.

Key Words : Cross-border Trade, Electric Utilities, Industrial Policy, Social Welfare.

JEL Classification Codes : L14, L94, O25, D60.

Özet

Elektriğin ülkeler arasında kolayca mübadele edilmesini sağlamaya yönelik Avrupa elektrik piyasasındaki serbestleştirme Avrupa iletim şebekesine erişimle ilgili bir sistemin kurulmasını gerektirmektedir. Elektrik iletiminin ilgili ülkeler arasında içselleştirilmesi gereken dışsal etkiler yarattığı gerçeği, bu çalışmada, birbirine bağlı şebekelere erişimin fiyatlandırılmasına dair tartışmanın başlangıç noktasını oluşturmaktadır. Çalışmamızda bir üç ülke modeli kullanılmak suretiyle bireysel ve birleşik refah maksimizasyonu altında ülkeler arasındaki elektrik transferinin farklı ödünleşme senaryoları altında yarattığı refah etkileri incelenmektedir. Burada üç ülke farklı rollere sahiptir: ülke 1 elektrik ihraç eden bir ülke, ülke 2 ülke 1'den elektrik ithal eden bir ülke ve ülke 3 ise bir geçiş ülkesidir. Bireysel ve birleşik maksimizasyon, ancak ve ancak ihraç fiyatları ve geçiş bedelleri, marjinal üretim ve marjinal geçiş maliyetlerine eşit olduğunda aynı sonuçları vermektedir. Birleşik optimum, ithal elektrik talebinin ilgili bütün maliyetlerin toplamı (ihraç ülkesindeki marjinal üretim maliyeti ve marjinal elektrik kaybı, ithal ülkesindeki marjinal geçiş maliyetleri ve marjinal elektrik kaybı) tarafından belirlendiğini ifade etmektedir. Geçiş ülkesi elektrik kayıp maliyetlerinin marjinal maliyetler temelinde tazmin edilmesi gerekmektedir. Geçiş kapasitesinin sermaye maliyetleri ise sadece geçiş ülkesinde kapasite açığı olduğu durumda tazmin edilmelidir.

Anahtar Sözcükler : Sınırötesi Ticaret, Elektrik Şirketleri, Endüstri Politikası, Sosyal Refah.

1. Introduction

Economists for some time analysed the question whether a monopoly organization in which the electric power utility operated the generation, transmission, and distribution systems located in a fixed geographic area was efficient. The first country which restructured its nationally owned power system, creating privately owned companies to compete with each other to sell electric energy was the United Kingdom followed by Norway, Australia, New Zealand and then, in 1992, by the United States.

There are different methods of managing the operation of the transmission system in the deregulated power system operating environment. In the paper by Christie-Wollenberg-Wangensteen (Christie, Wollenberg, Wangenstein, 2000: 170-195) three models are analysed: First, the optimal power flow model, used in the United Kingdom, Australia, New Zealand, and some parts of the United States. Second, the price area based model used in Norway, Sweden, and Finland. Third, the transaction based model used in the United States. As shown in this paper, each model maintains power system security but differs in its impact on the economics of the energy market. No clearly superior method has been identified.

The first step of restructuring the European electricity sector was done by Directive on common rules for the internal market in electricity and appeared in the Official Journal, in January 1997 (E.C., 1996-2003). Additional legislation (in E.C., 1996-2003) appeared in July 2004. An amending Directive strengthened and repeated the 1996 law. The Regulation on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity (hereafter referred as the Regulation) aims to facilitate the exchanges of electricity among Member States.

Two important issues of the Regulation deal with the establishment of a system for accessing the European grid and improving the management of congestion at the interconnections. In the paper by Daxhelet-Smeers (Daxhelet, Smeers, 2007: 1396-1412) a computational framework encompassing these two features was developed. Pricing the access to interconnected networks does not only involve the coverage of local network costs, but also transit costs induced on other regional networks through loop flows. Several combinations of electricity transmission system operators have been proposed for compensation mechanism by Daxhelet-Smeers ((Daxhelet, Smeers, 2003) and (Daxhelet, Smeers, 2007: 1396-1412)). The problem in (Daxhelet, Smeers, 2007: 1396-1412) is cast in the form of a game between regional Regulators, and is modelled by a two-stage equilibrium problem.

This paper deals with the setting of tariffs to cover operating costs. We analyse the welfare effects of different compensation scenarios for the electricity transfer between countries. Welfare will be defined as aggregate economic profits. Since, in addition we

assume perfect competition, profit maximization is equivalent to the maximization of social welfare, defined as the sum of consumer rent and producers rent.

The paper is organized as follows. In the next section the basic three countries model with individual welfare maximization is developed. Section 3 deals with the joint welfare maximization and conclusions in the last section terminate the paper.

2. Modelling Electricity Transfer

We develop a three-country model. The three countries have different roles: country 1 is an electricity exporting country, country 2 is importing electricity from country 1, and country 3 is the transit country. To make calculations as simple as possible, we assume prices for commodities and wages as given and equal in all countries. Since countries may differ in natural resources, size, population and population density, we allow production conditions for commodities, electric energy and electricity transport to vary in the three countries. All three countries produce an aggregate commodity. Production technology is described by a neoclassical production function, with positive, decreasing marginal products and positive mixed second derivatives. Without restriction of generality we assume that the capital stock $\bar{K}_i^C$ is given and constant, so it can be dropped from the production function:

$$X_i = f_i(L_i, E_i); \quad i = 1, 2, 3$$

where L_i denotes labor input and E_i is energy input in countries $i = 1, 2, 3$ and

$$f_L > 0, f_{LL} < 0, f_E > 0, f_{EE} > 0, f_{LE} = f_{EL} \geq 0, f_i(0, E_i) = 0, f_i(L_i, 0) = 0;$$

Country 1 and country 2 produce electric energy from given natural resources (water, wind,...), labor and a given capital stock for energy production. The extraction of electrical energy from natural resources is assumed to follow a Leontief type production function:

$$E_i = \min\left(\frac{1}{\eta_i} L_i^E, \bar{K}_i^E, N_i\right); \quad i = 1, 3$$

L_i^E ...labor inputs for electricity production, $\bar{K}_i^E$ production capacity for electricity production and N_i ...natural resources.

We assume that $\frac{1}{\eta}$ stands for the (constant) marginal productivity for labor in electricity production, (η is then the marginal labor requirement for electricity production), the production capacity for electricity is given and is expressed in maximum possible units of electricity production and that natural resources have a zero price. Under these assumptions production is limited to $\bar{K}_i^E$ units of electricity.

We assume that country 2 does not have adequate natural resources for electricity production, which would lead to production costs above market prices. Therefore, for the sake of simplicity we assume that country 2 is not producing electric energy at all in our model.

All countries have power grids to transport electricity. We assume costs of electricity transportation having two components: capital costs and energy losses, other variable costs of electricity transport will be subsumed under the latter term. Due to technical reasons electricity losses approximately follow a quadratic function of the transported energy. We assume that these losses have to be compensated by feeding the electricity loss into the network. The loss is assumed to follow the following formula:

$$l_i = \tau_i(E_i); \quad \tau'_i > 0, \quad \tau''_i > 0; \quad i=1,2,3.$$

Under these assumptions we can write the following cost function for electricity production and transport:

$$C_i^E = \omega \eta_i \cdot (E_i + l_i) + \rho \cdot (\bar{K}_i^E + \bar{E}_i) = \omega \eta_i \cdot [E_i + \tau_i(E_i)] + \rho (\bar{K}_i^E + \bar{E}_i)$$

where ρ denotes the cost of capital.

The costs of electricity production and transport are real wages cost for electricity production including energy losses due to transportation, plus capital costs of energy production and transport.

For our further calculations we will use these building blocks to characterize the three countries and we will compare several scenarios to analyze welfare effects of different ways of transit cost allocation to the countries involved. Basically we look at two cases:

- (1) Each country individually maximizes its welfare
- (2) All countries jointly maximize welfare

In case (1) we look at two important sub scenarios.

(1a) No binding capacity constraints for electricity transport in the transit country

(1b) Binding capacity constraint in the transit country

Here we will explore the impacts of such a constraint for several versions of allocating transit costs, including the question whether or not the export country and the import country should contribute to the elimination/reduction of the capacity constraint in the transit country.

The basic problem which is tackled here is related to negative external effects inflicted upon the transit country by electricity transit. In addition, an inefficient allocation of transit costs between countries might induce significant welfare losses due to inefficient production in at least the import country and possibly in the export country, too.

Now we derive optimality conditions under the assumption that each country maximizes its welfare individually. We then analyze these conditions with respect to external effects of energy transit.

2.1. Export Country

Country 1 produces commodities and services and electric energy. The welfare function is defined as follows:

$$Y_1 = f_1(L_1, E_1) + \varepsilon_{12} E_{12} - \left[\omega \cdot (L_1 + \eta_1 \cdot (E_1 + E_{12} + \tau_1(E_1 + E_{12}))) + \rho \cdot (\bar{K}_1^C + \bar{K}_1^E + \bar{E}_1) \right]$$

ω real wage; ε_{12}export electricity price; τ_1 ... energy loss function;

η_1 ...marginal labor requirement for electricity production;

$\bar{K}_1^C, \bar{K}_1^E$...fixed capital for commodities and electricity production; ρ cost of capital;

E_1 domestic electricity inputs; E_{12} electricity exports;

$\bar{E}_1$ maximum transportation capacity; $(E_1 + E_{12}) \leq \bar{E}_1$.

This specification of the welfare function implies given relative prices and a given export price ε_{12} for electricity exported to country2. Maximization of this welfare function will lead to competitive outcomes because production factors will be used efficiently, i.e. factor inputs will be chosen to equalize marginal products and factor prices. If we assume the given prices to be equilibrium prices we will end up in a situation of a competitive equilibrium. The welfare functions for the other countries are defined analogously.

Maximizing welfare in country 1 requires accommodating the inequality condition for electricity transportation capacity $\bar{E}_1$. For the time being we assume E_{12} as given. The Lagrange function therefore can be written as:

$$\begin{aligned} \max_{L_1, E_1} \Lambda_1^1 = & f_1(L_1, E_1) + \varepsilon_{12} E_{12} - \left[\omega \cdot (L_1 + \eta_1 \cdot (E_1 + E_{12} + \tau_1(E_1 + E_{12}))) + \rho \cdot (K_1^C + K_1^E + \bar{E}_1) \right] + \\ & + \lambda_1^1 \cdot (\bar{E}_1 - E_1 - E_{12}) \end{aligned}$$

It follows from the Kuhn-Tucker conditions:

- (1) $\frac{\partial \Lambda_1^1}{\partial L_1} = \frac{\partial f_1}{\partial L_1} - \omega = 0$
- (2) $\frac{\partial \Lambda_1^1}{\partial E_1} = \frac{\partial f_1}{\partial E_1} - \omega \cdot \eta_1 \cdot (1 + \tau_1') - \lambda_1^1 = 0$
- (3) $\lambda_1^1 \cdot (\bar{E}_1 - E_1 - E_{12}) = 0$

Since $(E_1 + E_{12}) \leq \bar{E}_1$ we can conclude that according to the Kuhn-Tucker Theorem $\lambda_1^1 \geq 0$. This reasoning applies to all other models considered in this paper and will not be repeated further. The expression $\omega \cdot \eta_1 \cdot (1 + \tau_1')$ can be interpreted as the marginal cost of electricity provision (production plus transport) in country 1. As mentioned above, the specification of the loss function implies increasing marginal costs of electricity transportation (and electricity provision), given the capacity of the grid.

Under the assumption of non binding capacity constraints in country 1 ($\lambda_1^1 = 0$), we see – given E_{12} and the export price for electricity ε_{12} – that country 1 would maximize its welfare by expanding labor inputs in commodity production until the marginal productivity of labor equals the real wage rate. Furthermore country 1 would expand electricity input to the point where marginal costs of electricity production plus marginal costs of electricity transportation equal the marginal productivity of electricity inputs. We are not considering a situation with capacity constraints in the electricity exporting country because it is of no importance for the problems to be analyzed.

2.2. Import Country

Country 2 is only producing commodities; its production conditions are described by the same type of production function, as in the other countries. We have assumed that this country is importing electrical energy from country 1 and to do so it must

transit country 3. Welfare maximization in country 2 and country 3 involves assumptions about the allocation of transit costs. We model the allocation by use of a Kronecker symbol δ_{12} . If $\delta_{12} = 1$, we assume that country 3 will be completely compensated for energy losses by the importing country. If $\delta_{12} = 0$ no compensation for transit costs is given to the transit country. The second question with regard to the compensation of transit costs touches upon the question of compensation of cost of capital of the network. We will discuss this issue later.

Country 2 has to import more electricity than it actually uses for production, since it has to make up for energy losses inside its own grid. So the imported quantity is defined by:

$$E_{12} = E_2 + \tau_2(E_2);$$

E_2 ...electricity used for production in country 2, E_{12} ...electricity imports

Using this adjustment to the same building blocks discussed earlier, the welfare function of country 2 can be written as follows:

$$\begin{aligned} \max_{L_2, E_2} \Lambda_2^1 = & f_2(L_2, E_2) - \left[\omega L_2 + (\varepsilon_{12} + \delta_{12} \varepsilon_3) \cdot (E_2 + \tau_2(E_2)) + \rho \cdot (K_2^C + \bar{E}_2) \right] + \\ & + \lambda_2^1 \cdot (\bar{E}_2 - (E_2 + \tau_2(E_2))) \end{aligned}$$

For the time being, we assume ε_{12} and ε_3 as given. In the later analysis, we will specify these prices differently. From the Kuhn-Tucker conditions we obtain:

$$(4) \quad \frac{\partial \Lambda_2^1}{\partial L_2} = \frac{\partial f_2}{\partial L_2} - \omega = 0$$

$$(5) \quad \frac{\partial \Lambda_2^1}{\partial E_2} = \frac{\partial f_2}{\partial E_2} - (\varepsilon_{12} + \delta_{12} \varepsilon_3) \cdot (1 + (\tau_2'(E_2))) - \lambda_2^1 = 0$$

$$(6) \quad \lambda_2^1 \cdot (\bar{E}_2 - (E_2 + \tau_2(E_2))) = 0$$

Again, the interpretation of these conditions appears to be straightforward. Condition (4) describes optimal labor input. If we assume sufficient grid capacity in country 2, the Lagrange multiplier λ_2^1 will be zero. This allows the following interpretation of condition (5). Electricity input will be extended, until the marginal cost of electricity (consisting of country one's export price plus the transit price for one unit corrected for marginal network losses in country 2) equals the marginal product of

electricity inputs.

The first order conditions can be solved for labor and electricity inputs and electricity import demand of country 2, given the specification of the production functions:

$$\begin{aligned} L_2^* &= L_2^*(\omega, \varepsilon_{12}, \delta_{12}\varepsilon_3) \\ E_2^* &= E_2^*(\omega, \varepsilon_{12}, \delta_{12}\varepsilon_3) \\ E_{12}^* &= E_2^* + \tau_2(E_2^*) \end{aligned}$$

These functions show that the optimal levels of labor and electricity inputs depend on real wages, electricity prices and transit charges (if at all levied), optimal electricity imports depend on the energetic losses in country 2's grid.

2.3. Transit Country

The transit country produces commodities, electricity and electricity transit services. In contrast to the export and import countries, binding capacity constraints play an important role for transit related welfare effects. Whenever the capacity constraint for electricity transport is binding, we have to consider two situations. In the first situation the transit country cannot control electricity transit. A binding capacity constraint means that domestic electricity usage is limited and cannot be fully adjusted to equal the marginal product. In the second case we can assume that the transit country has the technical and/or contractual means to control transit flows which allows the transit country to optimally adjust its domestic electricity usage.

The welfare maximization can be written as follows:

$$\begin{aligned} \max_{L_3, E_3} \Lambda_3^1 &= f_3(L_3, E_3) + \delta_{12}\varepsilon_3 \cdot E_{12} - \omega \cdot [L_3 + \eta_3 \cdot (E_3 + \tau_3(E_3 + E_{12}))] \\ &\quad - \rho(\bar{K}_3^C + \bar{K}_3^E + \bar{E}_3) + \lambda_3^1(\bar{E}_3 - E_3 - E_{12}) \end{aligned}$$

$$\text{where} \quad E_{12} \equiv (E_2 + \tau_2(E_2))$$

The necessary conditions for a maximum of welfare in the transit country are as shown below:

$$(7) \quad \frac{\partial \Lambda_3^1}{\partial L_3} = \frac{\partial f_3}{\partial L_3} - \omega = 0$$

$$(8) \quad \frac{\partial \Lambda_3^1}{\partial E_3} = \frac{\partial f_3}{\partial E_3} - \omega \eta_3 [1 + \tau_3'(E_3 + E_{12})] - \lambda_3^1 = 0$$

$$(9) \quad \lambda_3^1 \cdot (\bar{E}_3 - E_3 - E_{12}) = 0$$

As in country 1 the expression $\omega \cdot \eta_3 \cdot \tau_3(E_3 + E_{12})$ can be interpreted as the marginal cost of electricity transport in the transit country, whereby $E_{12} = (E_2 + \tau_2(E_2))$ is taken as given.

First we consider the case of a non-binding capacity constraint. In this case $(E_3 + E_{12}) < \bar{E}_3$, which implies by condition (3) that $\lambda_3^1 = 0$. This leads to the standard optimality conditions where marginal products of factor inputs equal factor costs. If we look at the case of full compensation of energy losses, which means $\delta_{12} = 1$, we can see that the revenue of transiting electricity cancels out, if the price ε_3 is equal to the average costs of transiting electricity.

$$\varepsilon_3 = \frac{1}{E_3 + E_{12}} \omega \eta_3 \cdot \tau_3(E_3 + E_{12})$$

It should be noted here, that the marginal energy losses τ_3' are higher than in a case without transit, even if energy losses, induced by transit are fully compensated by the export/import country. We will deal with the non-compensation case later, but it appears to be clear, that even in the case of full compensation, country 3 will incur a significant welfare loss, caused by an uncompensated increase of marginal and average costs of electricity transport, which leads to lower production.

If the Lagrange multiplier λ_3^1 is positive we have the case of a binding capacity constraint $(\bar{E}_3 - E_3 - E_{12}) = 0$. Now we have again to distinguish between the two cases mentioned above. In the first case, the transit country cannot control transit flows. This implies that the domestic use of electricity is defined by $E_3^\circ = (\bar{E}_3 - E_{12})$. Condition (8) then implies that the use of electric energy is lower than in the unconstrained optimum. This means a welfare loss for the transit country, because its electricity inputs and its commodity production are lower than in the welfare optimum of the unconstrained case. The (marginal) welfare loss is equal to the Lagrange multiplier, which is the shadow price

of capacity shortage.

$$(8') \quad \lambda_3^1 = \frac{\partial f_3}{\partial E_3^*} - \omega \eta_3 \left[1 + \tau'(\bar{E}_3) \right] > 0$$

In the case of full control over the transit quantities, the transit country can stay in the optimal position, but both the export and the import countries will suffer from welfare losses, which will be shown later.

In addition we can see the effect of different compensation schemes for transit costs. If there is full compensation ($\delta_{12} = 1$), we have shown, that the optimal factor allocation in the transit country is only indirectly affected by electricity transit by the increase in marginal energy losses τ_3' induced by the transit quantity E_{12} . If there is no compensation, there is a second welfare effect. This is a direct reduction of welfare by the transit costs. Again, there will be an increase in marginal energy losses leading to a change in the factor allocation, which in general will reduce welfare.

2.4. Model Interaction and Welfare Considerations

A look on the individual welfare maximization models of the three countries shows the interdependency of the system. The export country depends on the decision of the import country, the import country's optimal decision depends on the energy price ε_{12} and on the transit price ε_3 , which may or may not be controlled by the export or transit country respectively. Welfare in the transit country 3 inter alia depends on electricity transit and on compensation mechanisms. The functioning of the system can be described as follows: given ε_{12} and ε_3 the import country decides on the optimal electricity inputs $E_2(\varepsilon_{12}, \varepsilon_3, \dots)$, which corrected for energy losses in its own country gives the optimal electricity import $E_{12}^* = E_2 + \tau_2(E_2)$. Depending on this decision, countries 1 and 3 maximize their own welfare.

The welfare implications of electricity transit in the independent maximization scenario can now in detail be traced. For a start, we examine a situation with no binding capacity constraints in the transit country. This means that country 2 can buy and country 1 can sell the amounts of electricity they optimally wish to buy/sell and are in the position to transit this optimal amount of electricity through country 3. Depending on the compensation scheme for transit costs different welfare effects can be observed. In the following analysis the effects of a compensation for the cost of capital attributable to transit is excluded and deferred to a later section.

- (i) $\delta_{12} = 0$: This means country 3 is compensated neither for energy losses and other variable transit costs, nor for costs of capital attributable to transit. In this case welfare optimization in the import country is based on real wages and the electricity price: ε_{12} , which is lower than the actual cost of electricity in country 2, because transit costs are carried by country 3. This leads to a distorted resource allocation in the three countries: country 2 will produce too many commodities compared to an economically efficient allocation; country 1 consequently will export too much electric energy to country 2. In addition in this scenario country 3 will incur welfare reductions by the amount of transit energy losses and other variable transit costs.
- (ii) $\delta_{12} = 1$: In this situation country 3 is fully compensated for transit energy losses and other variable transit costs. If ε_3 equals average transit costs and ε_{12} equals production costs in country 1, the resource allocation in all three countries is similar to a situation of a joint maximum of all three countries.
- (iii) We can now study a situation where all three countries start their interaction in the electricity sector with national grids which have been dimensioned to accommodate their countries' energy needs. This means that: $\bar{E}_1$ will cover total electricity production capacity for domestic demand and exports, $\bar{E}_2$ will cover import demand (country 2 does not produce electric energy) and $\bar{E}_3$ will accommodate only domestic electricity demand but not electricity transit E_{12} . This case is designed to analyze the welfare effects of (missing) transit capacity. In the most extreme case there is no idle transport capacity in country 3, which could be used for transit. This means country 1 cannot export electricity to country 2 and consequently there is no production in country 2 at all. Country 3 is not affected at all. We can now analyze the induced welfare effects compared to an optimal allocation, including transit.

$$\Delta Y = - \left[Y_2^* + (\varepsilon_{12} - \omega \eta_1) E_{12}^* - \frac{E_{12}^*}{E_1^* + E_{12}^*} \tau_1 (E_1^* + E_{12}^*) \right]$$

Starred variables indicate values of an optimal allocation.

The welfare effects consist of a complete stop of production in country 2 plus lost profits for electricity exports in country one, which are partly offset by not incurred transit costs. Country 3 has no incentive to increase its transportation capacity since it optimally fits its domestic requirements. An increase in capacity would lead to a welfare

loss of $\rho \cdot d\bar{E}_3$. We could derive an estimate for the total welfare effect of an increase of transit capacity in country 3 by taking the partial derivatives of the welfare functions of all three countries with respect to $\bar{E}_3$. For this purpose we simply have to recognize that in this case, E_{12} is a function of $E_{12} = E_{12}(\bar{E}_3)$, $E'_{12} = 1$. This will be shown in detail in a later section for joint welfare maximization.

In general we can expect that the welfare gain of an additional unit of transit capacity will outweigh the cost of capacity increases. Since the welfare effects occur in the export and import country they can offer a full compensation of capital costs of transit capacity increases to country 3 (or create the transit capacity themselves).

3. Joint Welfare Maximization

We now consider the situation of an economic area, where not individual countries maximize their welfare but total welfare of the economic area will be maximized. This implies that electricity exports and transit services will drop out by consolidation. The joint maximization problem can be written as:

$$\begin{aligned} \max_{L_1, L_2, L_3, E_1, E_2, E_3} \Lambda = & \\ & = f_1(L_1, E_1) - \left[\omega \cdot (L_1 + \eta_1 \cdot (E_1 + E_{12} + \tau_1(E_1 + E_{12}))) + \rho \cdot (K_1^C + K_1^E + \bar{E}_1) \right] + \\ & + f_2(L_2, E_2) - \left[\omega L_2 + \rho \cdot (K_2^C + \bar{E}_2) \right] + \\ & + f_3(L_3, E_3) - \omega \cdot \left[L_3 + \eta_3 \cdot (E_3 + \tau_3(E_3 + E_{12})) \right] - \rho \cdot (\bar{K}_3^C + \bar{K}_3^E + \bar{E}_3) + \\ & + \lambda_1 \cdot (\bar{E}_1 - E_1 - E_{12}) + \lambda_2 \cdot (\bar{E}_2 - E_{12}) + \lambda_3 \cdot (\bar{E}_3 - E_3 - E_{12}) \end{aligned}$$

Maximization is now over six variables: $L_1, L_2, L_3; E_1, E_2, E_3$; and we have to take into account that $E_{12} = E_2 + \tau_2(E_2)$. We will present and discuss the first order conditions separately according to labor input and electricity inputs.

If we look on the first order conditions for labor inputs, we clearly see that they are identical to the conditions under individual welfare maximization. Under our assumptions about the characteristics of the production functions for commodities, the efficient labor allocation under joint maximization will deviate from the allocation under individual welfare maximization if optimal energy inputs are different.

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial \Lambda}{\partial L_1} &= \frac{\partial f_1}{\partial L_1} - \omega = 0 \\ \frac{\partial \Lambda}{\partial L_2} &= \frac{\partial f_2}{\partial L_2} - \omega = 0 \\ \frac{\partial \Lambda}{\partial L_3} &= \frac{\partial f_3}{\partial L_3} - \omega = 0 \end{aligned} \right\} \quad \frac{\partial f_1}{\partial L_1} = \frac{\partial f_2}{\partial L_2} = \frac{\partial f_3}{\partial L_3} = \omega$$

If we now calculate the first order conditions for optimal energy inputs and compare them with the individual maximization case, we see that only the condition for E_2 is different.

$$\begin{aligned} \frac{\partial \Lambda}{\partial E_1} &= \frac{\partial f_1}{\partial E_1} - \omega \cdot \eta_1 \cdot (1 + \tau'_1) - \lambda_1 = 0 \\ \frac{\partial \Lambda}{\partial E_2} &= \frac{\partial f_2}{\partial E_2} - \omega \eta_1 \cdot (1 + \tau'_1) \cdot E'_{12} - \omega \eta_3 \cdot \tau'_3 \cdot E'_{12} - E'_{12} \sum_{i=1}^3 \lambda_i = 0 \\ \frac{\partial \Lambda}{\partial E_3} &= \frac{\partial f_3}{\partial E_3} - \omega \eta_3 \cdot [1 + \tau'_3(E_3 + E_{12})] - \lambda_3 = 0 \end{aligned}$$

Neglecting for the moment the Lagrange multipliers we see that the condition for E_2 can be written as:

$$\frac{\partial f_2}{\partial E_2} = E'_{12} (\omega \eta_1 \cdot (1 + \tau'_1) + \omega \eta_3 \cdot \tau'_3) = 0$$

We see that marginal product of electricity inputs must be equal to the marginal costs of electricity in the system of all three countries, which consists of marginal production costs in country 1: $\omega \eta_1$, marginal energy losses in country 1: $\omega \eta_1 \tau'_1$ and marginal transit costs through country 3: $\omega \eta_3 \tau'_3$. The sum of these components is then to be corrected for marginal energy losses in country 2.

If we compare this formula with the equivalent first order condition under individual maximization, again disregarding the possibility of capacity shortages in country 2:

$$\frac{\partial \Lambda_2^1}{\partial E_2} = \frac{\partial f_2}{\partial E_2} - (\varepsilon_{12} + \delta_{12} \varepsilon_3) \cdot E'_{12} = 0,$$

we see, that the results of individual and joint welfare maximization are identical if

$$\varepsilon_{12} = \omega\eta_1 \cdot (1 + \tau_1'),$$

$$\delta_{12} = 1,$$

$$\varepsilon_3 = \omega\eta_3 \cdot \tau_3';$$

which means that country 1 sells its exported electricity at marginal cost and country 3 is compensated for its transit services and charges its marginal cost. This in fact means that prices for electricity would be those prices, which will be ruling in a competitive economy.

Countries 1 and 3 face the same first order conditions for optimal electricity input, as long as we have no binding capacity constraint.

The Kuhn – Tucker conditions finally are identical to the individual maximization case.

4. Capital Cost and Welfare Effects

We can now analyze the issue of the compensation of capital costs of transit capacity. Both maximization approaches show, that capital costs do not play any role for the allocation of resources. If there is no capacity restraint in the transit country, it would have to pay the total capital costs of the grid, if there were no compensation for the transited volumes of electricity. In effect country 3 would subsidize the export and import countries.

The compensation of capital costs of transit capacities is obviously not an allocation problem. Nevertheless, capital costs of transit capacities are important for the distribution of welfare between countries. This type of problem is normally analyzed with the instruments of game theory, which allows modeling strategies, power relations etc. This type of analysis is beyond the scope of this paper.

What we can do in our model is to analyze a situation, where country 3 has not sufficient grid capacity to convey transiting electricity. In other words there is a binding constraint in country 3.

If $\lambda_3 > 0$, we have a binding capacity constraint in country 3. From our discussion above, we already know that this would lead to welfare reductions in the export and import countries, so we will not duplicate the analysis here.

According to the Kuhn-Tucker Theorem, the effect on total welfare $Y = Y_1 + Y_2 + Y_3$ of a marginal increase $d\bar{E}_3$ of grid capacity in the transit country is

equal to λ_3 , which is the shadow price of a small addition to capacity in the transit country.

If $\frac{dY}{d\bar{E}_3} > 0$, it would be profitable to invest into new transit capacity. This

question cannot be answered analytically; it largely depends on the size of the shortage of capacity and the marginal product of electricity in the import country. As a general rule it can be said, the in the presence of significant capacity shortages there will be an economic incentive to take this investment.

5. Conclusions

The optimal solutions/allocations under individual and joint welfare maximization are generally different; welfare in the case of the joint maximization is never inferior to individual maximization. This is due to fact that electricity transit creates external effects to the involved countries, which have to be internalized in an appropriate way.

The decisive factors for an efficient allocation are electricity prices and costs. Individual and joint maximization deliver identical result if and only if export prices and transit charges are equal to marginal production and marginal transit costs. This appears to be the first best solution for the internalization of the external effects mentioned above. It is no surprise that the joint maximum is equal to the solution under the assumption of competitive markets for electricity transport.

The joint optimum implies that that the demand for imported electricity is determined by the sum of all relevant marginal costs: marginal production cost and marginal electricity loss in the export country, marginal transit costs, and marginal electricity loss in import country.

Any deviation of this rule would cause inefficient allocations. The inefficiencies originate from “wrong” prices, i.e. profit maximizing transit charges, profit maximizing electricity prices, average transit costs as price base, etc. One can easily conceive situation, where e.g. the export country would be better off by profit maximizing prices than in the joint maximum. This shows that also distribution and power aspects have to be taken into account.

In the joint optimum the transit country has to be compensated for its electricity loss costs on the basis of marginal costs. There should be no compensation of capital cost if there is abundant transit capacity in the transit country. Capital costs of transit capacity should only be compensated in the case of capacity shortage in the transit country. Creation of transit capacity, which is exclusively used for transit, may under some circumstances be financed out of the welfare gains of the import country.

References

- Christie, R.D. & Wollenberg, B.F. & Wangensteen, I. (2000), "Transmission Management in the Deregulated Environment", *Proceedings of the IEEE*, Vol. 88, No. 2, February, pp. 170-195.
- Daxhelet, O. & Smeers, Y. (2003), "Cross-border trade: A two-stage equilibrium model of the Florence Regulatory Forum", *Proposals*, Full Paper.
- Daxhelet, O. & Smeers, Y. (2007), "The EU regulation on cross-border trade of electricity: A two-stage equilibrium model", *European Journal of Operational Research*, 181, pp. 1396-1412.
- European Commission, *Legislation, Publications, Document and Reports on the internal Electricity Market*, 1996-2003.

Is There a Stochastic Trend in European Union Emission Trading Scheme Prices?

Don BREDIN

don.bredin@ucd.ie

Cal MUCKLEY

cal.muckley@ucd.ie

Avrupa Birliği Emisyon Ticaret Programı Fiyatlarında Stokastik Bir Eğilim Var Mı?

Abstract

The European Union's Emission Trading Scheme (ETS) is the key policy instrument of the European Commissions Climate Change Program aimed at reducing greenhouse gas emissions to eight percent below 1990 levels by 2012. The key asset traded under the scheme is the European Union Allowance (EUA). To further curtail greenhouse gas emissions the EU Allowance prices should follow a stationary path about a persistent upward trend. In this vein, this article finds evidence to the contrary indicating the presence of a stochastic trend (a unit root) in EU Allowance prices during the period from April 2005 through to July 2009. This finding is indicative of incoherence between the European Union ETS *de jure* policy, with regard to transiting to a low carbon economy, and EUA price behavior.

Key Words : CO_2 Prices, Energy, EU ETS, Kyoto Protocol, Unit Root.

JEL Classification Codes : Q49, G12, G15.

Özet

Avrupa Birliği'nin Emisyon Ticaret Programı sera gazı emisyonunu 2012'ye kadar 1990'daki seviyelerinin yüzde sekiz aşağısına düşürmeyi amaçlayan Avrupa Komisyonu İklim Değişikliği Programının temel politika aracıdır. Bu program altında ticareti yapılan unsur Avrupa Birliği Tahsisatıdır. Sera gazı emisyonlarını daha da fazla düşürmek için Avrupa Birliği Tahsisat fiyatlarının yukarı doğru sürekli bir artış eğiliminde durağan bir patika izlemesi gerekmektedir. Ne var ki, makalemizde bunun tersine Nisan 2005'ten Temmuz 2009'a kadarki dönem boyunca Avrupa Birliği Tahsisat fiyatlarında stokastik bir eğilimin (bir birim kök) mevcut olduğunu gösteren bir delil bulunmuştur. Bu durum düşük karbonlu bir ekonomiye geçiş sağlamayı hedefleyen Avrupa Birliği Emisyon Ticaret Programına dair yasal politika ile Avrupa Birliği Tahsisatı fiyat davranışı arasında bir tutarsızlık olduğunu göstermektedir.

Anahtar Sözcükler : CO_2 Fiyatları, Enerji, Avrupa Birliği'nin Emisyon Ticaret Programı, Kyoto Protokolü, Birim Kök.

1. Introduction

In January 2005 the European Union (EU) Emission Trading Scheme (ETS) was introduced formally. The scheme has been instigated as part of the EU agreement to cut worldwide emissions of carbon dioxide (CO_2) within the Kyoto Protocol. Under the Kyoto Protocol, the EU has committed to reduce greenhouse gas emissions by eight percent (relative to 1990 levels) by 2008-2012. The scheme issues a restricted amount of emission allowances (EUAs or carbon credits) to firms on an annual basis. At the end of the year firms must hold the required amount of emission permits to meet their emissions of CO_2 over the previous year.¹ The ETS allows firms to trade the amount of emission permits that they hold and as a result has applied a market value to this externality. In the EU ETS context the first phase of trading was 2005-2007 and the second phase, which coincides with the first compliance period of the Kyoto Protocol, is 2008-2012. The third European trading phase will commence in 2013. Non-compliance with the commitments results in a penalty of 40 (100) euros per tonne of CO_2 produced without allowances for the first (second) commitment period. The aim of the ETS is that this cost will encourage firms to reduce their emissions.

Paoletta and Taschini (2008) highlight that the ultimate aim of this scheme (as well as the US CAAA-Title IV scheme) must be to create an environment where there is a scarcity of allowances which will lead to mean reversion around an upward trend in prices. As a result, if the ultimate aim of this scheme is not to be frustrated, we should expect to see dissipative random shocks about a price series containing an upwardly inclined deterministic trend. However, evidence to the contrary indicates that the penalty for emitting carbon is not necessarily growing over time and hence emitters are not necessarily increasingly incentivated to diminish their output of CO_2 emissions. Specifically, the finding of a stochastic trend (a unit root) in EUA prices would indicate that price behavior is not coherent with declared European Union policy to transit to a low carbon economy. Hence, following in the vein of Stern (2006), if this situation is not mitigated for, it will be increasingly difficult to stabilize the level of greenhouse gases in the atmosphere and the implications of global warming are expected to be severely harmful to the global economy. In fact, if it is established that EUA prices follow a stochastic trend, it would appear that there commendation of Stern (2006) that the benefits of strong, early action on climate change considerably outweigh the costs, is not taken seriously by the *de facto* European Union policy with regard to greenhouse gas emissions.

Nelson and Plosser (1982) conclude that a wide set of aggregate economic time series tend to exhibit a stochastic trend (or unit root). Essentially, these authors indicate that macroeconomic processes are non-stationary, that they are altered permanently rather than in a dissipative manner as a result of random shocks. This controversial conjecture

¹ A report must be submitted to verify the emissions in any year by the 31st March of the following year.

has far reaching implications for our understanding of the evolution of these processes over time. In particular, whether a series is trend stationary or exhibits a unit root has ramifications for the modeling of these processes.² As a result, since the seminal contributions of Dickey and Fuller (1979,1981), econometricians have developed a variety of tests to establish the order of integration of a series and a variety of methods of eliminating nuisance parameters with a view to optimizing the power and size of their statistical hypotheses tests. Several of these tests for a unit root have been adopted in the extant literature, in the area of the carbon credit markets, with a view to better understanding price behavior over time.

The literature in the area of carbon credit markets is in its infancy, particularly concerning those contributions with an empirical focus. Alberola *et al.* (2008, 2009a, 2009b), examine, *inter alia*, the Power next spot prices (replaced by Blue next since January 2008), over periods extending from July 2005 through to April 2007, by adopting unit root tests including the augmented Dickey-Fuller (1979,1981) test, the Phillips-Perron (1988) test, the Kwiatkowski *et al.* (1992) test and the Lee-Strazicich (2001, 2003) tests. They report that for these samples they are unable to reject the hypothesis that the processes are difference stationary that is that they contain a unit root. In contrast, Bredin and Muckley (2009), *inter alia*, adopt the Phillips-Perron (1988) test and report that they reject the null hypothesis of a stochastic trend in logarithmic EUA prices during a sample from the first phase of the scheme (July 1, 2005 to December 31, 2007). However, consistent with the Alberola *et al.* (2008, 2009a, 2009b) contributions, Daskalakis *et al.* (2009) find a unit root in the spot EUA price data from both Power next and Nordpool from 25th October 2005 through to 28th December 2007. The authors adopt the augmented Dickey-Fuller (1979, 1981) test, the Phillips-Perron (1988) test and the Kwiatkowski *et al.* (1992) test. Paoletta and Taschini (2008) and Benz and Trück (2009) elect not to present unit root test results when examining spot prices extending from July 2005 through to May 2007 and January 2005 through to December 2006, respectively. The Benz and Trück (2009) data are sourced with a major broker in the energy industry, Spectron, and are observations on over-the-counter transactions. Paoletta and Taschini (2008) do not disclose the source of their data. Taken together, the preponderance of unit root test results presented focus on a limited set of data containing spot prices and the results support the hypothesis that these prices follow a stochastic trend over time.

In this article, we extend the aforementioned published findings regarding the presence or otherwise of stochastic trends in EUA prices. In the first instance, we draw attention to the incoherence of a stochastic trend in EU Allowance prices with regard to the declared EU objective to significantly reduce greenhouse gas emissions and thus transit to a low carbon economy. Secondly, we focus exclusively on the most liquid exchanges, the

² A unit root process necessarily exhibits infinite variance, thus violating a tenet of the well-known classical linear regression model and compromising the statistical properties of least-squares style regression estimation techniques.

Bluenext exchange for spot EUA prices and the European Climate Exchange for derivative contracts. Thirdly, we extend the duration of data assessed, commencing in April 2005 through to July 2009. Fourthly, in contrast to the received literature, we consider a set of derivative futures contracts as well as spot prices with a view to better capturing expectations, with respect to the evolution of the EU Allowance price. Finally, our extension of the aforementioned published findings is accomplished by adopting an extensive set of stochastic trend (unit root) testing methodologies and discussing the complementary results obtained.

The remainder of this article is structured as follows. The next section provides a brief discussion concerning the various unit root testing methodologies adopted in the article. The following section introduces the data and describes the empirical results from the adopted unit root tests. Finally, concluding remarks are presented in the last section.

2. Methodology

The augmented Dickey-Fuller tests (1979, 1981), hence forth *ADF* tests, discern whether time series are affected by transitory or permanent shocks. These tests are primarily concerned with estimating a value for γ . Specifically, the null hypothesis of $\gamma = 0$ is tested against the alternative that $\gamma < 0$

$$\Delta y_t = \alpha + \beta t + \gamma y_{t-1} + \sum_{i=1}^k \delta_i y_{t-i} + \epsilon_t \quad (1)$$

As per convention, the Δ symbol denotes the first difference of the examined series, t is the time trend variable and k is the number of lags which are added to the model to remove autocorrelations from the residuals, ϵ_t . The number of lags is parsimoniously estimated via a minimization of the Bayesian Information Criterion (BIC). A variety of alternative hypotheses are specified by the inclusion or exclusion of the deterministic components. The Phillips-Perron (1988) test, henceforth the *PP* test, is nonparametric with respect to nuisance parameters and hence accommodates heterogeneously distributed data. Elliot *et al.* (1996), henceforth ERS, show that where a deterministic component is present, considerable improvements in statistical power can be attained by modifying the estimation of the parameters characterizing the deterministic component. Their modified Dickey-Fuller test provides the best over-all performance under the stochastic specification assessed, which includes the assumption of normally distributed errors.

However, as Perron (1989) indicates the *ADF* test is biased in the presence of breaks towards the non rejection of the null hypothesis of a unit root. The Perron (1989) correction, outlined in equations (2) through (4), allows for a break under both the null and alternative hypotheses

$$\Delta y_t = \alpha + \alpha_1 ID_t + \lambda CD_t + \beta_1 t + \gamma y_{t-1} + \sum_{i=1}^k \delta_i y_{t-i} + \epsilon_t \quad (2)$$

$$\Delta y_t = \alpha + \beta_0 TD_t + \beta_1 t + \gamma y_{t-1} + \sum_{i=1}^k \delta_i y_{t-i} + \epsilon_t \quad (3)$$

$$\Delta y_t = \alpha + \alpha_1 ID_t + \lambda CD_t + \beta_0 TD_t + \beta_1 t + \gamma y_{t-1} + \sum_{i=1}^k \delta_i y_{t-i} + \epsilon_t \quad (4)$$

Where the intercept dummy, ID_t , denotes a change in the level; $ID_t = 1$ if $(t > BD$, the break date) and zero otherwise. The trend regression coefficient dummy, TD_t , denotes an alteration in the slope of the deterministic trend function. Specifically, $TD = t - BD$ (or $TD_t = t$) if $t > BD$ and zero otherwise. The crash dummy, CD , is equal to 1 if $t = TB + 1$, and zero otherwise. The specifications (2) through (4) include a unit root with a break under the null hypothesis, as the dummy variables are specified in the regression function under the null hypothesis. The alternative hypothesis is a trend stationary process with a structural break. Nonetheless, the Perron (1989) unit-root test has less power than the standard Dickey-Fuller type test when there is no break (although it is correctly sized asymptotically and is consistent whether there is a break or not). Moreover, the exogenous determination of the break date invalidates the distribution theory underlying classical unit root testing (see Christiano (1992)).

Zivot and Andrews (1992), hence forth the *ZA* test, addresses this latter limitation. They endogenously determine the break date where the evidence is least compelling for the unit root null hypothesis and a dummy variable is included under the alternative hypothesis accordingly. In particular, the location of the dummy variable is determined sequentially by identifying the location which maximizes the absolute value of the t-statistic on the γ coefficient in equation (2).

Lee and Strazicich (2001, 2004), hence forth the *LS* test, indicate that endogenous break tests, such as the Zivot and Andrews (1992) contribution, do not allow for a break under the null hypothesis of a unit root. This limitation may result in size distortions in the presence of a unit root with a break, against the alternative of stationarity with a break, and suggests that there maybe some loss of statistical power (Nunes *et al.* 1997 and Perron 2005). In particular, researchers may conclude that the time series is trend stationary when in fact the series is non-stationary with a break. As a result, the *LS* test provides a unit root test that not only endogenously determines whether there is a structural break but also allows the presence of a structural break under the null hypothesis of a unit root thus avoiding these statistical power and size difficulties. The *LS* Lagrange Multiplier unit root test is formulated on Equation (4), as outlined above.

Finally, it has been noted that selecting the unit-root null hypothesis imposes an onerous obligation on the data to reject the null hypothesis should the data generating process be trend stationary. As a result Kwiatkowski *et al.* (1992), henceforth KPSS, provide a Lagrange Multiplier test where the null hypothesis of stationarity about a deterministic trend is assessed against the alternate of a difference stationary series instead of the conventional approach of a null hypothesis of a unit root.

3. Data and Empirical Results

3.1. Data

Our data includes daily closing prices on EU Allowance spot prices and futures contracts sourced on the Bluenext exchange and on the European Climate Exchange, respectively. The spot contracts span the phases I and II of the EU ETS, and extend from 24 June 2005 through to 28 July 2009. In total, there are ten futures contracts with maturity dates in December each year, 2005 through to 2014. The Bluenext exchange is the most liquid exchange for spot European Union Allowances and the European Climate Exchange is the most liquid exchange for carbon derivatives (see Alberola *et al.* (2008)). Further details regarding these price series are available in the appendix.

3.2. Empirical Results

In Table 1 the summary statistics are presented, including the number of observations recorded, the first through fourth unconditional statistical moments and hypotheses tests concerning the null hypotheses of normality (the *Jarque Bera* test) and homoskedasticity (a Lagrange Multiplier test for fourth order autoregressive heteroskedasticity or the ARCH test). The samples presented differ significantly in length, from 168 observations on the futures contracts which expire December 2005 to the 707 observations on the Bluenext spot contracts during the period 2005 through to 2007. The measurements of mean and variance are comparable across the contracts except in the instances of the December 2006 and December 2007 futures contracts as well as the Bluenext spot contract (2005-2007). These latter contracts appear to have experienced significant declines in price as a result of the excessive allowances held in April 2006.³ All contracts exhibit statistically significant deviations from normality as well as heteroskedasticity.

³ As outlined in Bredin and Muckley (2009), in April 2006, coincident to the unofficial release of the 2005 emissions data by some of the EU member states the price of EUAs collapsed. EU ETS spot prices had reached a high of 30.50 euro prior to April 2006. Following the official release by the EU commission on the 15th May 2006, showing a larger than expected surplus in the market, the spot price fell to 15.63 euro on the 17th May 2006. Given that banking EUA's was prohibited between phases, the price eventually converged to close to zero at the end of Phase I.

The results of the various unit root tests performed are presented in Table 2. Each test is performed over the full sample of data that is recorded. The *ADF* test assesses the null hypothesis of a unit root and no linear trend. It indicates that all series of log prices fail to reject the null hypothesis, while the null is convincingly rejected in the case of the returns series. The *PP* test is specified such that the null hypothesis contains a unit root while the alternative hypothesis is trend stationary. This test clearly presents similar test results to the *ADF* test results. The *ERS* test which enjoys significantly superior statistical power than the *ADF* specification concurs across the series examined. Concerning structural breaks, the *ZA* test endogenously determines the location of a structural break in the alternative hypothesis and also provides supportive evidence for the presence of a random walk class of process in the EUA prices. The *LS* test further extends the *ZA* test by allowing a structural break under the null hypothesis. This test also provides concurrent evidence with respect to the presence of a stochastic trend in the various price series.

The aforementioned tests have specified the null hypothesis as containing a unit root, thus the onus was on the data to reject the null hypothesis should the series not contain a unit root. Indeed, the widespread failure of unit root tests to reject the null hypothesis of a unit root, in the context of time series of aggregate economic data, may arise as a result of these tests having low power against relevant alternatives. As a result, the KPSS methodology specifies a null hypothesis that is trend stationary and an alternative hypothesis that contains a unit root. With this complementary approach, the results across the price series indicate that the price process follows a random walk rather than a trend stationary class of process.

Taken together, the empirical results gathered provide a compelling case for the presence of a stochastic trend across the Bluenext spot price series and the range of European Climate Exchange futures contracts of differing maturities during the period April 2005 through to July 2009.

4. Conclusion

Notwithstanding the bulk of evidence that indicates that aggregate economic series tend to adhere to a unit root process, European Union Allowances are a class of commodity which is unique. Specifically, in respect to EUA prices, there is intervention on the supply side with a view to curtailing greenhouse gas emissions. As a result, it is of particular interest whether this commodity exhibits a stochastic trend or whether it follows an (upwardly inclined) trend stationary process, as would be anticipated as a mechanism to incentivate a decline in the emission of greenhouse gases.

The most important results featured in this article may be described as follows. We extend the sample of data studied in the received literature from April 2005 through to July 2009 and hence we capture observations on 14 contracts with respect to EUA prices,

including both spot and derivative contracts. Across the battery of unit root tests adopted, a compelling case emerges that the examined series exhibit a stochastic trend. This finding of a stochastic trend (a unit root) in EUA prices has two main implications. Firstly, it would indicate that price behavior is not coherent with declared European Union policy with regard to transiting to a low carbon economy. Rather, it is indicative of skepticism on the part of the European Union, concerning the recommendation of Stern (2006), that the benefits of strong, early action on climate change considerably outweigh the costs. According to Stern (2006) this is an oversight, and if pursued on a global scale, it would imply a severe decline in global gross domestic product in the order of twenty percent, by the end of the 21st century. Secondly, this finding supports the adoption of the variety of modeling techniques used in the extant literature (*e.g.* Alberola *et al.* (2008, 2009a, 2009b) and Daskalakis *et al.* (2009)), with a view to better understanding the behavior of EUA prices over time.

Nonetheless, clearly a number of difficulties remain. It may be of particular interest to remove the observations in April 2006 coinciding with the compliance break which instigated the collapse in the level of the EUA prices. Furthermore, there may be multiple structural breaks in the series that should also be controlled for. Finally, the suite of unit root tests adopted in this article do not control for heteroskedasticity (see Seo (1999)). We leave the development of our set of adopted methodologies, in the context of EUA prices, to further work.

References

- Alberola, E., Chevallier, J., Cheze, B. (2008), "Price Drivers and Structural Breaks in European Carbon Prices 2005-2007", *Energy Policy*, 36 (2), 787-797.
- Alberola, E., Chevallier, J. and Cheze, B. (2009a), "European Carbon Price Fundamentals in 2005-2007: the Effects of Energy Markets, Temperatures and Sectorial Production", forthcoming in *Journal of Policy Modelling*.
- Alberola, E., Chevallier, J., Cheze, B. (2009b), "The EU Emission Trading Scheme: Disentangling the Effects of Industrial Production and CO₂ Emission on Carbon Prices", forthcoming in *Economie Internationale*.
- Benz, E. and Trück, S. (2009), "Modelling the Price Dynamics of CO₂ Emission Allowances", *Energy Economics*, 31, 2-15.
- Bredin, D. and Muckley, C. (2009), "An Analysis of the EU Emission Trading Scheme", *UCD School of Business Working Paper Series*.
- Christiano, L.J. (1992), "Searching for a Break in GNP", *Journal of Business and Economic Statistics*, 10, 237-249.

- Daskalakis, G., Psychoyios, D., and Markellos, R.N. (2009), "Modelling CO₂ emission Allowance prices and derivatives: Evidence from the European trading scheme", forthcoming, *Journal of Banking and Finance*.
- Dickey, D.A and Fuller W.A. (1979) "Distributions of the Estimators for Autoregressive Time Series with a Unit Root", *Journal of American Statistical Association*, 74 (366), 427-481.
- Dickey, D.A and Fuller, W.A. (1981), "Likelihood Ratio Statistics for Autoregressive Time Series with a Unit Root", *Econometrica*, 49 (4), 1057-1072.
- Elliot, G., Rothenberg, T. and J.H. Stock (1996), "Efficient Tests for an Autoregressive Unit Root", *Econometrica* 64 (4), 813-836.
- Kwiatkowski, D., Phillips, P.C.B., Schmidt, P. and Shin, Y. (1992), "Testing the null hypothesis of stationarity against the alternative of a unit root", *Journal of Econometrics*, 54, 159-178.
- Lee, J. and Strazicich, M.C. (2001), "Break Point Estimation and Spurious Rejections with Endogenous Unit Root Tests", *Oxford Bulletin of Economics and Statistics* 63, 535-558.
- Lee, J. and Strazicich, M.C. (2003), "Minimum LM Unit Root Test with Two Structural Breaks", *Review of Economics and Statistics*, 63, 1082-1089.
- Lee, J., Strazicich, M.C. (2004), "Minimum LM Unit Root Test with One Structural Break", *Appelation State University working paper series*.
- Nelson, C.R. and Plosser, C.I. (1982), "Trends and random walks In Macroeconomic Time Series", *Journal of Monetary Economics*, 10, 139-162.
- Nunes, L., Newbold, P. and Kuan, C. (1997), "Testing for Unit Roots with Breaks: Evidence on the Great Crash and the Unit Root Hypothesis Reconsidered", *Oxford Bulletin of Economics and Statistics*, 59, 435-448.
- Paoletta, M.S. and Taschini, L. (2008), "An Econometric Analysis of Emission Trading Allowances", *Journal of Banking and Finance*, 32, 2022-2032.
- Perron, P. (1989), "The great crash, the oil price shock, and the unit root hypothesis", *Econometrica* 57, 1361-1401.
- Perron, P. (2005), "Dealing with Structural Breaks", Mimeo in the Vol. 1, *Handbook of Econometrics: Econometric Theory*.
- Phillips, P. and Perron, P. (1988), "Testing for a Unit Root in Time Series Regression", *Biometrika*, 75, 335-346.
- Seo, B. (1999), "Distribution theory for unit root tests with conditional heteroskedasticity", *Journal of Econometrics* 91, 113-144.
- Stern, N. (2006), "Short Executive Summary", *Stern Review Report on the Economics of Climate Change*, pre-publication edition, HM Treasury, <<http://www.hmtreasury.gov.uk/d/CLOSEDSHORTexecutivesummary.pdf>>, 28.08.2009.

Zivot, E. and Andrews, K. (1992), "Further Evidence on the Great Crash, the Oil Price Shock and the Unit Root Hypothesis", *Journal of Business, Economics and Statistics* 10 (10), 251-270.

5. Appendix

Series	Description
Spot	The Bluenext exchange is the most liquid spot exchange for European Union Allowances (EUAs). One EU Allowance is an entitlement to emit one tonne of carbon dioxide. We examine BNS EUA 05-07 and BNS EUA 08-12 contracts which correspond to Bluenext spot prices for EUAs during Phase I (2005-07) and Phase II (2008-12) of the EUA market. EUAs are issued by member states according to their National Allocation Plans. Minimum price tick size is .01 euro per tonne and minimum volume tick is 1000 tonnes. Data corresponding to EUA BNS (05-07) extend from 24th June 2005 to 25th April 2008 and data corresponding to EUA BNS (08-12) extend from 26th February 2008 to 28th July 2009.
Futures	The European Climate Exchange is the most liquid exchange for the trading of European Union Allowances (EUAs) futures contracts. Contracts expiring and settled mid-December are considered over the range of maturities 2005 through to 2014. Trade occurs on the ICE (Inter Continental Exchange) futures electronic platform or through a confirmed independent software vendor. Minimum tick size is .01 euro per tonne and a unit of trading corresponds to 1 lot of 1000 tonnes of CO₂ EU allowances. Data corresponding to contracts expiring mid-December 2005 through to mid-December 2008 extends from 22nd April 2005 to 19th December 2005, 30th May 2006, 17th December 2007 and 15th December 2008, respectively. The latest observation of contracts expiring mid-December 2009 to 2012 is 24 July 2009. Observations on these latter contracts were first recorded 22nd April 2005. Data corresponding to contracts expiring mid-December 2013 and 2014 extends from 8th April 2008 through to 24th July 2009.

Table: 1
Summary Statistics

Full Sample

Series	Obs	Mean	Variance	Skewness	Exc. Kurtosis	Jarque Bera	Arch
BNS0507	707	-1.09	92.11	-0.67*	15.99*	7591.44*	108.73*
BNS0812	360	-0.12	8.65	-0.12	1.20*	22.43*	353.26*
Dec05sett	168	0.13	8.01	-1.81*	9.49*	722.78*	30.07*
Dec06sett	280	0.02	28.29	0.74*	33.88*	13421.03*	46.50*
Dec07sett	680	-1.09	115.33	-3.18*	73.27*	153232.44*	217.40*
Dec08sett	705	0.03	9.05	-1.45*	16.14*	7898.99*	22.51*
Dec09sett	707	0.03	8.81	-1.36*	16.02*	7779.88*	23.89*
Dec10sett	705	0.04	8.60	-1.34*	15.59*	7353.8*	25.88*
Dec11sett	705	0.04	8.51	-1.31*	14.70*	6550.15*	28.99*
Dec12sett	705	0.05	8.73	-1.30*	13.60*	5634.19*	30.70*
Dec13sett	331	-0.14	6.79	0.08	1.38*	26.43*	39.77*
Dec14sett	331	-0.13	6.06	0.04	1.28*	22.65*	36.80*

Notes. The Panel contains summary statistics regarding the first, second, third and fourth moments of the EU Allowance continuously compounded return distributions. It also contains hypotheses tests concerning the null of normality (the *Jarque Bera* test) and the null of homoscedasticity (the *ARCH* test). The full sample period assessed is from the 24th April 2005 to the 28th July 2009. Each individual contract is specific to a time window as outlined in the description of data appendices. A * indicates statistical significance at the 5% level.

Figure 1: BlueNext Exchange EUA spot prices

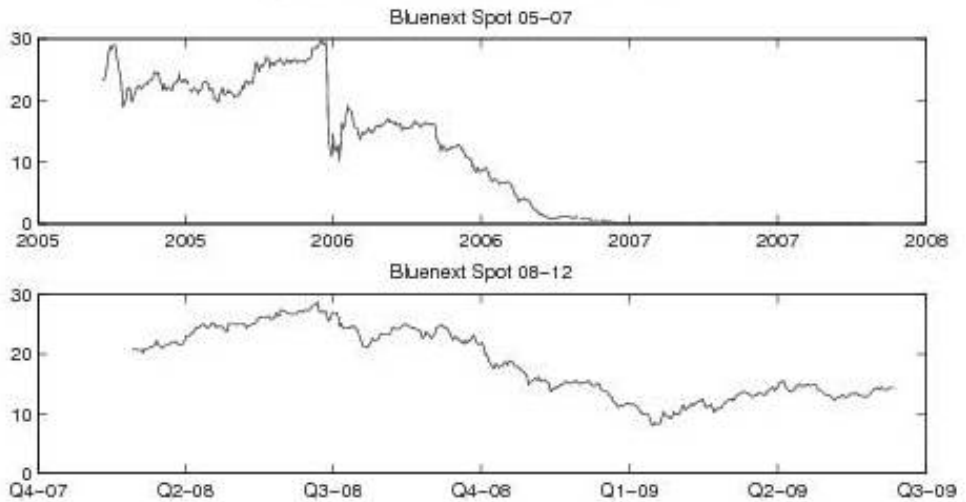


Figure 2: European Climate Exchange EUA Futures

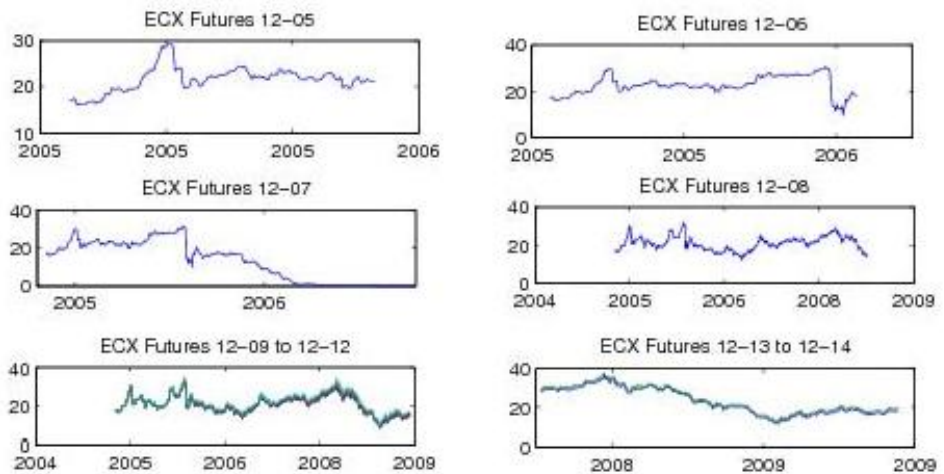


Table: 2
Unit Root Tests

Series	ADF	PP	ERS
BNS0507	4.35[264.89*]	-1.93[-31.01*]	-0.75[-30.63*]
BNS0812	1.59[111.32*]	-1.74[-16.46*]	-1.19[-16.41*]
Dec05sett	2.64[46.18*]	-2.09[-9.65*]	-1.25[-8.60*]
Dec06sett	2.97[115.76*]	-2.55[-15.35*]	-1.83[-14.42*]
Dec07sett	6.23[220.35*]	-0.63[-27.59*]	-0.01[-14.12*]
Dec08sett	3.74[365.08*]	-2.64[-27.13*]	-1.94[-21.43*]
Dec09sett	3.09[395.24*]	-2.35[-28.19*]	-1.59[-22.64*]
Dec10sett	3.09[403.00*]	-2.36[-28.48*]	-1.59[-22.77*]
Dec11sett	3.12[405.93*]	-2.37[-28.58*]	-1.58[-22.81*]
Dec12sett	3.15[421.19*]	-2.40[-29.11*]	-1.61[-23.25*]
Dec13sett	1.02[97.74*]	-1.46[-15.17*]	-1.17[-15.23*]
Dec14sett	0.80[97.84*]	-1.43[-15.07*]	-1.15[-15.14*]

Series	ZA	LS	KPSS
BNS0507	3.86[23.39*]	2.77[12.09*]	2.91*[0.09]
BNS0812	3.44[16.34*]	2.43[8.13*]	0.75*[0.17]
Dec05sett	5.77[10.35*]	4.13[6.39*]	0.46*[0.04]
Dec06sett	3.23[15.34*]	4.29[6.14*]	0.63*[0.10]
Dec07sett	3.42[21.28*]	3.53[8.26*]	3.23*[0.04]
Dec08sett	3.80[27.22*]	3.75[13.05*]	1.41*[0.06]
Dec09sett	3.72[28.25*]	3.66[13.59*]	1.27*[0.05]
Dec10sett	3.72[28.53*]	3.72[13.48*]	1.25*[0.05]
Dec11sett	3.74[28.64*]	3.74[13.46*]	1.23*[0.05]
Dec12sett	3.73[29.17*]	3.73[13.52*]	1.20*[0.04]
Dec13sett	3.74[15.25*]	2.3[8.40*]	0.75*[0.16]
Dec14sett	3.77[15.27*]	2.27[8.51*]	0.77*[0.17]

Notes. The Panels contain unit root hypotheses tests on the logarithmic EU Allowance prices and the corresponding continuously compounded return distributions. The full sample period assessed is from the 24th April 2005 to the 28th July 2009. Each individual contract is specific to a time window as outlined in the description of data appendices. The hypotheses tests performed are the augmented Dickey-Fuller test (*ADF*, 1979, 1981), the Phillips-Perron test (*PP*, 1988), the Zivot and Andrews test (*ZA*, 1992), the Elliot, Rothenberg and Stock test (*ERS*, 1996), the Kwiatkowski, Phillips, Schmidt and Shintest (*KPSS*, 1992), the Lee and Strazicich test (*LS*, 2004). The test statistics for each of the series in logarithmic differences are reported in square brackets, while the test statistics with respect to levels are adjacent. A * indicates statistical significance at the 5% level.

Electricity Market Design for Germany

Ray REES

ray.rees@lrz.uni-muenchen.de

Sebastian SCHOLZ

sebastian.scholz@lrz.uni-muenchen.de

Almanya için Elektrik Piyasası Tasarımı

Abstract

Germany has two ambitious goals: It wants to generate 20% of its electricity from renewable sources by 2020; and it wants to reach its nuclear phase-out target by 2021, according to the Atomic Energy Law of 2002. To be successful, it needs a strong transmission network that connects the offshore wind parks at the North and Baltic Sea with regions of high population and industry densities. At the same time it has to be keeping its generation capacity at a high enough level. This paper describes recent reforms in the electricity sector and makes suggestions on how to improve the current state of market performance in the industry.

Key Words : Market Structure, Industrial Policy, Electric Utilities, Energy.

JEL Classification Codes : L11, L52, L94, Q41.

Özet

Almanya'nın iki iddialı hedefi bulunmaktadır: 2020'ye kadar elektriğinin %20'sini yenilenebilir kaynaklardan sağlamak ve 2002 Atomik Enerji Kanunu'na bağlı olarak nükleer hedefine tedricen 2021'e kadar ulaşmak. Başarılı olabilmesi için Kuzey ve Baltık Denizi kıyısındaki rüzgâr sahalarını nüfusun çok ve endüstrinin yoğun olduğu bölgelere bağlayan güçlü bir iletim şebekesine ihtiyacı vardır. Aynı zamanda üretim kapasitesini yeterince yüksek bir seviyede tutması gerekmektedir. Bu çalışma son zamanlarda elektrik sektöründe yapılan reformları anlatmakta ve endüstrideki mevcut piyasa performansının nasıl iyileştirilebileceğine dair önerilerde bulunmaktadır.

Anahtar Sözcükler : Piyasa Yapısı, Endüstriyel Politika, Elektrik Kolaylıkları, Enerji.

Acknowledgement

Financial support from the Deutsche Forschungsgemeinschaft through SFB/TR 15 is gratefully acknowledged. Sebastian Scholz gratefully acknowledges the hospitality of the *Electricity Policy Research Group* in Cambridge, where parts of this paper were developed. He thanks Tooraj Jamasb, Karsten Neuhoff and David Newbery for stimulating discussions. The usual disclaimer applies.

Beyan

SFB/TR 15 vasıtasıyla Deutsche Forschungsgemeinschaft kurumundan sağlanan mali destek için minnettar olduğumuzu belirtmek isteriz. Sebastian Scholz, bu makalenin bir kısmının geliştirildiği Cambridge'teki *Elektrik Politikası Araştırma Grubunun* gösterdiği misafirperverliği de minnetle anmaktadır. Ufuk açıcı müzakereleri için Tooraj Jamasb, Karsten Neuhoff ve David Newbery'ye teşekkür ederiz. Her zaman olduğu gibi mevcut hatalar yazarlara aittir.

1. Introduction

The European Commission opened a formal investigation of the German energy producer E.ON and French Gaz de France in July 2007, for allegedly agreeing to keep out of one another's home market, thereby thwarting competition and keeping prices artificially high. To avoid the costs of litigation and possible penalty payments, E.ON proposed to commit to sell its electricity transmission system, furthermore it committed to divest 4800MW of generation capacity to competitors in February 2008. Thereupon the European Commission closed the antitrust case against E.ON in November 2008 by formally accepting the German energy producer's commitment to sell a fifth of its power generation capacity, along with its extra high voltage distribution network. Vattenfall, who owns a transmission network of length 9,500 km, which is smaller than E.ON's 10,600km network, also wants to sell. RWE and EnBW want to keep their networks. Here, the term "network" refers to the high-voltage transmission networks, and not the distribution network that connects the final consumers to the transmission network. The timing for ownership unbundling of the transmission network in Germany is inopportune, because the infrastructure changes that are needed for the integration of offshore wind parks are immense.

This paper comments on possible future liberalization attempts of the German electricity market. We do not believe that the ownership unbundling of the transmission network will in fact increase competition.

The German generation oligopoly holds shares of many public German utilities (Stadtwerke). The liquidity of the electricity exchange (EEX) in Leipzig is small; only about 10-15% of total electricity sold in Germany goes through it. The EEX uses a uniform price auction in its spot market for day-ahead and intraday trade and a future/ option market. 85-90% of total German electricity is sold in bilateral so-called over-the-counter (OTC) contracts. These contracts are based on bilateral relations and not on economic efficiencies. Due to commercial confidentiality neither price nor quality information is revealed (WIK 2008).

The four market leaders in the power market own shares of many Stadtwerke. Hence it is not surprising that OTC contracts are so common. Legally, it would be very difficult to force generators to sell their shares of public utilities. An increase in retail competition would force utilities to contract more efficiently if they do not want to go bankrupt. 37% or 15 million households have switched their electricity contract with their old supplier, only 10% of 4 million households moved to a different retailer since the liberalization was implemented in 1999. The number has been increasing since 1999 (Rommel and Meyerhoff, 2009). Increasing the amount of electricity sold on the EEX increased market power, as shown by Müsgens (2006), whose model is described in more detail below.

A new market design that affects all parts of the electricity market, generation, transmission and distribution, is needed. This market design has to take account of many issues and we still want contracts to play an important role in it. Joskow (2001) for example shows that the advantage of trading most of the electricity volume on a contract market, and only a small fraction on a spot market, is reduced volatility. These contracts should however be in the form of either derivatives or options, and not OTC contracts, in order to guarantee efficiency. The market power of the oligopoly RWE, E.ON, Vattenfall and EnBW would decrease through entry. A higher return on new capacity, which is necessary to induce entry, would eventually pay off through lower prices in the long run. New generation capacity could be privileged in a capacity market, as we show in part four of this paper.

An increase in generation capacity would also reduce the risk of power failures. The nuclear phase-out is based on the Atomic Energy Law of 2002, which prohibits the construction of new nuclear power plants and requires the average maturity of existing plants to decrease to 32 years. Two plants were taken off the grid before 2005; four other plants will be shut down by the end of 2009. Studies such as the UCTE (2007) and the DENA (2008) suggest that there will be inadequate capacity from 2015 and 2014 respectively, due to the nuclear phase-out by 2021 and the fact that many plants are ageing. New gas and coal generation plants face fierce public opposition, which delays the issuing of building permits. The building of new onshore wind power plants has come to a halt, because there are not any more suitable sites available. The development and construction of offshore wind power plants is increasing rapidly, but a shortfall of transmission capacity from the German coast in the North to the South slows development. Approximately 400 km of the existing 380 kV grid has to be upgraded; approximately 850 km new construction is needed (DENA, 2005).

This paper is structured as follows. First, we argue that separation of generators and the transmission network is not necessary. If we want to increase competition, then we urgently need other reforms. The separation of generation and the network would take many years, during which time more important reforms would not be carried out. In Part 2 we show why we believe that ownership unbundling does not increase market efficiency. Part 3 shows why a first best competitive electricity market is impossible for either a separate or vertically integrated structure of generation and transmission. After discussing different models that have been proposed in a large literature in Part 4, in Part 5 we suggest a market design that takes care of Germany's two problems: market concentration on the generation market; and possible capacity shortages. Part 6 concludes.

2. Ownership Unbundling

Pollitt (2008) describes five different models of transmission ownership unbundling;

1. The independent transmission system operator (TSO), e.g. National Grid in the UK. It is completely unbundled from the rest of the system and owns and operates transmission assets.
2. The legally unbundled TSO, a form that is present in Germany and France. The network is legally unbundled from the rest of system and owns and operates transmission assets. It meets the requirements of the current EU Directives and can achieve effective separation of transmission operation from the rest of the sector, while transmission assets remain under the same ownership as generation/ production or retail.
3. The independent system operator (ISO), e.g. PJM in the US and Scottish electricity in the UK. Here the system operator does not own the transmission assets but is ownership-unbundled from the rest of the system.
4. There is a hybrid model where both the ISO and the transmission owner are ownership-unbundled from the rest of the system. The ISO is assetlight, while the transmission owner has no system operation function. This is the case in the electricity supply systems in Chile and Argentina.
5. The vertically integrated utility, e.g. traditional utilities in Europe. This is the model that Europe has sought to move away from in successive directives; however, it is still in de facto operation in many European gas markets and some European electricity markets.

The European Commission has tried to move from a legal unbundling to an ownership-unbundling of the electricity transmission network. There are two proposals. One can sell the transmission network to a third party (model 1). Besides venture capitalists that are claimed to have a low incentive to invest into the grid's infrastructure, only National Grid, the British grid operator, would come into consideration. A grid operator has a better investment incentive, because the connection of two formerly separate regions and the trade which would become possible through the connection would be more beneficial, when the operator owns the networks in both countries.

Secondly, the EU has suggested handing the network over to an Independent System Operator (ISO), who independently decides on new network investments. This would reflect the third model. Owners would still receive dividends but do not influence the operational part of the business.

Germany, France and other EU member states want to retain the second model and so rejected the Commission's proposal: They suggested a strict separation of the transmission and generation parts. They would have separate managements that have not worked for the parent company for the last three years, under a strict regulatory control of a Transmission System Operator (TSO), while ownership still remains with the incumbents. The network company has to submit 10-year investments plans. The synergy loss of not having a management that understands both: generation and transmission is probably worth incurring. Social relationships might have the effect that own generating units are privileged over those of the entrants'.

In what follows we examine the theoretical benefits and disadvantages of ownership unbundling. We shall keep in mind that this study emphasises the move from legal unbundling to ownership unbundling, as opposed to the move from a fully integrated utility to a non-integrated one. We fully agree that the legal unbundling of transmission networks is necessary to allow competition on the generation market. But we doubt that ownership unbundling is meaningful for a competitive effect on the German market.

We divide our arguments into four categories: the cost effect; the competition effect; economies of scope effect; and investment incentives. We conclude with a brief outlook on what the industry structure could look like in the future.

2.1. Cost Effects

2.1.1. Costs of the Transformation

Pollitt (2008) notes that the costs of ownership unbundling depend on the timing. They are potentially smaller at the time of an initial reform. "This is because there are fixed cost elements (not least in political time) to restructuring of assets, the establishment of regulatory structures and the introduction of competition. Therefore, unbundling is likely to be cheaper when other restructurings are taking place and/ or when initial ownership structures are cheaper to change". Generation, transmission, and distribution of electricity are highly interdependent. Storing power is costly, hence power production must take place the instant it is consumed. Failure of generation to meet demand results in blackouts. The demand for electricity has both random effects and predictable demand characteristics. Distribution lines must physically reach users, and transmission lines must cover the distance between distribution and generation. For reliability, some generators must be close to consumers while for economical production others may be more distant. Investment in generation and transmission is a long and costly process, and, once in place, the equipment cannot be cheaply redeployed to some other location or use. The transaction costs of unbundling are likely to increase if new computer systems are needed to coordinate the network with completely disintegrated components.

2.1.2. Cost Savings

Cost reductions from an increase of competition are unlikely to be as significant as in the UK. Newbery and Pollitt (1997) show how reforms triggered investments in alternative technologies (gas-fuelled CCGT) and improved efficiency rates of existing power plants. We need to isolate the effects of ownership unbundling from reforms that have already taken place in Germany as the first liberalization phase started in 1998. Furthermore, the reunification of East and West Germany has already been followed by a modernization of the electricity sector (Brunekreeft and Keller, 2000).

2.1.3. Cost of capital

In the presence of the credit crunch that we have experienced since 2008, we must keep in mind that the power supply industry is one of the most capital intensive of all industries. This holds for the transmission network and generation capacity investments equally. While the former has constant returns, the latter has generally quite volatile profit streams, depending on varying input costs for construction and production. In a recent case study Finon and Roques (2008) discuss the risks of building a nuclear power plant and how they can be mitigated. The returns on capital have to be higher in the presence of a higher bankruptcy risk. Ownership unbundling creates firms with a risky portfolio. Cross-subsidies from the transmission network to unprofitable power plants become impossible. Furthermore generating companies are not allowed to use the transmission network as collateral for financing loans to build new capacity. As a result the optimal mixture of generation technologies (peak load and base load) is not achieved. Capital intensive power plants are replaced by power plants with lower fixed costs and high variable costs. Less installed capacity reduces competition and lead to higher prices as pointed out by Kreps and Sheinkman (1983). Tönjes (2005) and Mulder and Shestalova (2006) mention other issues regarding capital costs based on the Dutch market, where ownership unbundling was implemented in 2008.

2.2. Competition Effects

The European Commission argues that ease of entry of third-party generators increases the total installed capacity, because incumbents reduce their capacity by less than the added capacity. The German regulator of the transmission networks is under the jurisdiction of the Bundesnetzagentur, an independent higher federal authority at the Ministry of Economics and Technology. According to the Bundesnetzagentur non-price discrimination against entrants by delaying connection of their power plants to the network is prohibited. Even though new generators can easily enter the market, incumbents that own the network have one decisive advantage; they can guarantee supply to major corporate clients connected to the transmission network, during non-price rationing periods, by disconnecting other parts of their network.

Tacit agreements of this kind cannot be prevented by the regulatory authority, because it is in both party's interest to have an agreement of this kind. An industrial client (IC) in the steel industry for instance faces extremely high costs from long-lasting power interruptions. Tacit agreements of this kind cause an inefficiency problem and a negative externality: first, incumbents that own networks hold a monopoly in these services and cause a deadweight loss. Secondly, a pool of small consumers (SC) that is connected to the same network suffers under more frequent power supply rationing for which they are not compensated.

It is difficult to find a solution to this problem; ownership unbundling alone solves only the second problem. The service, which can only be provided by an integrated supplier, disappears together with the consumer and producer rents that are associated with it. A welfare enhancing theoretical solution to this problem is a compensation payment from the IC to the SC. The network operator could then be instructed to favor the IC during non-price rationing periods. Realistically, solving the problem is difficult; the costs of a power blackout, also called the value of lost load (VOLL) is different for each individual of the SC, the compensation is therefore hardly possible, because technically, individual rationing is impossible. Therefore the SC would have to agree on the same compensation and rationing probability for each individual (Joskow and Tirole, 2007). An IC is a major employer within the region; so that a large portion of SC might even accept the consequences of tacit contracts between the incumbent generator and the IC.

Selling the network would open the opportunity for further horizontal mergers, because it sets financial resources free. A further horizontal concentration would be very harmful for the German market, where already 80% of generation is controlled by 4 firms E.ON, RWE, Vattenfall and EnBW. E.ON market share alone is 34%.

A common view in favor of complete vertical separation is that the respective firm would in this way not be able to shift costs from the generation business to the transmission business.

But shifting costs to the network is only possible if the network is regulated using some kind of cost-plus allowance. Improved cost transparencies in network businesses will most likely not be needed when the network is regulated by the incentive regulation introduced in the beginning of 2009.

2.3. Economies of Scope

Pollitt (2007) points out that "the coincident timing of several reform steps makes it difficult to find econometric evidence capable of directly testing the effect of ownership unbundling. In particular, ownership unbundling of transmission networks may occur at the same time as privatization, the restructuring of generation or production

markets, [and] the introduction of incentive regulation.” In an empirical study Kwoka (2002) examines existing electric utilities in the United States, where he makes use of the advantage that utilities span the spectrum from pure distribution to complete integration of generation and distribution. He names the most important areas of cost savings to be

- Least-cost dispatch or deployment of generating units in order to achieve system minimum cost.
- Coordination of scheduled shutdowns for maintenance.
- Better information about downstream load for purposes of determining future capacity requirements.
- Conservation of reserves by supplying consumption points with diverse load patterns.
- Joint decisions regarding plant size / siting and transmission systems- for example, between a large but distant generator versus smaller generators closer to consumption points.

His data set used comprises 147 investor-owned utilities from 1989. The sample includes all the major utilities, accounting for 70 percent of revenues from all utilities. He estimates a cost function that connects the different degrees of vertical integration to differences in costs. Assume that the joint production costs $C(\cdot)$ of two products generation G and distribution D are less than the costs of separately producing each one:

$$C(G, D) < C(G, 0) + C(0, D).$$

After controlling for unique features of this industry, he finds statistically significant and quantitatively substantial efficiencies for integrated utilities relative to standalone operation. The cost penalties of standalone operation rise from a modest 3 percent for a combination of 5 million MW/h of both generation and distribution to an estimated 57 percent for combinations 25 MW/h million each. His findings cast some doubt on regulatory plans to strictly separate the transmission network from generation. Michaels (2006) gives a nice summary of eleven empirical studies that examine the effect of vertical integration, 9 studies use US data, 2 Japanese data. Unfortunately however, the studies do not distinguish between ownership and legal unbundling. It is probably too difficult to collect reasonable data on this issue, since the time span is not long enough. In most European countries legal unbundling has taken place just recently, with an exception of the UK. In addition it would be hard to find the difference between legal and ownership unbundling in the data, because the differences are too small.

2.4. Network Investment Incentives - Security of Supply

An integrated network firm invests more in its network reliability than a separated network firm as this improves the integrated firm's opportunities for commercial activities. This incentive is still present in the case of legal unbundling, but less in the case of ownership unbundling. Buehler et al. (2004) introduced a model of quality improvements of the upstream network to the literature. Under vertical separation, the upstream firm (the transmission network) decides on the quality of its service and sells the right to use the network to a downstream firm that provides the final product. The downstream firm, in turn, pays an access price which is determined according to the rules specified by the regulatory regime, but is independent of network quality.

Cremer et al. (2006) study the difference between legal and ownership unbundling with a similar setup and similar results: The upstream firm will not take into account the interests of its clients when choosing its size, because the investment in the network is not protected by a contract at the time at which it is made. This effect can be mitigated by allowing it to own parts of the downstream industry. In other words, ownership separation is more detrimental to welfare than legal unbundling. Their main results are as follows. First, with linear access prices incentives to invest are generally smaller under vertical separation than under integration. This is partly due to the familiar vertical externality argument that a separated upstream monopolist ignores the positive effect on downstream profits. The result is non-trivial, however, because the move from separation to integration also affects retail prices, which generates subtle demand effects that may work against the standard argument. Secondly, introducing downstream competition has ambiguous effects on quality. Thirdly, with non-linear access price investment incentives are the same as in the integrated case, if the network owner can set the fixed components so as to fully extract the downstream profit.

Steiner (2001) examines the impact of restructuring on the utilization rate of electricity generation plants in OECD countries using a panel data set for the period 1986-1996. Her main findings are that vertical disintegration did not reduce the prices, but increased the utilization rate.

The European Commission argues¹ that vertically integrated utilities have limited interest in investing in interconnector capacity of transmission networks. Opening their own market would reduce their market power though possible imports. These arguments have three convincing drawbacks. If an integrated utility has too little generation capacity, then it does have an interest to increase interconnector capacity to be able to purchase electricity from outside regions. A utility with excess capacity also has an

¹ This paragraph draws on Brunekreeft (2008).

incentive to invest in inter-transmission networks. An increase in exports of electricity can reduce competition within that region, and hence welfare.

Generally one should note that it is difficult to increase the existing electricity network in Germany, but the government is working on legislation to speed up the procedure in the future. Without its implementation, the effect of ownership unbundling of the transmission network would simply have a very small effect, because the network would not be extended.

Meyer (2008) provides a useful survey of the literature on measuring the ownership unbundling of the network from a top-down approach. A top-down approach suggests 5% of total sectoral costs, but only a small fraction of this amount is relevant, because the functional unbundling has already taken place and we would just move from the functional unbundling to a full ownership unbundling. Unbundling leads to better horizontal coordination of border transmission networks. The savings are assumed to be small though. On the other hand, the coordination of investments in networks and power plants would be flawed and lead to additional capital costs. There is a coordination problem considering investments in transmission lines either between a load node and two power plants (option 1) or between the power plants and between one load node and the power stations (option 2). The costs of the two options depend on how much power is generated by each plant separately. The investment decision will be weakly less efficient after unbundling due to a coordination problem (Baldick and Kahn, 1993). Brunekreeft (2008) conducts a social cost benefit analysis of ownership unbundling of the German TSOs and finds that the benefits of ownership unbundling are somewhere between 162-313 million € annually over the period 2010-2030, which is small compared to the size of the market. Producers lose more than consumers gain. Isolating the effect on consumers, whose welfare has been seen to be more important to the European Commission in the past, suggests that the gain is 1.8 billion € or 22€ per person per year.

2.5. Industry Structure and Future Outlook

Foreign takeovers are more likely when the number of players is increased. This might not be a problem when competition policy could disallow unwanted mergers but allow efficiency improving ones. The past has shown though that the German electricity lobby is quite strong and the ministry of economic affairs has allowed mergers against the directive of the German competition bureau.

Government interventions would most likely increase at least in case the network is kept under public ownership. We should certainly not assume public interventions to reduce even if the transmission network would be sold to a private investor.

The German federal authority “Bundesnetzagentur” would still have to ensure that the network operator does not extract monopoly rents as the high voltage network will always remain a natural monopoly.

We do not believe that ownership unbundling would have negative welfare effects. It will not increase competition though entering of new generation capacity nor decrease costs. Entry barriers have already been low after the functional unbundling. The reasons why we have not experienced entry in the power generation sector are of a different nature and will be discussed next. It is important to evaluate the electricity market as a whole though. The literature of the past 20 years has followed the influential publication of Joskow and Schmalensee (1986), who claimed that the three sectors generation, transmission and distribution have to be analyzed separately, who claim that only the second is a natural monopoly. When we want to find a market design that is applicable for all three sectors, then we might come to different conclusions than when we just look at them separately. Finally, we claim that even though an ownership unbundling is not the preferred solution after an isolated analysis it might be good for the electricity sector as a whole.

3. Why Is A First Best Solution Not Feasible?

The supply and demand of electricity has to be in balance at all times. Storage is extremely expensive. Besides these technical difficulties, we next examine other problematic issues that have to be kept in mind when trying to find an appropriate market design for the German electricity market. These are demand side flaws, public good attributes of reliability, and uncertainty. Furthermore we discuss the problems that have arisen through regulatory interventions since the liberalization restructuring began.

3.1. Demand Side Flaws

The lack of real pricing of electricity and the technical impossibility of physically cutting off individual customers are the main problems that regulators are faced with since the liberalization.

Joskow and Tirole (2006) show that when consumers have real time meters and are billed on the basis of real time prices and consumption, retail competition yields the Ramsey prices even when consumers can only partially respond to variations in real time prices due to transmission costs for monitoring. On the other hand, in the case of retail consumers that are on traditional meters, which measure their aggregate consumption over relatively long time periods, neither the load service entity (LSE) nor retail consumers face the real time wholesale prices associated with the power they consume from the system. Finally, when the system operator is physically unable to cut off individual customer loads, and instead must ration on a zonal basis, individual retail customers cannot obtain their

preferred priority for rationing by the system operator. Consider that it might be efficient to cut off power if the value of lost load (VOLL) is smaller than the price that the customer is willing to pay. If the system operator knows the VOLL on average in different zones, then he can cut off the one with the lower VOLL and achieve a second best solution. In the presence of retail competition, retailers have the incentive to misreport their consumers' demand for non-interruptibility, because they would prefer to free ride on the other LSE serving consumers in the same zone.

Borenstein and Holland (2007) show that welfare, both of consumers that are price-sensitive and of those that are not, increases. The more people have real time meters (RTM), the lower the equilibrium flat rate. The total cost of the system is reduced considerably during peak times, when only a small proportion of consumers have smart meters. They use data from the Californian Independent System Operator for the period between November 1998 and October 2000 and show that "with an elasticity of 0.1, putting a third of customers on RTM would cut the number of peakers by about 44% and the total installed capacity by more than 10%."

A smart grid would reduce costs enormously. The Economist (2009) recently wrote that black-out costs in America are estimated to be \$80 billion a year, according to a study by the Lawrence Berkeley National Library. It has been found that people reduce their power use by about 7%, when they are aware of how much power they are using. With added incentives, people curtail their use of electricity during peaks in demand by 15%. RTM would make it a lot easier to balance supply and demand, when peak demand reduces. America's Pacific Northwest National Library (PNNL) found that there is already enough power capacity installed in the US to replace 73% of America's conventional fleet with electric vehicles if the charging is carefully managed during off-peak periods. A smart meter costs about \$125 and several hundred US-dollars more to install if it has a communication device from which customers can read off the real time price. Power companies are reluctant to invest in a technology that reduces the demand for their product. It also reduces costs though; an example is Italy, where Enel its main utility has installed 30 million smart meters. It is the pioneer with 40% of worldwide installed meters. Its spending of about €2.1 million has reduced costs by about €500 million a year.

If the demand side flaws could be fixed, the demand curve would become elastic, market power would be reduced and the market design becomes simple. In the past, regulators intervened to reduce these market flaws and cause capacity shortages. A well-known example is provided by the power shortages in California following its market liberalization (Borenstein, 2000).

3.2. Public Good Attributes

Ockenfels et al. (2008) describe the public good attributes of reliability or excess capacity as that no one can be excluded from it and the benefit from investments cannot be internalised efficiently. Moreover, providers cannot benefit from prevailing extreme scarcity in the event of a blackout on account of a lack of generation. Typically, a market price does not exist or is not paid during blackouts, because during the spot market auction, there is an excess supply and an excess demand in the spot market auction - at least if all further efforts at clearing the market fail.

3.3. Uncertainty

Short run uncertainty on the demand side is caused through varying weather conditions. Long run uncertainty is due to changing demand patterns as substitute fuels that affect the oil price and hence the variable costs of a power plant. The replacement of equipment through more efficient types reduces demand, while possible increase in sales of electric powered cars would increase demand. This depends on potential government subsidies and the technological innovation in this field however. Unknown investment perspectives, the uncertainty about future electricity prices, fuel prices, and entry of new generation capacity also increase the risk and the capital costs of building new capacity. The environment can change quickly through regulatory interventions. Brunekreeft and McDaniel (2005) show that the perceived threat of regulatory intervention curbs scarcity rents and inhibits investment, which raises average prices and reduces security.

3.4. Problems Caused by the Liberalization

3.4.1. The Retail Market: Lack of Reliable Long Term Contracts

Forward contracting reduces spot prices, because the incentive to set a high spot price decreases since it affects only a portion of total production. The incentive to increase production on the spot market must therefore increase (Allaz and Villa, 1993). Neuhoff and De Vries (2004) show that when consumers and investors are risk averse, investment is efficient only if investors in generating capacity can sign long-term contracts with consumers. This is not possible in markets that have retail competition. The uncovered price risk increases financing costs, reduces equilibrium investment levels and distorts technology choice towards less capital-intensive generation. There is a lack of reliable retailers due to bankruptcy risk. When the spot price decreases to levels below the contracted price, then the retailer is not able to pass its high price over to customers fully, when these can switch retailers (Scholz, 2009). The problem could be avoided when customers buy long term contracts from retailers, which are usually less than one year long in Germany. Increasing the contract length reduces competition on the retail market and hence is not a good solution.

3.4.2. Price Caps: The Missing Money Problem

Price caps are necessary to reduce market power of generators. Generators have an incentive to take a plant out of the market that has low variable costs, when it owns plants with higher variable cost. Taking an efficient plant out of the system shifts the supply curve to the left. Less efficient plants receive a higher price through this intervention and it might pay off. Setting a price cap reduces this incentive, because the price cannot rise as much.

Price caps also make sense because demand is not elastic. The supply curve ends on the right hand side with the most expensive power plant. Since the market does not have any more expensive plants than its most expensive one, the supply curve has a vertical slope. Prices cannot adjust to the excess demand even if they rise to infinity.

Price caps cause the well-known “missing-money problem”. Prices cannot rise to reasonable levels during “scarcity hours” to generate quasi-rents that induce the right amount of investments in capacity if their upper tail is truncated. If spot prices cannot rise high enough, then forward prices that reflect expected spot prices are low. The missing money problem will become even more problematic, once the oligopoly profits have been reduced on the German market. This will eventually take place when the town utilities are forced by cheaper retailers to end their bilateral exclusive contracts with a single generator. Market power mitigation procedures imposed by the regulator are another cause for the missing money problem in the United States. Regulators use out-of-market capacities that are based on bilateral contracts with generators to reduce the price if it has reached a very high level. A last resort is to reduce the system’s voltage, which dims lights and lets engines run slower (Joskow, 2007).

The missing money problem also affects the investment mix. In New England 93% of energy was supplied by 53% of capacity, the remaining by just 7%. Peaking plants rely entirely on scarcity rents, while baseload power plants depend on scarcity rents as well, but to a lesser extent (Stoft, 2002). Hence the share of peaking load to whole capacity is reduced by caps and the optimal investment mix not achieved.

The price cap for 1MWh at the EEX is € 3000, which is quite high compared to \$250 in California or \$1000 in most other organised US electricity markets. Nevertheless it is completely arbitrary and lower than the VOLL, which is estimated somewhere between \$2,000/MWh and \$250,000/MWh. There are other mechanisms to curb market power besides price caps and market mitigations.

4. Models Proposed by the Literature

4.1. The Energy-Only Approach vs. ICAP

The Energy-Only literature assumes that the two principal capacity payment mechanisms proposed by the installed capacity (ICAP) literature – capacity obligations and capacity payments - distort the market for energy. The capacity payments are intended to solve the missing money problem. Both concepts assume that electricity supply is a bundle of two distinct products, capacity (security of supply) and energy. Generators are paid separately for the capacity allocated and the amount of energy that they supply.

Capacity payments are said to be hard to calibrate due to uncertainty and are exposed to political manipulation of stakeholders. Hence we do not suggest introducing these in Germany, at least not by letting the regulator dictate them. Utilities or retailers, called load service entities (LSE), are required to buy the capacity that would mirror their peak demand. The problem of the capacity obligation's approach in the US was that they were defined as a system wide product; the reserves were not there where needed. This was reflected by ICAP prices that fluctuated between zero, when there was excess capacity and the penalty payment that utilities were required to pay, when they did not meet their obligation. A defender of the ICAP literature is Joskow (2006). Oren (2005), an advocate of the energy-only approach, suggests forcing LSE to hold call options, which cover their peak load forecast. In case the spot price increases to levels above the strike price, which must be below the price cap, the LSE would only have to pay the strike price. This option reduces the risk for generators and LSE. They would be more expensive in areas where there is scarcity of capacity and induce investments there. Singh (2000) and Vázquez et al. (2002) also follow the call-option approach. Wolak (2004) proposes a contract adequacy approach, where forward contracts replace call options to reduce the investment risk. He claims that there are other industries that use contracts before investments are undertaken e.g. the airplane manufacturing sector. The uncertainty and public good issues would become negligible. The missing money problem though would still exist. The price of call options or forwards would be adjusted downward more if the spot price cap is lower.

Hogan (2005) tried to solve this problem and suggested changing the demand function. His figure 5 on page 14 is depicted below. He illustrates his model with two demand curves - an inner demand curve and one that is shifted to the right. Each consists of a price responsive and a price unresponsive (horizontal part), which reflects that some portion of customers face real time prices and other do not. The inner demand curve is the observed demand. In order to fix the missing-money problem, he simply shifts the demand to the left, which realizes higher spot prices for most demand realizations.

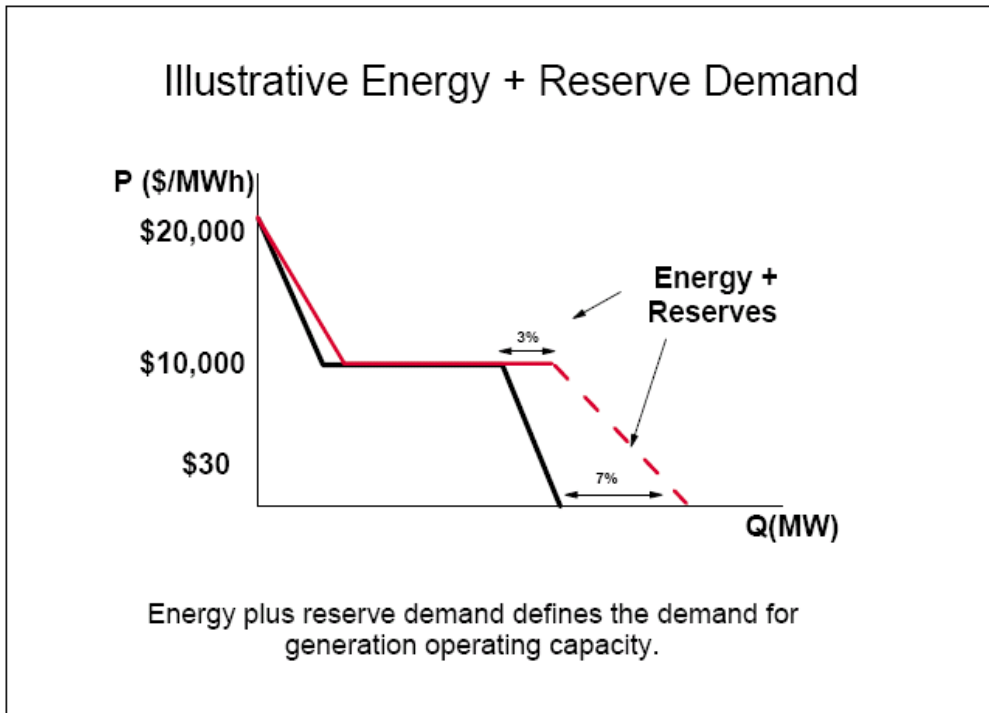


Figure 1: Replication of Hogan (2005)'s figure 5.

Stoft and Cramton (2006) rightly claim that Hogan's proposal only solves the missing money problem when the energy reserves (suggested 3% and 7%) are chosen correctly. They criticise the fact that the model does not tell us how to choose these.

4.2. The ICAP Approach with Options

Cramton and Stoft (2006 and 2008) propose a mixture of the option based energy-only approach and the ICAP models. It seems to us to be the most convincing model in the current electricity literature so far. It consists of three steps:

Step 1

First one needs to install a price cap for the spot market, to reflect VOLL. They suggest any value between €3,000 and €30,000. The nice thing about this is that it does not really matter too much how the cap or VOLL is chosen, as we will see soon. This is an advantage as we know it is difficult to find the correct VOLL.

Step 2

Reliability options (RO) at a suggested price of €300 are introduced, which hedge energy prices above this level. If the spot price rises to €1000, the generator has the obligation to serve its LSE for €300. A generator that has enough capacity to meet its contracting quantities has to buy power at a price of € 1000; hence suppliers still face the spot price, even though it is hedged. “For every MWit increases or decreases its production, its net revenue increases or decreases by € 1000.” Suppose the generator has a contract of coverage 100MW/h and the price is €1000, then it has to pay to its LSE a fix amount of € 70,000. But it receives the spot price €1000 times its installed capacity. The costs of the option are fixed but the revenue increases with the spot price. A generator that cannot perform during scarcity hours is punished by the foregone high spot price. At the same time the investment incentive increases with the spot price.

Step two reduces uncertainty, but at the same time does not reduce performance risk. C&S argue that VOLL, an unknown value, plays less of a role and “It no longer affects investment. If a higher VOLL is used, the price cap will be higher and the incentive to perform on peak will be greater, but because of the hedge, this will not increase the earnings of the generators. This means VOLL does not change investment or adequacy. . . .Because the estimation of VOLL is always controversial, this is an advantage.”

Step 3

Cramton and Stoft (C&S) complete their proposal with a capacity auction of reliability options. The expected foregone return from truncating LSE’s expenditures at €300 is reflected by the revenue from this auction. The capacity is controlled by the regulator, the price and the quality by the market. The auction is structured as follows:

Existing generators may make a zero bid if they want to sell RO, new generation capacity can bid any price they want. “The regulator bids a demand curve that intersects the target adequacy level at the most recent RO price and slopes down to the right by 5% in price for each 1% increase in capacity. It slopes up from the same point by 20% for each 1% decrease in capacity. The auction is held using a descending clock procedure [. . .]. All accepted bids are paid the clearing price, but existing generation receives one-year contracts while new generation may choose any contract length up to seven years. Once a new generator’s initial contract expires it becomes an ‘existing’ generator. If no new generation is purchased in a given year, all existing generators that bid have their contracts extended for one year”.

A generator's revenue under the proposed model of C&S is given by

$$R = P_{forward}Q_{forward} + P_{strike}(Q_{share} - Q_{forward}) + P_{balance}(Q_{RT} - Q_{share})$$

The first term is the revenue from the auction, the second from the spot market, and the third from contracting too little power and selling it to generators that cannot meet their contracts. The sum of the last term over all generators is zero and can be interpreted as payments from poorly performing generators to better performers.

5. Applicability of Cramton and Stoft's Model in Germany

The main problems of the German electricity market are high market concentration in the generation sector and future lack of capacity through nuclear phase-out. We mentioned earlier the studies that estimate a capacity shortage for Germany in 2014 /2015 but we have not shown any evidence for market power. This we do now.

We believe that the reason for high electricity prices is the high degree of market concentration at the generation sector. Borenstein, Bushnell and Wolak (2002) distinguish two approaches to the analysis of market outcomes on electricity markets. The first analyzes single companies and their bidding behaviour. Wolfram (1998) was one of the first to conduct such an analysis, using data for the electricity market in England and Wales. The second approach is at the market level. An analysis at market level compares observed prices with estimated marginal costs for the aggregated industry supply function. This approach, chosen by Wolfram (1999) was extended by Müsgens, who has taken a dynamic approach which does not neglect start-up costs. Mansur (2005) was the first to recognize the importance of dynamic effects and non-convexities, because the static approach overestimates market power. Müsgens (2006) analyzes the degree of market power in the German wholesale electricity market for 2000-2003, a period where the 8 generators merged to the four that now exist. He includes dynamic aspects and international power exchange. With a linear optimization model he quantifies market power by comparing a marginal cost-based competitive price estimate with past power prices on the electricity spot market. Strategic behavior is the main reason for the difference between marginal costs and prices. While he does not find evidence for market power at the beginning of his observation period, he finds strong evidence for market power after August 2001. In the period from September, 2001 to June, 2003, prices were on average nearly 50% above estimated costs. He also noticed that these price differences lie mainly in periods of high demand. Besides increased concentration as a potential reason for the market power, Müsgens mentions learning as another. Electricity spot market auctions repeated on a daily basis have led to more sophisticated bidding strategies. Furthermore he finds that both traded volume on the spot market, as well as strategic mark-ups, increase over time.

Generally we claim that C&S's model fits quite well for the German market, with two exceptions. Roques (2008) claims that the model is only applicable if the participants at the RO auctions do not behave strategically, as Müsgens showed for the spot market. We certainly need more participants than the four incumbents, otherwise the RO price could be manipulated easily. RO becomes effective three years after the auction to make entry possible. Second, C&S suggest that the transmission system operator (TSO) purchases RO for the LSE, which reduces the risk, since LSE could easily go bankrupt. The costs are then assigned to LSE based on their peak load during the year. LSE would then be encouraged to install RTM to reduce their peak load, which would make demand more elastic. The TSO is already aware of forward contracts, which must be scheduled. Germany does not have a TSO.

We argued strongly against the need for ownership unbundling and believe that when considering this issue in isolation, further unbundling does not make sense. The RO auctions and setting the capacity investments can be most easily done by a regulator of the German federal authority Bundesnetzagentur. The capital requirements of LSE would be reduced and competition on the retail market enhanced, which is necessary to increase overall competition (see the Introduction). Further research needs to be done in this area to set out the framework in more detail. Only if ownership bundling is necessary from a whole electricity market perspective would it be beneficial to follow the EU's proposal of introducing a TSO in the German market.

New power plants that still have to cover all fixed costs receive the required return through RO. The auctions can be used to discriminate against old capacity and finally result in the loss of market power. The regulator could easily auction plants for different technologies. Subsidies for wind and solar set up by the firms could vanish for future installments. Instead each LSE could be forced to buy a given proportion of renewable energy. There could be separate prices for power from renewable and conventional sources. The feed-in tariffs that have been used in Germany so far would become irrelevant. Feed-in tariffs have been the more successful alternative for the development of renewable energy across Europe. Winning auctions for capacity of renewable energy has often been unprofitable for firms, due to the winner's curse. The UK has had some bad experience with these in the past. If the auctioning design is linked to the requirement of buying a certain share of renewable energy, then the regulator could easily control the mixture of capacity.

In Europe national markets are connected to each other. Hence we have a forth term that needs to be added to the equation: $P_{Export}(Q_{Max} - Q_{Domestic})$

If the spot price is high in France and lower in Germany, then German generators would want to sell to France, because in Germany the maximum price is the strike price. If the price in France is larger than the price in Germany, then we assume that German generators sell as much as they can, Q_{Max} . The quantity sold in the German

market, Q_{dom} , receives the German spot price, while $(Q_{\text{Max}} - Q_{\text{Domestic}})$ gets P_{Export} . Note that the incentive to export is exactly the same as without reliability options: $P_{\text{Export}}(Q_{\text{Max}} - Q_{\text{Domestic}})$ and there is no justifiable concern that the domestic market could collapse.

6. Conclusion

This paper evaluates Germany's electricity market liberalization process. We show why ownership unbundling does not increase market efficiency and set out a market design that is compatible in the presence of vertically integrated and non-integrated networks. It solves Germany's current problem on its electricity market: market power on the generation side and its future problem of a capacity shortage under the present system. Stoft and Cramton (2006 and 2008) solve the market problems that we have presented in part 4.

The optimal level of capacity can simply be chosen by the market, because generally producers and suppliers know the price that they pay. The electricity market is perhaps the only market where consumers buy not knowing the price. Equating supply and demand to find the market equilibrium is therefore impossible. The public good attribute of reliability is taken care of by the regulator's decision on how much capacity is chosen, a choice that has to be made from outside the market system.

The uncertainty is reduced for all market participants. The transmission operator buys reliability options (RO) from generators. Load service entities (LSE, in Germany: mainly Stadtwerke) that are small and operate in a competitive environment can easily go bankrupt, long term contracts between these and generators are hence difficult to implement. Transmission operators have a larger capital base. They have to charge the LSE annually based on their peak demand, while consumers can move freely between LSE. Uncertainty for LSE is reduced through call options; if they are covered by the right number then the spot price is capped by the strike price. Once a complete market design has been installed, market participants can be assured that no further restructuring is needed and the expected risk through regulatory interventions decreases. LSE have to pay for RO according to their peak demand. They have an incentive to increase their customer base's demand elasticity through real time meters. This might be the highest efficiency gain, because the inelastic demand is the main reason why electricity markets cannot function as competitively as other markets. The price cap is set close to VOLL, which plays less of a role here. The missing money problem has been solved, because generators can cover their costs through the revenues from RO.

The model is also suitable for the German market, where a considerable share of electricity comes from renewable sources e.g. wind. We suggested introducing shares of renewable energy that LSE have to fulfill, when they buy their amount of options. Renewable power capacity would be auctioned separately from conventional capacity. The regulator can simply set some target and let the market choose the price instead of imposing a feed-in tariff, which is easily manipulated by lobbying.

Further research is needed to specify the framework and evaluate the market design under ownership unbundling and a vertical structure. Even though ownership unbundling is not beneficial when analysed under the current design, the evaluation could be different under a superior design that solved Germany's two problems of market power in the generation sector and a lack of capacity from 2015 onwards.

References

- Allaz, B. and J. Villa (1993), "Cournot Competition, Forward Markets and Efficiency", *Journal of Economic Theory*, 59, 1-16.
- Baldick, R. and E. Kahn (1993), "Network costs and the regulation of wholesale competition in electric power", *Journal of Regulatory Economics*, 5, 367-384.
- Borenstein, S. (2000), "The Trouble with Electricity Markets: Understanding California's Restructuring Disaster," *Journal of Economic Perspectives*, 16(1), 191-211.
- Borenstein, S., J. Bushnell and F. Wolak (2002), "Measuring Market Inefficiencies in California's Restructured Wholesale Electricity Market", *American Economic Review*, 92(5), 1376-1404.
- Buehler, S., A. Schmutzler and M-A. Benz (2004), "Infrastructure Quality in Deregulated Industries: Is there an Underinvestment Problem?", *International Journal of Industrial Organization*, 22(2), 253-267.
- Brunekreeft, G. and K. Keller (2000): "The Electricity Supply Industry in Germany; Market Power or Power of the Market?", *Utilities Policy*, 9(1), 15-29.
- Brunekreeft, G. (2008), "Ownership Unbuilding in Electricity Markets - A Social Cost Benefit Analysis of the German TSO'S," *Cambridge Working Papers in Economics 0833*, Faculty of Economics, University of Cambridge.
- Brunekreeft, G. and T. McDaniel (2005), "Policy Uncertainty and Supply Adequacy in Electric Power Markets", *Oxford Review of Economic Policy*, 21(1), 111-127.
- Borenstein, S. and S. Holland (2007), "On the Efficiency of Competitive Electricity Markets with Time-invariant Retail Prices", *RAND Journal of Economics*, 36(3), 469-493.
- Cramton, P. and S. Stoft (2008), "Forward Reliability Markets: less risk, less market power, more efficiency", *Utilities Policy*, 16, 194-201.
- Cremer, H., J. Crémer, and P. De Donder (2006), "Legal vs. Ownership Unbundling in Network Industries", *CEPR Working Paper No. 5767*.
- DENA (2005), "Planning of the Grid Integration of Wind Energy in Germany Onshore and Offshore up to the Year 2020", *Deutsche Energie-Agentur*, Berlin March 2005.
- DENA (2008), "Kurzanalyse der Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland 2020", *Deutsche Energie-Agentur*, Berlin, March 2008.
- The Economist (2009), "Technology Quarterly: Building the smart grid", 13-15, June 6.

- Finon, D. and F. Roques, (2008), "Financing arrangements and industrial organisation for new nuclear build in electricity markets", *Cambridge Working Papers in Economics 0850*, Faculty of Economics, University of Cambridge.
- Hogan, W. (2005), "On an 'Energy-Only' electricity market design for resource adequacy", paper presented for the Californian ISO, September 27.
- Joskow, P. and R. Schmalensee, (1986), *Markets for Power*, MIT Press.
- Joskow, P. (2001), "California's Electricity Crisis", *Oxford Review of Economic Policy*, 17, 365-388.
- Joskow, P. (2006), "Markets for power in the United States: an interim assessment", *The Energy Journal*, 27(1), 1-36.
- Joskow, P. (2007), "Competitive electricity markets and investment in new generating capacity", in Helm, D. (ed.), *The New Energy Paradigm*, Oxford University Press.
- Joskow, P. and J. Tirole (2006), "Retail Electricity Competition", *RAND Journal of Economics*, 37, 799-815.
- Joskow, P. and J. Tirole (2000), "Transmission Rights and Market Power on Electric Power Networks". *The Rand Journal of Economics*, 31, 450-487.
- Joskow, P. and J. Tirole (2007), "Reliability and Competitive Electricity Markets", *RAND Journal of Economics*, 38(1), 60-84.
- Kreps, D. and J. Scheinkman (1983), "Quantity precommitment and Bertrand competition yield Cournot outcomes", *Bell Journal of Economics*, 14(2), 326-337.
- Kwoka, J. (2002), "Vertical economies in electric power: evidence on integration and its alternatives", *International Journal of Industrial Organization*, 20(5), 653-671.
- Mansur, E. (2005), "Measuring Welfare in Restructured Electricity Markets" (Yale, mimeo).
- Mansur, E. (2007), "Upstream Competition and Vertical Integration in Electricity Markets", *Journal of Law and Economics*, 50, 125-156.
- Michaels, R. (2006), "Vertical Integration and the Restructuring of the US Electricity Industry", *Policy Analysis*, CATO Institute, No. 572, 1-30.
- Mulder, M. and V. Shestalova (2006), "Costs and benefits of vertical separation of the energy distribution industry: the Dutch case", *Competition and Regulation in Network Industries*, 1(2), 197-230.
- Müsgens, F. (2006), "Quantifying market power in the German wholesale electricity market using a dynamic multi-regional dispatch model," *Journal of Industrial Economics*, 54(4), 471-498.
- Neuhoff, K. and L. De Vries (2004), "Insufficient incentives for investment in electricity generations", *Utilities Policy*, 12(4), 253-267.

- Newbery, D. and M. Pollitt (1997), “The restructuring and privatization of the CEGB — Was it worth it?”, *Journal of Industrial Economics*, 45(3), 269-303.
- Ockenfels, A., V. Grimm and G. Zoettl (2008), “Electricity Market Design, the Pricing Mechanism of the Day Ahead Electricity Spot Market Auction on the EEX”, for submission to the Saxon Exchange Supervisory Authority, March 2008.
- Oren, S. (2005), “Generation adequacy via call option obligations: safe passage to the promised land”, *Working Paper University of California Energy Institute*, September 2005.
- Pollitt, M. (2007), “The arguments for and against ownership unbundling of energy transmission networks”, *Energy Policy*, 36, 704-713.
- Rommel, K. and J. Meyerhoff (2009), “Empirische Analyse des Wechselverhaltens Stromkunden. Was hält Stromkunden zu Ökostromanbietern zu wechseln” *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 33(1).
- Roques, F. (2008), “Market design for generation adequacy: Healing causes rather than symptoms”, *Utilities Policy*, 16, 171-183.
- Singh, H. (2000), “Call options for energy: a market-based alternative to ICAP” mimeo, October.
- Tönjes, C. (2005), “Ownership unbundling of energy distribution companies in the Netherlands”, *Briefing Paper for the Clingendael International Energy Programme* (CIEP).
- Scholz, S. (2009), “Forward contracting under the presence of bankruptcy risk”, *Working Paper Munich*, mimeo.
- Steiner, F. (2001), “Regulation industry structure and performance in the electricity supply industry”, *OECD Economic Studies*, 32, 143-182.
- UCTE (2007), “UCTE System Adequacy Forecast”, Report.
- Stoft, S. (2002), *Power System Economics*, Wiley & Sons.
- Vázquez, C., M. Rivier, and I. Pérez-Arriaga (2002), “A Market Approach to Long-Term Security of Supply”, *IEEE Transactions on Power Systems*, 17(2).
- Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste (WIK) (2008), “Effizienz und Stabilität des Stromgroßhandelsmarktes in Deutschland — Analyse und wirtschaftspolitische Implikationen“, WIK, No. 317, Bad Honnef, December 2008.
- Wolak, F. (2004), “What’s wrong with capacity markets“, mimeo, June.
- Wolfram, C. (1999), “Measuring Duopoly Power in the British Electricity Spot Market”, *American Economic Review*, 89(4), 805-826.

Uluslararası Enerji Güvenliği Açısından Hazar Bölgesi Enerji Ekonomisi ve Hazar Denizi'ni Paylaşım Sorunu

İsmail Hakkı İŞCAN

ismailhakki.iscan@bilecik.edu.tr

Caspian Region Energy Economics in terms of International Energy Security and Caspian Sea Sharing Problem

Abstract

Caspian region for which many energy projects are being planned and executed is today one of alternative regions that can provide solution to energy supply security which is considered by west as equal to national security. For energy import of western countries the region also has the feature of being an alternative transportation route that can decrease the dependency to Russia. The main aim of this study is to determine how legal situation is an obstacle in economically valuing this potential by proving the energy potential of Caspian Region. Although the problem is legal, its result is economical.

Key Words : Caspian Sea, Legal Status, Energy, Energy Security.

JEL Classification Codes : F51, F59, O13, Q34, K33.

Özet

Hazar bölgesi bugün için birçok enerji projesinin planlandığı ve yürütüldüğü, batının ulusal güvenlikle eş değer tuttuğu enerji arz güvenliği sorununa çözüm sağlayabilecek alternatif coğrafyalardan birisidir. Bölge, aynı zamanda batının enerji ithalatında Rusya'ya olan aşırı bağımlılığını azaltabilecek alternatif nakil güzergâhı özelliğine de sahiptir. Bu çalışmanın asıl amacı, Hazar bölgesi enerji potansiyelini ortaya koyarak, bu potansiyelin ekonomik olarak değerlendirmesinde hukuksal statünün nasıl sorun teşkil ettiğini belirlemektir. Sorun hukuksal olmasına karşın sonucu ekonomiktir.

Anahtar Sözcükler : Hazar Denizi, Hukuki Statü, Enerji, Enerji Güvenliği.

1. Giriş

21. yüzyılda enerji kaynaklarını üreten ve tüketen bölge ve ülkeler arasındaki ilişkilerde, özellikle fosil yakıtlara yönelik temin politikaları, yeni stratejik dengelerin oluşmasına ve mevcut kimi dengelerin ise değişmesine etki eden önemli bir unsur olacaktır. Uluslararası ölçekte çeşitli kuruluşların¹ yapmış oldukları analiz ve öngörülerde küresel açıdan enerji ihtiyaçlarının her geçen gün arttığı ve bu ihtiyacı karşılayan mevcut enerji kaynaklarının ise tükenmekte olduğu tespit edilmektedir. Bu durum ise eski Sovyetler Birliği (SSCB) topraklarındaki enerji kaynaklarını, 21. yüzyılda dünya enerji arzına eklenebilecek ana kaynaklardan birisi olarak ortaya çıkarmaktadır. Zira uluslararası enerji arz güvenliği açısından, kaynakları bitmek üzere olan ve kaynak çıkarımı çok fazla maliyetli olan Kuzey Denizi yerine ve sorunlu Orta Doğu Bölgesi'ne bağımlılıktan kaynaklanabilecek olası arz kesintileri karşısında, Hazar Denizi² enerji kaynakları çok kritik bir denge sağlamış olacaktır.

Ancak Hazar Denizi'nin bu işlevini yerine getirebilmesi için öncelikle eskiden beri bölgede ekonomik ve siyasi hâkimiyet kurmuş olan Rusya ile birilikte diğer kıyıdaş ülkelerin hukuken ve siyaseten eşit düzeye getirilmeleri gerekir. Bu da bölge ülkelerinin, özellikle Türkmenistan, Kazakistan ve Azerbaycan'ın Rusya'dan bağımsız ekonomik çıkarları doğrultusunda hareket kabiliyeti elde etmeleri ile doğrudan ilgilidir. Bu durumu sağlayacak temel husus ise bölgenin statü-paylaşım sorunundaki belirsizliğin giderilmesi ve çözümün gerçekleştirilmesidir. Çalışmada öncelikle Hazar Denizi'nin enerji kaynaklarına bağlı ekonomik gücü üzerinde rakamsal tespit ve tahminler yapıldıktan sonra bu kaynakların bölge ülkelerince değerlendirilmesinde Hazar Denizi'nin hukuksal statüsünün nasıl etkin bir sorun olduğu ortaya konacaktır. Konunun tarihsel uygulamalar yönünün ve hukuki çerçevesinin aktarıldığı bu bölümden sonra, literatür taramasıyla ulaşılan çalışmalar ve elde edilen (tarihi, hukuki ve ekonomik) bulgular doğrultusunda kıyıdaş ülkelerin argümanları tartışılacaktır. Yaşanan son gelişmelerin aktarılacağı nihai bölümle de konunun enerji ekonomisi ve politikaları açısından ne derece önemli ve çözüme muhtaç olduğu tespit edilecektir.

2. Hazar Bölgesi Enerji Ekonomisi

Öncelikle Hazar Denizi'nin gerek ekonomik gücünü ve gerekse statü sorununu doğrudan etkileyen coğrafi özelliklerini belirtmemiz gerekir. Hazar 424.300 km² bir alanı

¹ Avrupa Birliği'nin de üyesi bulunduğu Uluslararası Enerji Ajansı (IEA-www.iea.org), Amerika Birleşik Devletleri Enerji Bakanlığına bağlı Enerji Bilgi Merkezi (EIA-www.eia.doe.gov) ve İngiliz petrol şirketi British Petroleum (BP-www.bp.com) gibi.

² Bu çalışmada Hazar Denizi terimi, dünyanın ikinci büyük gölünden beş kez daha büyük ve Filistin Körfezi ile Umman Denizinden daha geniş olan Hazar sularının coğrafi, siyasi ve tarihsel özeliği ve önemi dikkate alınarak kullanılmaktadır.

kapsayan, denizlerle ve okyanuslarla nehir-kanal şebekesi dışında herhangi bir doğal bağlantısı bulunmayan bir tuzlu su kütlesi niteliği ile dünyanın en büyük iç gölüdür. Volga ve Don Nehirlerinin kollarına eklenen kanallar aracılığı ile Karadeniz ve Baltık Denizi'ne bağlanan ve uzunluğu 1050 km., eni 450 km. olan Hazar Denizi'nde su hacmi 80 bin metreküptür. Rusya, Azerbaycan, İran, Türkmenistan ve Kazakistan'ın kıyıdaş ülkeler olduğu Hazar Denizi'nin en derin kısmı 1098 metre, ortalama derinliği ise 180 metredir. Hazar'da bulunan petrol ve doğal gaz, jeolojik olarak iki alana ayrılmaktadır. Bunlar, kuzeyde Rusya ve Kazakistan'a ait olan bölge ile güneyde Azerbaycan, Türkmenistan ve İran sahillerinin yer aldığı bölgedir. Hazar'ın Rusya'ya bağlı bölgesinde potansiyel petrol kaynaklarının Kazakistan ve Azerbaycan'dan daha az, İran'a bağlı kısmında ise hidrokarbon rezervlerinin Rusya'dan bile daha az olduğu tahmin edilmektedir (Pearson, 1997: 177).

Amerika Birleşik Devletleri (ABD) Enerji Bakanlığı'na bağlı Enerji Bilgi Merkezi (EIA)'nin verilerine göre Hazar bölgesinin kanıtlanmış petrol rezervleri 17–50 milyar varil arasındadır. Olası rezervler ise, 186 milyar varildir. Ülke bazında bölgede en zengin petrol rezerv tahmini 9–40 milyar varil rezerv ile Kazakistan için yapılmaktadır. 2005 yılında bölgedeki petrol üretimi günde 2,1 milyon varil olarak gerçekleşmiştir. Bu üretim düzeyi Güney Amerika'nın ikinci en büyük üreticisi Brezilya'nın üretimine eşdeğerdir. 2010 yılında bölgede günde 3,1 milyon varil petrol üretiminin gerçekleştirileceği tahmin edilmektedir. (Düşük senaryoda bu miktar 2,9 yüksek senaryoda 3,8 milyon varildir.) Üretimde de yine Kazakistan 1,3 milyon varil/gün (2005 yılı) ile birinci sırada yer alırken, Azerbaycan günde 440 bin varille ikinci sırada gelmektedir. Doğalgazda ise Hazar bölgesinin kanıtlanmış gaz rezervleri 6,5 trilyon metreküp, olası rezervleri ise, 9,2 trilyon metreküptür. Bu rezerv, S.Arabistan rezerv değerlerine eşdeğerdir. Ülkeler itibarıyla yapılan tahminlerde rezervlerin hemen hemen aynı düzeyde Türkmenistan (%31), Özbekistan (%28) ve Kazakistan (%28) arasında dağılmakta olduğu, Azerbaycan'da ise toplam kanıtlanmış rezervlerin %13'ünün yer aldığı tahmin edilmektedir. 2005 yılı üretimi 141,9 milyar metreküp olarak gerçekleşen bölgede EIA'nın 2010 yılı gaz üretim tahmini, 241,9 milyar metreküptür. Hazar bölgesi doğal gaz üretimi Orta ve Güney Amerika ile Meksika doğal gaz üretim toplamalarına eşdeğerdir. 2005 yılında en fazla üretim Türkmenistan ve Özbekistan'da gerçekleşmiştir (EIA, 2007).

Hazar Bölgesi'nde önde gelen dış yatırım projelerine baktığımızda ise, özellikle Avrupalı şirketlerin yer aldığını görmek mümkündür. **Azerbaycan'da** BP (İngiltere), Statoil (Norveç), Agip-Eni (İtalya), Elf-Total (Fransa) ve Shell (Hollanda), gerek petrol ve gerekse doğal gaz arama ve üretim yatırımlarında bulunan Avrupalı şirketler olarak göze çarpmaktadırlar. Azerbaycan'da gerçekleştirilen önde gelen projeler ise, 5,4 milyar varil rezervli Azeri-Çıralı-Güneşli Projesi (AIOC) ile 2,5 milyar varil rezervli Şah Deniz Projesidir. **Kazakistan'da**, Avrupalı şirketlerin yatırımları, Azerbaycan'a oranla daha yoğundur. Almanya (Preussag- Veba Oel), Slovakya (Nafta), İsviçre (Telf AG), Çek Cumhuriyet (Prumyslove Stavitelstvi), İngiltere (Amlon- Quest- British Gas- Enterprise-BP), Hollanda (Shell), İtalya (Agip) gibi Avrupalı ülkeler ve şirketleri, Kazakistan'ın

petrol ve gaz sahalarına önemli miktarda yatırım yapmaktadırlar. Bu ülkede gerçekleştirilen en önemli projeler ise, ABD şirketleri Chevron ve ExxonMobil'in önderliğindeki Tengiz Projesi, İngiltere ve İtalya ortaklığındaki Karaçaganak ve Kaşagan Projesidir. **Türkmenistan'da** ise gaz ihracatı, % 44 hissesi Rus Gazprom'a ait olan Türkmen devlet şirketi Turkmenneftgaz'ın sorumluluğundadır. Ülkeden doğal gaz ihracatı Rusya ve sınırlı oranda da olsa İran üzerinden yapılmaktadır. İngiliz Monument şirketi, Türkmenistan'da Burun sahasından ürettiği petrolü, İran üzerinden "swap" (takas) yolu ile İran Körfezi'nden ihraç etmektedir. Rusya ise boru hatları üzerindeki tekelinden yararlanarak Türkmen gazını oldukça ucuz fiyatla almakta, bunu kendi sistemine sokarak çok yüksek fiyatla batıya satabilmektedir. Türkmenistan'da etkin olan bir diğer Avrupa şirketi ise Hollanda'nın Shell şirkettir (İşcan, 2007: 138–9).

Enerji ekonomisi ile ilgili verilen bu bilgilerle bölgenin enerji kaynakları açısından Batı için gerçekten önemli bir alternatif olduğu anlaşılmaktadır. Ancak gerek Hazar Bölgesi petrolü ve gerekse gazının, başta Türkiye ve Avrupa pazarına ulaşmasının önünde önemli engeller vardır. Bunların başında her iki enerji kaynağı konusunda mevcut ihraç hatlarının neredeyse tamamının Rusya'dan geçmesi ile bu ülkenin elde ettiği tekel konumudur. Hazar kaynaklarını uluslararası pazara ulaştırmayı cazip ve kolay kılacak temel husus ise bölgenin hukuki statü sorunun çözümü ile ilgilidir. Zira statü sorunu çözüme kavuşturulduğunda Hazar'ın doğu kısmındaki kaynaklar Rusya ve İran'dan bağımsız olarak batıya nakledilebilecektir.

3. Hazar Denizi'ni Paylaşım (Hukuki Statü) Sorunu

Günümüze kadar Hazar'ın statüsü konusuna doğrudan açıklama getiren herhangi bir belge yoktur. Fakat bu konuyu aydınlatma açısından yardımcı olabilecek, önceleri Çarlık Rusya'sı ile İran, daha sonraları SSCB ile İran arasında imzalanan çeşitli ikili antlaşmalar vardır. Bu antlaşmalarda daha çok gemicilik dâhil çeşitli denizcilik aktiviteleri konuları düzenlenmiş, Hazar'ın statüsü ve mineral zenginliklerinin kullanımı konusunda herhangi bir düzenleme söz konusu edilmemiştir. SSCB ile İran arasında iş birliğini öngören bu ikili antlaşmalara rağmen, Rusya her zaman Hazar'da hem denizcilik, hem de askeri konularda egemen durumda olmuştur.

Hazar'ın statüsü, uluslararası hukuk ve bölge jeopolitiği açısından özellikle SSCB'nin çöküşünden sonra önemli bir sorun haline gelmiştir. 1990'lı yıllardan başlayarak Hazar'ın enerji kaynaklarına artan ilgi ile birlikte statü sorunu da büyük bir önem kazanmağa başlamıştır. Bilindiği gibi Hazar'ın petrol ve doğalgaz rezervleri çoğunlukla Azeri ve Kazak sektörlerinde bulunmaktadır. Bu kaynakların işletilmesi ve boru hatları ile nakli konularındaki doğrudan veya dolaylı en önemli sorun statü konusundaki belirsizliktir. Gerçekten Hazarın statüsü ile ilgili sorun, denizin kaynaklarının hemen her açıdan kullanımını zora sokmuştur. Pek çok petrol kuyusunun geleceği, doğrudan bu suların kazanacağı statüye bağlı olmakla birlikte aynı zamanda Hazar'ın,

enerji kaynaklarının nakli konusunda bir geçiş güzergâhı olarak kullanılmasında da bu sorun ile karşı karşıya kalınmaktadır. Statü tartışmalarının arkasında yatan unsurlarından belki en önemlisi ise Rusya'nın Orta Asya ve Kafkas ülkeleri üzerinde nüfuz gücünü kaybetmeme ve enerji kaynaklarının ekonomik olarak değerlendirilmesinde bu ülkeleri kontrol altında tutma gayretidir. Bu çalışmada, durumun ve çözümün tartışıldığı Hazar Denizi'nin statüsü sorunu, bölgede jeopolitik ve ekonomik nüfuz için devam eden rekabetin önemli bir nedeni olarak kabul edilmektedir.

Hazar'da statü sorununun tarihsel ve hukuki olarak temellerini ayrıntılarıyla ortaya koymadan önce, sorunun ortaya çıkışında rol oynayan nedenleri şu şekilde özetlemek mümkündür; Hazar'ın statüsü Sovyet Rusya ile İran arasında yapılmış anlaşmalarla tam olarak belirlenmemiştir. Bugün için bu anlaşmaların taraflarından biri olan SSCB ortadan kalkmıştır. Ve eski geleneksel statü, yeni jeopolitik düzende özellikle Rusya ve İran'ın siyasi ve ekonomik çıkarlarına uygun gelmemektedir. Ayrıca Hazar üzerindeki tartışmalar, onun göl veya deniz olmasında değil, ne şekilde paylaşılıp kullanılacağı üzerinde yoğunlaşmıştır. Özellikle 1991'de SSCB'nin dağılıp, ortaya yeni kıyıdaş devletlerin çıkması ve bu yeni devletlerin Hazar'daki petrol ve doğalgaz yataklarını işletmeye açmaları, beraberinde büyük tartışmalar getirmiştir. Üstelik günümüze kadar Hazar'ın paylaşımına ilişkin kesin düzenlemelerin olmaması, bu tartışmaları daha da körüklemiştir.

Uluslararası hukuk kuralları çerçevesinde bir denizin "iç deniz" statüsünde değerlendirilebilmesi için ülke toprakları içindeki göller ve kapalı denizlerden oluşup oluşmadığına bakılır. Çeşitli devletler tarafından çevrili göl ve denizler, pratikte kıyıdaş ülkeler arasında paylaşılır ve toprak sınırları ile ilgili hukuka göre uluslararası sınırlar belirlenir (Feller, 1996: 39). Bu çalışmada Hazar'ın hukuksal statüsünün belirlenmesinde sorun iki yolla ortaya konmaya çalışılmıştır. Bunlardan birisi tarihsel süreçtir ki, Hazar'a ilişkin bugüne kadar yapılan anlaşmalar ile Hazar'a ilişkin olarak oluşmuş yapılageliş kurallarının (teamülün) saptanmasıdır. İkincisi ise hukuki süreçtir ve en gelişmiş deniz hukuku kurallarını ortaya koyan 1982 Birleşmiş Milletler Deniz Hukuku Sözleşmesi (BMDHS)'ne dayalı açıklamaları ve tespitleri içerir.

3.1. Tarihi Süreç

1990 sonrası döneme geçmeden önce Hazar'ın Hukuki statüsü ile ilgili daha önce yapılan anlaşmalara kısaca bakmak yerinde olacaktır. 16. yüzyıla kadar Hazar, Müslüman-Moğol gölü olmuştur. Bu dönemde Hazar, Avrupa, Orta Asya, Çin ve Hindistan arasındaki ticari ilişkilerde önemli roller oynamıştır. 16. yüzyıldan 17. ve 18. yüzyıla kadar Hazar'ın güneyine hâkim olan Safevilerle batısına hâkim olan Rusya arasında mücadeleler devam etmiştir (Raczka, 2000: 199–201). Günümüze kadar Hazar'ın statüsü konusuna doğrudan açıklama getiren herhangi bir belge söz konusu değildir. Fakat Çarlık Rusya'sı ile İran (sonrasında SSCB ile İran) arasında 1991 yılına kadar daha çok

gemiciliğin serbestliği ve denizcilikle ilgili bazı aktivitelerin konu edildiği dört önemli anlaşma imzalanmıştır. SSCB'nin 1991'de dağılmasından sonra ise genel nitelikli başka bir anlaşma yapılmamıştır.

1812 yılında İran'la Rusya arasında yaşanan savaşta İran yenilgiye uğramış ve iki ülke arasında **12 Ekim 1813** tarihinde **Gülistan Sarayı**'nda yapılan antlaşmada Rusya için Hazar'da askeri güç bulundurma hakkı getirilmiştir. Rusya ve İran arasında yapılmış bu anlaşmaya göre, İran Hazar'da gemicilik haklarına sahip olabilecek, fakat askeri gemi bulundurmaz. Sonraki yıllarda Rusya'nın sınırlarını güneye doğru genişletme girişimlerinde bulunmasıyla, İran'la yeniden masaya oturma ihtiyacı doğmuştur. Yeni koşullara uygun düzenleme, **22 Şubat 1828** tarihinde **Türkmençay Antlaşması** ile yapılmıştır. Bu antlaşma ile Rusya, Kafkasya'da ve Hazar'da tek egemen güç haline gelmiştir. Zira Türkmençay Antlaşmasının 8. maddesine göre İran, Rus bölgesi de dâhil olmak üzere askeri olmayan gemilerini Hazar'da dolaştırabilecek, askeri gemiler açısından ise bu hak yalnızca Rusya'ya ait olacaktır (Schofield ve Pratt, 1996: 76–8). Böylelikle Hazar'daki savaş gemilerinin sadece Rus bayrağı altında seyredeceği, Hazar'da herhangi başka bir devletin savaş gemisinin bulunmayacağı bu anlaşmalarla hüküm altına alınmıştır. Gülistan ve Türkmençay Antlaşmaları aynı zamanda Rusya ve İran arasında Hazar Denizi'nin hukuki durumunun tespitine yönelik ilk girişim olma özelliğine de sahiptir (Aslan, 1997: 148).

28 Şubat 1921 tarihinde, Sovyet Rusya ile İran arasında egemen eşitliğini esas alan **Dostluk Paketi** yapılmış, 1813 ve 1828 antlaşmalarını yeniden düzenleyen bu belge ile İran'a, Hazar'da yeni haklar tanınmıştır. Biçimsel değişikliğe rağmen, balıkçılık, gemicilik, doğal kaynakların kullanımı ve askeri güç bulundurulması konularında SSCB her zaman baskın rol oynamıştır (Raczka, 2000: 204). **27 Ağustos 1935** tarihli anlaşmada, Hazar üzerinde 10 millik balıkçılık bölgesi kurulmuş ancak resmi bir sınır çizimi söz konusu olmamıştır.³ Balıkçılık haklarını tekrarlayan 1935 tarihli bu anlaşmadan sonra imzalanan **25 Mart 1940** tarihli Anlaşma da seyrüsefer özgürlüğünü tekrarlamıştır. Bu anlaşmalar hiçbir zaman feshedilmediğinden Rusya bunların halen uygulanabilir olduğunda ısrar etmektedir (Schofield ve Pratt, 1996: 77–8). Hazar'da çeşitli alanlardaki girişimleri düzenlemek amacıyla genel antlaşmaların dışında 1924, 1925, 1927, 1957, 1963, 1972, 1980 yıllarında da çeşitli spesifik antlaşmalar imzalanmıştır. Bu anlaşmaların

³ Hazar'la ilgili SSCB ve İran arasında imzalanmış antlaşmalarda, sınır tespitine ilişkin düzenleme görülmektedir. Böyle bir sınır çizgisi hakkında ilk bilgi, 1964 yılında İran ve SSCB arasındaki hava sahasında FIR (uçuş bilgilenme bölgesi) hattının tespitine ilişkin anlaşmada görülmektedir. Bu sınır, Hazar'ın karşılıklı iki yakasında yer alan Astara (Azerbaycan) ve Hasangulu-Hasan Kuli (Türkmenistan) limanı arasında çizilen çizgi boyunca uzanmaktadır. Bu hat her ne kadar resmi anlamda bir sınır olarak tanınmıyorsa da fiilen Hazar'ın sınır-göl statüsüne bir kanıt olarak gösterilmektedir (Nugman, 1998: 82 ve 5 nolu dipnotu). 1935 yılında Stalin zamanında yapılan bu bölünme ile Azerbaycan-İran sınırındaki Astara'dan Türkmenistan-İran sınırındaki Hasan Kuli bölgesinin kuzeyinde kalan Hazar'ın yüzde 88'lik kısmı SSCB'nin ulusal sektörü olarak kabul edilmiş, İran ise güneyde kalan yüzde 12'lik kısım ile yetinmek durumunda kalmıştır (Oğan, 2002).

hiç birisinde Hazar'ın göl mü yoksa deniz mi olduğu belirlenmemiş, suların ve deniz yatağının sınırları çizilmemiştir. Anlaşmalar İran ve SSCB'ye Hazar'da serbest ve eşit deniz taşımacılık hakkı sağlarken, Hazar "Sovyet ve İran Denizi" olarak algılanmış ve Hazar'ın İran ve SSCB'ye ait olduğu belirtilmiştir. Bu aynı zamanda Hazar'da üçüncü bir ülkenin taşımacılık dâhil herhangi bir hak sahibi olmadığını da açıklamaktadır. Açık denizlere bağlantısı olmayan SSCB ve İran arasında yapılan sınır tespitine göre Hazar Denizi'nin SSCB'ye ait kısmı İran'ın Azerbaycan ve Türkmenistan ile sınırlarının Hazar Denizi'nde kesiştiği noktalar arasında çizilen hattın kuzeyinde kalan alanıdır. Bu hattın güneyinde kalan alan ise İran'ın egemenliğine bırakılmıştır (Caspian Investor, 1997: 56–57).

SSCB'nin dağılmasından sonra bağımsızlıklarını kazanan Azerbaycan, Kazakistan ve Türkmenistan, kıyıdaş devlet durumuna gelmişler ve böylece Rusya ve İran'la birlikte kıyıdaş devletlerin sayısı beşe yükselmiştir. Yeni kıyıdaş devletlerle birlikte Hazar'ın hukuksal statüsü tartışmaları da gündeme gelmiş ve Hazar, zengin petrol ve doğalgaz yatakları dolayısıyla sadece kıyıdaş devletlerin değil tüm dünyanın ilgi alanı olmuştur. Bu süreç, Hazar'ın Sovyet gölü olmaktan çıkarak çok devletli denize dönüştüğü bir dönem olarak belirtilebilir.

Her ne kadar Azerbaycan, Türkmenistan ve Kazakistan yukarda sıraladığımız antlaşmaları imzalamamışlarsa da Bağımsız Devletler Topluluğu'nu kuran **Aralık 1991 Alma-Ata Deklarasyonu**, SSCB ve diğer eski Sovyet cumhuriyetlerince imzalanmış olan bütün anlaşmaları geçerli kabul etmektedir. Bu durum Rusya ve İran arasında yukarda belirtilen anlaşmaları da geçerli kılmaktadır. Ancak bu anlaşmaların hiçbirisinin Hazar'ın sınırlarının belirlenmesi ile ilgili herhangi bir resmi hüküm ortaya koymaması, ortak egemenlik çözümü için Rusya'nın argümanına meşru haklılık zemini oluşturmuştur (Croissant ve Croissant, 1996–97: 28).

1950'lerin başında Sovyet yetkilileri Hazar'ı sektörlere bölmüşlerdir. Bu tutum hem merkezi Sovyet hükümetinin ve hem de enerji (petrol-doğal gaz), ekonomi (balıkçılık) ve ulaşım alanları dâhil Hazar'da faaliyette bulunan pek çok ayrı bakanlığın eylemlerinde açıktır. Daha sonra 1970 yılında SSCB Petrol ve Sanayi Bakanlığı (Minneftgaz SSCB), petrol işletmeciliği ve jeolojik araştırmalar yapılması için Hazar'ın "Sovyet" sektörünü dört Sovyet cumhuriyeti (Rusya SSC, Azerbaycan SSC, Kazakistan SSC ve Türkmenistan SSC) arasında bölgesel sektörlere bölmüştür (Kepbanov, 1997–98: 14). Bu bölüşüm yapılırken uluslararası alanda uygulanmakta olan esaslar dikkate alınmıştır. Şöyle ki, Hazar'ın ortasından çizilen hat ile adı geçen ülkelerin sınırlarını birleştiren noktalardan uzatılan hatların içinde kalan alanlar bu ülkelerin alanı olarak değerlendirilmiştir (Harp Akademileri Komutanlığı, 1999: 72). Paylaştırmada yasal sınırlar çizilmese de pratikte petrol operasyonlarının ülkelerin petrol şirketlerine yakınlığının esas alındığı görülebilir (Clagett, 1995: 4). Orta hat (median line) esasına göre yapılmış olan bu paylaştırmaya taraf olan hiçbir kıyı ülkesi karşı çıkmamıştır. Hazar'ın bu şekilde paylaşılmasıyla, Kazakistan 113.000 km², Rusya 64.000 km², Azerbaycan ve Türkmenistan ise yaklaşık 80.000 km²'lik

bir alana sahip duruma gelmişler, her Sovyet cumhuriyeti kendi alanı içerisinde petrol ve doğalgaz araması ile her türlü araştırma yapma konusunda münhasır haklara sahip olmuştur. Bu paylaşım, Kasım 1993'te Astrahan'da düzenlenen bir seminerde Rusya Federasyonu Başbakanı Victor Chernomyrdin'in açıklamasıyla da onaylanmıştır (Yusufzade, 1994). SSCB'nin dağılmasından sonra yeni oluşan devletlerin liderleri Sovyet döneminde oluşturulan bu ulusal sektörlere göre Hazar Denizi'nin bölünmesini tanıyan bir anlaşma imzalamışlardır ki, bu yeni bağımsız ulusal sektörler aslında SSCB'de var olan eski cumhuriyet sektörleridir (Croissant ve Croissant, 1996–97: 29; Aras, 2001: 193; www.russian.org, 2002).

Görüldüğü gibi, geçmiş dönemdeki uygulama Hazar'ın bir sınır gölü olduğunu tescil etmektedir. 1991'e kadar İran ve SSCB, kendi aralarında fiilen aşağı yukarı Astara-Hasangulu çizgisine denk düşen bir sınırı Hazar için belirlemişlerdir. Ya da en azından uygulamalarıyla böyle bir sınırın varlığını zımni olarak kabullenmişlerdir. SSCB bu çizginin kuzeyindeki bölgede pek çok tek taraflı tasarrufta bulunmakla kalmayıp 1970'lerde cumhuriyetler arasındaki sınırı da eşit uzaklık ilkesine göre çizmiştir. Dolayısıyla Hazar'ın yakın geçmişte bir sınır gölü olarak değerlendirildiği ve sektörel olarak da paylaşıldığı yolunda bir sonuca varılabilir. Bu da Hazar'a ilişkin olarak sektörlerle bölünmüş bir göl olduğu yönünde bölgesel bir yapılageliş (teamül) kuralının varlığını desteklemektedir. Ancak 1993'ten sonra Rusya ve İran Hazar'a ilişkin politikalarını değiştirerek ortak egemenlik fikrini benimsemişler ve sektörel paylaşım uygulamasını reddetmişlerdir (Çolakoğlu, 1998: 118).

Hazar'ın hukuksal statüsünün belirlenmesi konusu esasen 1994 yılından itibaren uluslararası bir sorun haline gelmiştir. Azerbaycan Hükümetinin, Eylül 1994'te Amerikan ve Avrupalı şirketlerin oluşturduğu konsorsiyumla imzaladığı ve "Yüzyılın Anlaşması" olarak nitelenen Bakü'ye bitişik kıyılardaki Güneşli, Çırag ve Azeri sahalarının işletilmesi konusundaki girişimi ve Kazakistan Hükümetinin Tengiz petrol sahalarının ihaleleri ile ilgili yapmış olduğu anlaşmalar, diğer kıyıdaş devletlerden Rusya ve İran'ın Hazar'ın statüsü sorununu sürekli olarak gündemde tutmalarına neden olmuştur (Çolakoğlu, 1998: 108).

Kasım 1996 tarihinde Türkmenistan'ın başkenti Aşkabat'ta Hazar'a kıyısı bulunan devletlerin Dışişleri Bakanları, Hazar'ın statü sorununda tarafların argümanlarını tartışmak amacıyla bir toplantı düzenlemişler, sonuçta üç farklı görüş ortaya çıkmıştır. Azerbaycan tarafı Hazar'ın milli sektörlerle bölünmesi gerektiğini savunmuş, Hazar'ın coğrafi olarak göl olduğu ve bu niteliğine uygun olarak, 1970 yılında SSCB dâhilindeki dört cumhuriyet arasında milli sektörlerle bölündüğünü vurgulamıştır. Kazakistan'ın görüşüne göre, Hazar'da uluslararası deniz hukuku normlarına bağlı kalınarak her kıyıdaş ülke için kara suları, münhasır ekonomik bölge belirlenmeli, denizin dibi ve altı da kıyıdaş devletler arasında paylaşılmalıdır. Statü konusunda üçüncü teklif ise Rusya tarafından gelmiştir. Rusya Dışişleri Bakanı Primakov, Hazar'ın, 40–50 millik ulusal sektörlerle

bölünmesini ve geri kalan alanın da kıyıdaş ülkelerin ortak mülkiyeti olması gerektiğini önermiştir. İran ve Türkmenistan prensipte, Rusya'nın önerisini kabul etse de, toplantıda bütün tarafların üzerinde anlaşma sağladığı ortak bir karara varılamamıştır (Bölükbaşı, 1999: 237).

Rusya ve Kazakistan arasında 9–10 Şubat 1998 tarihlerinde Astrahan'da Dışişleri Bakanları düzeyinde yapılan zirvede Rusya, Hazar'ın statüsü ile ilgili yeni bir öneri gündeme getirmiştir. Öneri Hazar'ın tabanı ve yüzeyi için farklı yasal statüler öngörmektedir. Hazar'ın tabanı kıyı devletleri arasında “orta hat” usulüne göre tamamen bölünecek, her kıyı devleti tabanda sahip olduğu bölgede (milli sektörlerde) tüm egemenlik haklarını kullanabilecekler. Hazarın biyolojik kaynakları ve suları ise ortak kullanımda kalacak ve bu kullanım kıyı devletleri arasında koordine edilecektir (Voitolovsky, 1998). Rusya aynı zamanda bu teklifi ile Hazar'ın hidro-karbon rezervlerinin yabancı konsorsiyumlar tarafından geliştirilmesine karşı çıkmaya da son vermiştir.

3.2. Hukuki Süreç

Yukarda belirtildiği gibi tarihte hiçbir zaman Hazar Denizi'nin yasal statüsü, hukuki olarak kesinleşmemiştir. Uluslararası hukuk açısından Hazar Denizi sularını tanımlamak basit değildir. Bir taraftan ölçülerine göre ve dünya okyanuslarıyla olan yapay bağlantısından (Volga-Don Kanalı) dolayı Hazar suları, “**iç deniz**” kavramına yakın durmakta, diğer taraftan dünya okyanusları ile doğal bağlantısı olmamasından dolayı da “**sınır gölü**” olarak tanımlanabilmektedir. Her iki tanımın da uluslararası hukukta yeri vardır (New Europe, 1997). III. Uluslararası Deniz Hukuku Konferansı'nda körfezlerin, havuzların veya birçok ülke tarafından kapatılmış dar geçitli denizlerin, kapalı ya da yarı kapalı denizler olduğu deklare edilmiştir. Ve bu durum 1982 BMDHS'inde de yenilenmiştir. Bu sözleşme hiçbir kıyı devletin istemediği bir bölgesel rejimi kabule zorlanamayacağını öngörmektedir. Sözleşmenin ilgili maddeleri uyarınca devletler kendi karasularını 12 deniz mili uzunluğunda, karasal marjine bağlı olarak 200–350 mil arasında kıta sahanlığı ve 200 mil uzunluğunda “münhasır ekonomik bölge” ilan etme hakkına sahiptirler. 16 Kasım 1994'te yürürlüğe giren bu sözleşmeyi Hazar'a kıyıdaş hiç bir devlet henüz onaylamamıştır.

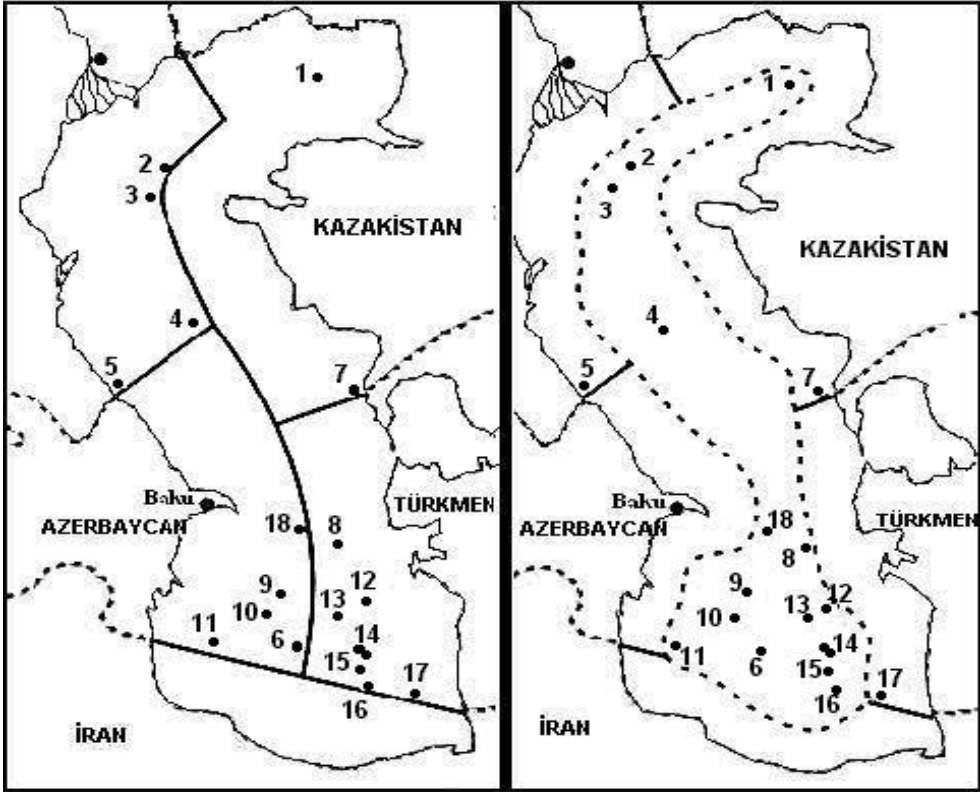
Hukuksal statüsünün belirlenmesi açısından ilk olarak Hazar'ın bir göl mü yoksa bir deniz mi olduğunun saptanması gerekmektedir. Zira bu husus her şeyden önce Hazar'da bulunan enerji kaynakları sahalarını ve bu sahaların sahiplerini belirlemesi açısından önem taşımaktadır. Hazar, bir deniz olarak kabul edildiği takdirde, 1982 BMDHS'nin hükümlerinin uygulanmasını gerekli kılacaktır. Buna göre, her kıyıdaş devletin karasuları, kıta sahanlığı ve münhasır ekonomik bölgesinin olması gerekmektedir. Bu durum, her bir kıyı devletin kendi bölgesindeki doğal kaynaklarını işleme hakkıyla beraber bölünebilir olmasını sağlayacaktır (Dabiri, 1994: 34–5). 1982 sözleşmesine göre yarı kapalı veya kapalı deniz, “iki veya daha çok devletle çevrilen, bir okyanusa çıkışı olan

veya esas olarak devletlerin kara sularından ibaret olan bir göl, körfezdır.” Denizi gölden, açık denizlere çıkış, tuzluluk, hacim, yaş, kıta sahanlığı gibi çeşitli özellikler ayırmaktadır. Hazar göldür diyenler, deniz olmanın temel özelliğinin açık denizlere çıkış olduğunu, oysa Hazar’ın bu tür bir çıkışa sahip olmadığını belirtmektedirler. Hazar denizdir diyenler ise Hazar’ın geleneksel ismini, hacmini ve tuzluluğunu göstermektedirler. Ayrıca Hazar’ın Volga-Baltık deniz kanalı yoluyla Baltık Denizi’ne bağlandığını, 1982 sözleşmesinin çıkış yolunun nehir veya kanal olacağı yönünde bir ifade içermediğini iddia etmektedirler.⁴ Bu konuda karşı tarafın argümanı ise nehirlerin ve yapay kanalların uluslararası hukuk konusu olmadığı ve kapalı su havzalarını denizlere dönüştürmedikleri şeklindedir (Nugman: 82, 1998). Ayrıca 1982 sözleşmesine göre Hazar’ı Karadeniz ve Baltık Denizi’ne bağlayan Don-Volga ve Volga-Baltık kanallarının uluslararası su yolu rejimine tabi olması gerekecektir ki bu durumda diğer kıyıdaş devletler bu kanallardan transit geçiş yapma hakkına sahip olabileceklerdir. Bu husus, bu kanalları eskiden beri kendi yetki alanı içerisinde gören ve kullanan Rusya’nın 1982 sözleşmesine karşı duruşunun temel nedenleri arasındadır (Çolakoğlu, 1998: 114).

Hazar göl olarak tanımlandığında ise Hazar’ın sınırlandırılması için, ele alınabilecek iki yöntem vardır. Bunlardan biri ortak kullanım ilkesini kabul edip bu çerçevede sınırlandırılması, ikincisi ise Hazar’ın sınır gölü gibi tamamen paylaşılmasıdır. Hazar uluslararası sınır gölü statüsü kazanarak ulusal sektörlere bölünmesi durumunda Hazar Denizi, bütün kıyı devletlerinin sahillerinden eşit uzaklıkta çizilen merkez hattıyla ve bu merkez hattı üzerindeki kara sınırlarının son noktasından çizilen bir dikey hatla ulusal sektörlere bölünebilecektir (Nugman, 1998: 83). Göllerin iki veya daha çok devlet arasında bölünmesi ile ilgili örnekler oldukça fazladır. Bunların içinde Victoria Gölü (Kenya-Tanzanya-Uganda), Malawi Gölü (Malawi-Mozambik) Büyük Kuzey Amerika Gölleri (ABD-Kanada), Geneva Gölü (Fransa-İsviçre) örnekleri gösterilebilir. (Schofield ve Pratt, 1996: 78). İki veya daha çok devletin kıyıdaş olduğu kapalı bir deniz veya göle ilişkin sınırlandırma söz konusu olduğu zaman orta hat ilkesi, adil ve hakkaniyete uygun karar verilmesi açısından önemlidir. Bu konuda Almanya Federal Mahkemesi tarafından 1920 yılında karara bağlanmış olan Constance Gölü davasında da orta hat, uluslararası hukukun genel bir ilkesi olarak kabul edilmiştir (Clagett, 1995: 8). Bu konuda nadir kullanılan bir diğer yöntem her bir kıyı devletin 12 millik kara sularına sahip olması ve gölün geri kalanının ortak kullanıma açık olmasıdır. Bu türde tek örnek ise, Bolivya ve Peru arasında Tittica Gölü’nün paylaşımıdır (Nugman, 1998: 83). Uluslararası ilişkilerde ortak egemenlik rejimi genel olarak “Condominium-Ortak Mülkiyet” şeklinde belirtilir. Daha önce değinildiği gibi bölünemez Hazar Denizi’nin eşit paylaşımına dayalı ortak mülkiyet fikri, Rusya’nın benimsediği en nemli argümandır.

⁴ Bu noktada 1982 sözleşmesinin Hazar için belirlediği “bütünüyle veya ağırlıklı olarak iki veya daha çok kıyı devletin karasuları ve münhasıran ekonomik bölgelerinden oluşan” deniz olma kriteri de uygun görülmektedir (Schofield ve Pratt, 1996: 77).

Harita: 1
Hazar Denizi'nin Statüsü -Azerbaycan ve Rusya Önerileri



Orta Hat/Eşit Uzaklık Bölünme

(U.S.E.I.A., 2002)

45 Mil Esasına Bağlı Bölünme

Buraya kadar yapılan açıklamalar ve 1990'lardan sonra özellikle siyasi coğrafyada yaşanan değişikliklerle birlikte statü konusunda ortaya atılan görüşler üç ana kısma ayrılabilir;

- **Birinci görüşe** göre Hazar uluslararası göldür ve bu yüzden kıyı devletleri arasında hem deniz tabanı, hem de su yüzeyi milli sektörlere bölünmelidir. Her sektör, kendi ülkesinin tam egemenliği altında bulunmalıdır.
- **İkinci görüşe** göre, Hazar'a, kendi özellikleri de dikkate alınarak, uluslararası deniz hukukunun, özellikle 1982 BMDHS'nin uygulanması gerekir. Buna göre her ülkenin belirli genişlikte karasuları olmalı ve karasularının dışında açık deniz statüsü uygulanmalıdır.

- **Üçüncü** olarak, Hazar'ın özel bir su havzası olduğu ve statüsü belirlenirken tek başına deniz hukuku ilkelerinin veya uluslararası göllerin bölünmesindeki uluslararası pratiğin uygulanmasının mümkün olmayacağı görüşü ileri sürülmektedir. Bu görüş Hazar'da geleneksel olmayan yöntemlerin uygulanmasını savunmaktadır. Örneğin denizin her ülkenin yasal yetki alanına giren kısımları dışında condominium-ortak mülkiyet uygulanması gibi.

4. Bölge Ülkelerinin Soruna Yaklaşımları

4.1. Rusya

Hazar'ın bir göl olarak statüsünün korunmasında en büyük çıkara sahip ülkedir. Rusya'nın savunduğu "ortak egemenlik" tezi Hazar havzasında Batının ekonomik ve siyasi etkinliğini engellemeyi amaçlarken, Hazar sularına (ister tabandan ister yüzeyden) ortak egemenlik statüsünün verilmesi, her zaman için Rusya'nın siyasi ve askeri müdahalesini mümkün kılacaktır. Hazar'ın statü sorunu aslında Azerbaycan'ın kendi egemenlik alanında olduğunu iddia ettiği Güneşli, Çırag ve Azeri yataklarının işletmesini İngiliz petrol şirketi British Petroleum (BP)'nin de içinde bulunduğu konsorsiyuma vereceği sırada Rusya'nın Nisan 1994'de Birleşik Krallık Büyükelçiliği'ne bir nota vererek Hazar'ın hukuki statüsünün henüz çözüme kavuşmadığını bildirmesi ile gündeme gelmiştir⁵ (Akgün ve Aydın, 1999: 90).

Bu tarihe kadar Hazar'da sınır gölü ve sektörel paylaşım esasını benimseyen Rusya, 5 Ekim 1994'te Birleşmiş Milletler (BM)'e başvurmuş, Hazar'ın statüsünün İran ile SSCB arasında akdedilen 1921 ve 1940 tarihli anlaşmalara dayandığını iddia ederek ortak egemenlik statüsünün uygulanması gereğini bildirmiştir. Rusya'ya göre Hazar'daki petrol aramalarına açılacak ulusal bölgeler, bu anlaşmalarda belirlenen ve kıyı devletlerin ortak egemenliği altında olan 12 mil sınırının ötesine geçemez. Bu çerçevede Rusya, Hazar'ı kapalı bir su rezervi olarak tanımlamakta ve 1982 BMDHS'nin Hazar'a uygulanamayacağını iddia etmektedir. Rusya özellikle bu tezini Ağustos 1993'ten sonra kesin bir şekilde dile getirmeye başlamıştır (Gustafson ve Ruseckas, 1995: 15). Rusya ayrıca Hazar'ın ulusal parçalara bölünmesinin, eko-sistemin korunması ve seyrüsefer

⁵ Rusya'nın bu notayla Britanya Hükümetini hedef almasının başlıca amacı, Azerbaycan'la bu konuda masaya oturan şirketlerin başını çeken BP şirketini caydırmaaktır. Oysa, BP ile birlikte AMOCO gibi ABD kökenli petrol şirketi de bu müzakerelerde yer almaktaydı. Rusya, ABD Başkanı Bill Clinton yönetimi ile ters düşmek için, İngiltere'ye gösterdiği tepkiyi ABD'ye göstermemiş; ancak, İngiltere'ye gösterilen bu tepki diğer ülkeler için örnek oluşturmıştır (Barylski 1995: 223).

özgürlüğünün sağlanması açısından da önemli sorunlar çıkartabileceğini savunmaktadır⁶ (Akgün ve Aydın, 1999: 91).

Rusya'nın yeni bağımsız Hazar ve diğer Orta Asya ülkelerinin üzerinde hakimiyetini devam ettirme çabasının önemli bir unsuru, Hazar petrol ve doğalgazının ihracatı üzerinde monopol kurmak için yürüttüğü ısrarlı politikalarıdır. Coğrafi nedenler göz önüne alındığında bölge kaynaklarının dünya piyasalarına Akdeniz veya Basra Körfezi limanları kullanılarak ulaştırılabileceği gerçeği, Rusya'nın böyle bir hattın kontrolüyle yalnızca dünya enerji arzını etkilemekle kalmayacağını ayrıca Hazar bölge devletlerini de ekonomik ve siyasi açıdan kontrol edebileceğini göstermektedir. Rusya BM'ye verdiği memorandumunda Hazar'ın kıyıdaş ülkelerin ortak mülkiyetinde olduğunu iddia etmiş ve buna dayanarak, tek taraflı tasarruf girişimlerini kınamıştır. Hem İran ve hem de Rusya, Hazar'ın statüsünün belirlenmesi konusuna sadece kıyıdaş devletlerin taraf olduğunu ve varılacak çözümün de bu devletlerin irade uyuşmalarının bir sonucu olacağını vurgulamışlardır (Akdevelioğlu, 2003). Bunun anlamı, baştan beri bölge dışı aktörlerin statü sorununa dâhil olmasına şiddetle karşı çıkan Rusya tarafından bölgeyle doğrudan sınır ilişkisi bulunmayan ABD ve Avrupa Birliği (AB) ülkelerinin veya uluslararası petrol şirketlerinin, değişik platformlarda taraf olmaya veya kıyıdaş devletlerden bazıları lehine tavır almaya çalışmalarının hoş karşılanmadığıydı.

Ancak, Rusya'nın 1921 ve 1940 Anlaşmalarını gündeme getirmesi, bunun gibi bazı belge ve anlaşmaları da gözden kaçırdığını göstermektedir. 1992 yılının başında SSCB'nin çöküşünden sonra Petrol Sanayi Bakanlığı, yeni oluşan devletlerarasında Hazar'daki petrol sahalarının bölünmesi ile ilgili bir direktif yayınlamıştı. Ayrıca Moskova, Hazar Denizi'nin tabanını ayrı ulusal enerji sektörlerine bölmüş ve Rusya Enerji Bakanlığı da bu bölünmeyle ilgili anlaşmalar imzalamıştı (Croissant ve Croissant, 1996–97: 29). Diğer taraftan Rusya Enerji Bakanlığı ile Azerbaycan Hükümeti arasında 26 Kasım 1993 tarihinde, “Azerbaycan'da Petrol ve Gaz Alanında Araştırma ve Geliştirme Hükümetler Arası Antlaşması” imzalanmış, Rusya petrol şirketi olan Lukoil'a, Azerbaycan'ın Hazar'daki “Azeri” ve “Çırag” petrol alanlarında petrol üretimine ilişkin yapılan antlaşmaya katılma imkânı sağlanmıştı.⁷ Rus Dışişleri Bakanlığı, Azeri ve Çırag

⁶ Kasım 1997 yılında İran da BM'ye Daimi Temsilcisi aracılığı ile iletildiği mektupta, Azerbaycan'ın Hazar Denizi kıta sahanlığında bulunan yataklarından petrolün tek taraflı çıkarılmasının uluslararası hukuka aykırı olduğu belirtilmiş ve tüm sorumluluğun Hazar Deniz sularının yasal statüsünü ihlal eden devletlere ait olduğu iddia edilmiştir (*OPEC Bulletin*: 27, 1997).

⁷ Azerbaycan'da önemli bir Batılı ekonomik varlığının oluşmasının büyük oranda Trans-Kafkasya'da Rusya'nın hâkim güç olma yeteneğini zayıflatacağını anlayan Moskova, Azeri petrol görüşmelerini baltalamak için harekete geçmiş ve Enerji Bakanı Yuri Şafranik'i Rusya'nın çıkarına uygun şekilde petrol anlaşması müzakerelerini etkilemek için Bakü'ye göndermiştir. Şafranik bir yandan Azeri petrolünü Türkiye üzerinden bir boru hattıyla Akdeniz'e ulaştırılması planlarının Rusya'nın Karadeniz'deki limanı Novorossysk'e ulaşacak bir kuzey boru hattı lehine rafa kaldırılmasında ısrar ederken diğer taraftan petrol sahasının işletilmesi planında Rus petrol şirketi Lukoil'e yüzde yirmilik eşit bir pay verilmesini ve üç yerine iki petrol sahasını kapsaması için yeni belirlenen petrol anlaşmasının içeriğinin yeniden müzakere edilmesini önermiştir. Azerbaycan Rusya'nın bu baskılarına karşın, anlaşmadaki yüzde yirmilik pay alma isteğine direnmiş, Şafranik'in üç yerine iki petrol sahası üzerinde konsorsiyumun kısıtlanması teklifini de

petrol yatakları konusunda Azerbaycan'la masaya oturmanın, zımnî olarak Hazar'daki Azerbaycan sektörünün tanınması anlamına geleceği endişesiyle bu antlaşmaya karşı çıkmıştır (Russian International Affairs, 1995: 10–2). Nitekim Rusya, Azerbaycan'ın Hazar'daki petrol yataklarının işletilmesini olumsuz karşılamış olmakla birlikte Lukoil şirketinin petrol projelerine katılmasının Azerbaycan'ın yapmış olduğu anlaşmaları kabul ettiği anlamına gelmeyeceğini belirtmiştir (Azernews,1998). Aslında Hazar kıyısındaki kaynakların geleceğinin herhangi bir kıyıdaş devlet tarafından tek taraflı olarak belirlenemeyeceğini iddia ederek Rusya, Trans-Kafkasya'da Batı'nın ekonomik ve siyasi nüfuzunun yayılmasını durdurmayı hedeflemekteydi. Şüphesiz bu çaba içerisinde Rusya ile stratejik düzeyde paralel hareket eden İran da vardı (Croissant ve Croissant, 1996–97: 20). Rus medyası bölgede cereyan eden olayları “Rusya’ya ait Hazar ve Türkistan’ın batılı monopoller tarafından modern yağması” olarak tanımlamış, Azerbaycan, Çeçenistan, Kazakistan ve Türkmenistan’ın küresel batı boru hatlarının ara petrol pompalama istasyonlarına dönüşebileceği konusuna dikkati çekmiştir. (Federov, 1996)

Rusya, Azerbaycan, Kazakistan ve Türkmenistan’ın imzaladığı enerji kaynaklarıyla ilgili anlaşmaları tanımamasına rağmen bölgede Rus enerji şirketlerinin yatırımını da baştan beri teşvik etmektedir. Böylece Rusya bir yandan Hazar’ın sektörel bölünmesine karşı çıkarken, diğer yandan bölgesel çıkarlarına uygun şekilde fiili durumdan da istifade etmektedir. Rusya, Hazar’ın bir deniz olarak kabul edilmesiyle Volga-Don ve Volga-Baltık Denizi suyollarının uluslararası nitelik kazanabileceğinden de endişe etmekte ve Hazar’ın uluslararası denizcilığe açık hale gelmesinden çekinmektedir (Nugman, 1998: 84; Dion, 1998: 81). Bu doğrultuda açık denizlere çıkışı olmayan Azerbaycan, Kazakistan ve Türkmenistan için Don ve Volga kanallarının kullanımı elbette oldukça önem taşımaktadır.

Rusya’nın Hazar’ın statüsü ile ilgili yürüttüğü ortak egemenliğe dayalı politikada Hazar sularının sektörel bölünmesini önleme girişimi, birbirini tamamlayan iki stratejiyle ilgili gözükmektedir ki bu sayede güney cumhuriyetlerdeki Rus hâkimiyeti güçlenerek devam edecektir. İlk olarak Moskova, Azerbaycan, Kazakistan ve Türkmenistan’ın kendi kaynaklarını geliştirme kararlarını kendilerinin verebilme gücünü ortadan kaldırmak istemektedir. Hazar Denizi üzerinde oluşturulacak ortak hâkimiyet, en büyük bölgesel aktör Rusya’ya denizin enerji kaynaklarının işletilmesinde en önemli gücü sağlayacak ve yeni bağımsız cumhuriyetlerin bağımsızlık statüsünü zayıflatılabilecektir. İkinci olarak ortak egemenlik politikası, Rusya’nın nüfuz alanındaki bölgeye Batı’nın ekonomik ve siyasi yerleşimini engellemeyi amaçlamaktadır. Moskova, Batılı enerji şirketlerinin gerçekleştirecekleri bir yatırım patlamasının bölgede büyük bir Batılı siyasi varlığa kapıyı açacağından devamlı endişe etmiştir.

reddetmiştir. Ancak Haydar Aliyev, Rusya’yı tamamen dışlamaktan da kaçınmış ve Lukoil’e yüzde on pay vermeyi kabul etmiş ve muallâkta olan diğer seçeneklerin incelenmesi için Türkiye üzerinden bir boru hattı olasılığını askıya almıştır (Croissant, 1996: 18–9).

Rusya'nın çıkarlarına en uygun çözüm olan Hazar'a "özel statü" verilmesi fikri, Rusya'nın bu özel statüye kendi çıkarları çerçevesinde şekil verebilme gücü de sağlamaktadır. Zira Rusya ve İran Hazar'da en az petrol ve doğal gaz kaynağına sahip olan ülkelerdir (A Survey of Central Asia, 1998: 7). Özel statü fikri temelde 10 millik kara sularının ötesinde "ortak kullanıma" dayanmaktadır. Ortak kullanımda olan sahalardaki kaynakların paylaşımı ise ortak egemenlik sahasında kalan yeraltı kaynaklarının kıyıdaş ülkelerin yüzölçümleri ve nüfusları oranında paylaşılması esasına göre gerçekleştirilecektir. En fazla zenginliklerin nüfusu ve yüzölçümü en az olan ülkelerin bölgelerinde olduğunu ve en fazla nüfus ve yüz ölçüme sahip olan Rusya'nın bölgesinde ise fazla keşfedilmiş zenginlik olmadığını dikkate alacak olursak Rusya'nın bu teklifi oldukça manalıdır. Yani Hazar'da "ortak egemenlik" statüsünün sağlanması durumunda en kazançlı ülke Rusya olacaktır. Aksine Hazar'ın milli sektörlere ve "etki alanlarına" bölünmesi, Rusya'yı diğer devletlerin bölgelerinde etkisiz hale getirecek bu ise Orta Asya'da Rus nüfuzunun kaybı anlamına gelecektir.

Rusya'nın tutumu, daha sonra **12 Kasım 1996**'da her bir ülke için 45 millik münhasıran off-shore ekonomik bölgenin tanınması yönünde gerçekleşmiş, böylelikle Rusya Hazar Denizi'nin statüsü konusundaki politikasını, 45 millik kıyı şeridi dışında ortak kullanım şeklinde değiştirmiştir. Bakü'nün petrol zenginlikleri 45 millik bölgenin ötesinde yer aldığından Azerbaycan bu anlaşmayı imzalamayan tek kıyı ülkesi olmuştur (Croissant ve Croissant, 1996-97: 35-6). Hatta Azerbaycan Kazakistan'ın razı olduğu 80 millik mesafeyi de uygun görmemiştir (Aras, 2001: 190). Rusya daha sonra **9-10 Şubat 1998** tarihinde Kazakistan'la Hazar'ın statüsüne ilişkin bir uzlaşma metni üzerinde anlaşmış, buna göre taraflar Hazar'ın deniz tabanını eşit uzaklık ilkesine göre tamamen bölüşmüş, su kütesini ise ortak kullanıma bırakmışlardır. Fakat kıyıdaş devletlerin Hazar üzerinde sahip olacakları ulusal sektörler konusunda herhangi bir açıklama yapılmamıştır. Mevcut bilgilerden, anlaşma ile deniz tabanı ve toprak altı madenlerin araştırılması ve işletilmesinin kıyı devletlerin ulusal mevzuatı altına konulup su ürünlerinin araştırılması, işletilmesi, çevre koruması ile seyrüsefer konularının tarafların saptayacağı ortak bir rejime tabi tutulmasının öngörüldüğü anlaşılmaktadır (Çolakoğlu, 1998: 110). Bu durum Rusya'nın "deniz dibi bölünebilir ama su kütlesi ve su yüzeyi ortak kullanıma tabidir" görüşünü benimsediğini göstermektedir. Rusya'nın bu tutumuyla Hazar için "ortak su kütlesi" tanımından "sınır gölü" tanımına yaklaştığı görülmektedir. Rusya bu yaklaşımı ile Hazar'ın hidrokarbon rezervlerinin yabancı konsorsiyumlar tarafından işletilmesine karşı çıkmaya da son vermiştir. Nitekim **6 Temmuz 1998**'de Rusya ve Kazakistan, Kuzey Hazar'ın paylaşılmasına ilişkin anlaşmayı imzalayarak Hazar'ın statüsünün belirlenmesi konusunda ilk somut adımı atmışlardır. Kazakistan'ın bu tutumu vaktiyle Arap dünyasının içinden sıyrılıp İsrail'le barış anlaşması imzalayan Mısır'ın durumuna benzetilmiştir (Aşula, 1998).

Diğer kıyıdaş ülkelerin bu antlaşmaya yaklaşımları farklı olmuştur. İran sürpriz bir şekilde antlaşmaya karşı çıkmıştır. 28 Mayıs 1998 tarihinde İran, BM Güvenlik Konseyine Rusya ve Kazakistan arasında deniz yatağının milli sektörlere bölünmesi

konusunda yapılmış düzenlemeye karşı olduğunu belirten bir belge sunmuştur (Razcka, 2000: 211–12). İran'ın duyduğu endişenin temelinde, anlaşmada askeri gemiler konusunda ayrıntılı bilgiye yer verilmemiş olması ve yeni düzenlemenin, Hazar'ın İran ve Rusya arasında süregelen paylaşımının ortadan kalkmasına zemin oluşturması yatmaktadır (Sariahmetoğlu, 1998: 34). Her ne kadar Rusya-Kazakistan Anlaşması, bölgesel paylaşımı tam olarak kabullenme değilse de, anlaşma ile “de facto” olarak Rus-İran mutabakatı İran'a danışılmadan geçersiz hale gelmiştir. Anlaşma, Tahran ve Moskova arasında hiçbir görüşme yapılmadan gerçekleştiğinden aynı zamanda siyasi bir hezimet de olmuştur. Böylece çok uluslu şirketler havuzuna katılmaya niyetlenen Rus enerji şirketlerinin de etkisiyle Rus liderler bölgesel bir paylaşımına yanaştıklarının açık bir işaretini vermiş oldular. Ancak Rusların pozisyonundaki bu ani değişiklik Tahran'ı hazırlıksız yakalamış ve savunmasız bırakmıştır. (Roy, 2002a)

Azerbaycan'ın statü konusundaki tutumu bu antlaşmadan sonra da değişmemiştir (Razcka, 2000: 211–212). Ancak Azerbaycan antlaşmaya taraf olmasa da olumlu değerlendirmelerde bulunmuş ve Hazar'ın paylaşımının ikili antlaşmalarla yapılmasından yana olduğunu belirtmiştir. Hazar'ın Kuzey kısmının Kazakistan ve Rusya arasında paylaşımını düzenleyen antlaşmaya, İran'ın yanı sıra Türkmenistan da karşı çıkmıştır. (Sariahmetoğlu, 1998: 34). Böylelikle 1998'de Moskova'dan, İran'la birlikte savundukları tez yerine karşı tezi olumlu bulan açıklamaların gelmesi, Tahran-Moskova cephesinde ilk ciddi çatlağı meydana getirmiştir (Akdevelioğlu, 2003). İran-Rusya ortak tezi, **Mayıs 2002**'de Rusya'nın Kazakistan'la ve bir ay sonra da Azerbaycan'la sektörel bazlı bölüşümü onaylayan anlaşmalar imzalamasıyla büyük yara almıştır (Hunter, 2003: 142). Sorunun çözümünde, Rusya tarafından yalnız bırakılan İran'ın sonraki politikalarında tavizkar bir tutum takınmasından başka bir seçeneği kalmamıştır. Zaten, İran'ın petrol şirketi de, resmi politikanın aksine, Azerbaycan'la off-shore yatakları konusunda bir anlaşma imzalamıştır ki, bu da zımnen İran'ın, Azeri ve Türkmen yataklarının işletimine katılması karşılığında tezinden vazgeçebileceği anlamında yorumlanabilir⁸ (Bahgat, 2002: 273–74).

Hazar'ın statüsü sorununa yaklaşımında ortaya çıkan bu değişiklikler, Rus enerji şirketlerinin Rusya'nın Azerbaycan ve diğer Hazar devletleri ile olan politikaları üzerinde etkili olmaya başladıklarını göstermektedir (Zevelev, 1998: 69). Çünkü Rusya'daki birçok büyük finans ve endüstri çevresi (Gazprom ve Lukoil için iyi olan Rusya içinde iyidir anlayışı örneği) kendi çıkarlarının Rusya'nın çıkarlarıyla örtüştüğünü ileri sürmektedirler (Zevelev, 1998: 68). Ayrıca Rusya'nın kendi savunduğu fikirlerinden taviz vererek Hazar'ın dibinin sektörlere bölünmesine destek vermesinde bu ülkenin ulusal sektöründe (“Xvalinskaya” yatağı) çok zengin petrol yataklarının bulunmasının da etkili olduğunu söyleyebiliriz (Oğan, 2001: 157). Ancak bu değişim ile birlikte Rusya, Hazar'ın tam

⁸ Temmuz 2001'de İran hava ve deniz kuvvetlerinin Azerbaycan ve İran kıyılarından 90'ar mil açta bulunan bir petrol yatağında çalışma yapan BP gemisini zorla uzaklaştırması, İran'ın tutumundaki katılığından ziyade, sektörel bölüşümde bu alanın kendi payına düştüğünü kanıtlamak istemesi anlamına gelebilir.

paylaşımını kabul etmiş değildir. Ayrıca yukarıda ele aldığımız ekonomik ve siyasi nedenlerden dolayı Rusya, Hazar'a deniz hukukunun uygulanmasına da şiddetle karşı çıkmaktadır.

Rusya'nın Hazar'ın sektörel bölünmesini engellemek için ileri sürdüğü diğer bir resmi gerekçe ise tam bir (deniz tabanı, su kütlesi) bölünmenin doğal çevreye zarar vereceğidir (Croissant ve Croissant, 1996–97: 30–1). Dünyadaki toplam havyarın yüzde 90'ının bulunduğu Hazar, Rusya'ya göre Rusya için çok önemlidir. Bu yüzden biyolojik kaynakların verimli kullanımı Rusya'nın çekincelerinden birisi ise Hazar'ın ekolojisi, ikincisidir. Rusya hukuki statüde anlaşılamayabileceğini ancak biyolojik varlıklar ve çevre konusunda ortak anlaşmaların imzalanması gerektiğini belirtmektedir (Bilici, 2003). Rusya'nın Hazar'ın statüsü sorunu karşısında takındığı yeni çevreci yaklaşımı aslında gerçekçi değil ironik gözükmektedir. Zira Sovyet dönemi boyunca Hazar, çevre açısından dünyadaki en tehlikeli bölgelerden birisi olmuştur. Gerçekten Azerbaycanlı bilim adamlarına göre Bakü ve Sumgait'i içeren Apşeron Yarımadası ve Hazar Denizi, yoğun hava ve su kirliliği nedeniyle ekolojik açıdan dünyanın en çok kirlenen bölgesi olmuştur (Croissant ve Croissant, 1996–97: 30–1).

4.2. Azerbaycan

Azerbaycan, Rusya'nın 45 millik kara suyu önerisini, mineral kaynaklarının bu bölgenin ilerisinde kaldığını beyan ederek reddetmiştir. Ayrıca Bakü, 1921 ve 1940 anlaşmalarının geçerliliğini de kabul etmemiş, bu anlaşmaların birlik cumhuriyetlerinin söz hakkı olmadan Moskova tarafından imzalanmış olduğunu ifade etmiştir. Azerbaycan'ın esas off-shore yatakları kıyıdan en az 100 mil uzaktadır. Bakü ile uluslararası konsorsiyumlar arasındaki anlaşmalar da bu alanlar üzerinedir.

Genel olarak ikili ve çok taraflı anlaşmalarla sorunun çözülmesinden yana bir tavır sergileyen Azerbaycan'ın statü konusunda iki alternatif yaklaşıma açık olduğunu söyleyebiliriz. Bunlardan ilki, Azerbaycan'ın, Hazar'ın bir “**sınır gölü**” olduğu düşüncesinden hareketle, orta hat esasına göre beş ulusal sektöre bölünebileceğine ilişkin görüşüdür. Bu yaklaşım doğrultusunda Azerbaycan Hazar sularının ve deniz dibinin tamamen taksim edilerek, egemenlik alanlarına bölünmesini ve her ülkeye ait alanda mülkiyet ve egemenlik ilkelerine dayalı olarak o ülke mevzuatının geçerli olmasını savunmaktadır. Azerbaycan, Hazar'ın okyanuslar ile doğrudan veya tabii bir boğazla bağlantısının olmamasından dolayı bölgenin kapalı deniz olarak da kabul edilemeyeceğini ve bu doğrultuda, Hazar'ın her biri kıyıdaş devletin münhasıran egemenliğini kullanacak şekilde ulusal sektörlere bölünmesi gerektiğini ileri sürmektedir (Aras, 2001: 193). Bakü bu yaklaşımı ile Hazar'daki her bir devletin kendi bölgesinde tam egemenlik hakkını kullanması gerektiğini savunmuştur (Shoumikhin, 1996: 2). Azerbaycan'ın bu yaklaşımdaki temel argümanı, 1970 yılında Hazar'ın Sovyet kesiminin dörde bölünmesi ile oluşan “sektörel bölünme” dir ki Azerbaycan bu durumun olduğu gibi kabul edilmesini istemektedir.

Azerbaycan'ın ikinci teklifi ise Hazar'a 1982 BMDHS'nin "**açık deniz**" statüsünün uygulanmasıdır (Bahgat, 2005: 6; Gökay, 1998: 55-7). Böylelikle kıyıdaş ülkelere iç sularından başka 12 millik kara suları, 200 mil veya daha fazla kıta sahanlığı ve 200 millik münhasır ekonomik bölge tanınacaktır. Bu durum da Azerbaycan'ın kendi payına düşecek yeraltı zenginliklerini kullanmasına engel değildir. Azerbaycan'ın Hazar'daki statü tartışmalarından galip çıkabilmek için olsa gerek Batılı şirketlere enerji yatırım anlaşmalarında büyük paylar verdiği açıkça görülebilmektedir.

Azerbaycan açısından önem taşıyan nokta Hazar'ın göl veya deniz statüsünde tanınmasından çok, kıyı ülkelerinin deniz üzerinde münhasır yetkilerini kullanabileceği ulusal egemenlik alanlarına bölünmesidir. Ancak Hazar'ın hukuksal statüsü kesin olarak belirleninceye kadar, Azerbaycan her kıyı devletinin kendi bölgesinde kalacak petrol ve doğalgaz rezervlerini işletebilmesini savunmaktadır. Azerbaycan, Rusya ve Kazakistan ile varılan Hazar'ın deniz tabanını bölen anlaşmayı olumlu bir gelişme olarak değerlendirmekle birlikte, bu paylaşımı yeterli bulmayıp deniz tabanının üstündeki tüm su kütlesinin de ulusal sektörlere bölünmesi gerektiği görüşünü devam ettirmektedir (Çolakoğlu, 1998: 110). Hukuki çerçevede, SSCB ve İran arasında tam paylaşımaya yönelik fiili durumun yanı sıra, 1970 yılında SSCB Petrol ve Sanayi Bakanlığının Hazar'ın dört Sovyet Cumhuriyeti arasında tam paylaşımını öngören kararına İran tarafının dahi hiçbir itirazda bulunmayışı, yaklaşık 40 yıldır uygulanmakta olan 1970 düzenlemesinin aslında tarafların üzerinde anlaşabilecekleri en uygun çözüm yolu olarak görünmektedir.

4.3. Kazakistan

Azerbaycan gibi Kazakistan için de kendi petrol ve doğalgaz sahalarındaki egemenlik haklarının tanınması büyük önem taşımaktadır. Kazakistan ve Azerbaycan'ın argümanları karşılaştırıldığında Azerbaycan'ın yukarıda ifade edilen iki alternatif yaklaşımından farklı olarak, Kazakistan'ın deniz yatağının paylaşılması, Hazar'ın sularının ise belirli bir münhasır yetki alanı dışında ortak kullanılmasını benimsediği görülmektedir (Gökay, 1988: 58). Aslında Kazakistan Şubat 1998'e kadar Hazar sularını bir iç deniz olarak nitelemiş ve 1982 BMDHS'nin uygulanmasını istemiştir (Shoumikhin, 1996: 3). Ancak Kazakistan, Rusya ile Hazar'ın statüsü konusunda Temmuz 1998'de imzaladığı anlaşma çerçevesinde deniz tabanının tamamen bölünmesini, su kütlesinin ise ortak kullanılmasını kabul etmiş ve böylece Hazar'ı bir sınır gölü olarak değerlendirdiği izlenimi vermiştir.

Statü konusunda Kazakistan'ın durumu Azerbaycan ve Türkmenistan'a göre çok daha hassastır. Kazakistan'daki Rus nüfusun yoğunluğu, ülke politikasının Rusya'dan bağımsızlığı önünde en büyük engellerden birisidir. Üstelik ekonomisi Rusya'ya çok daha fazla bağımlıdır. Bir yandan ülke herhangi bir ortak mülkiyet oluşumundan en çok zararı görebilecek konumda iken diğer taraftan gelişen bir ülke olarak yurt dışı yatırımlara ve sermayeye ihtiyaç duymaktadır. Bugün her ne kadar çeşitli güzergâhlar tartışılıyor olsa bile

zengin batılı piyasalara giden tek kullanılabilir petrol hattı Rusya'dan geçmektedir. Bütün bu unsurlar Kazakistan'ı Rusya ile uzlaşmaya itmektedir. Dolayısıyla aslında statü konusunda Azerbaycan tarafı itirazlarını sürdürdüğü sürece, dolaylı olarak Kazakistan'ın da çıkarları doğrultusunda davranmış olmaktadır. Kazakistan'ın Rusya'nın isteklerine karşı aktif itirazda bulunması durumunda, bu uyumsuzluğun Rusya ile olan ilişkilerindeki başka konuları da olumsuz etkilemesi beklenebilir. Kazakistan, Azerbaycan'a göre birçok alanda Rusya'ya daha çok bağımlı durumda olduğundan, izleyeceği dış politikada bu unsuru göz önünde bulundurması kaçınılmaz bir şarttır.

4.4. İran

Hazar sorunu konusunda İran başından beri izlediği politikayı değiştirmemiştir. Sektörel bölünmeye ve kendi onayı olmadan kurulmuş uluslararası konsorsiyumlara kararlı biçimde baştan beri karşı çıkmıştır. İran en büyük desteği Rusya'dan almış ama bu destek dönem dönem farklılıklar göstermiştir. Nitekim Rusya-Kazakistan anlaşmasında varılan sonuç, İran'ı tatmin etmekten çok uzaktır. İran Mayıs 1998'de BM nezdinde bu anlaşmayı protesto etmiş (Raczka, 2000: 211-12) ayrıca Türkmenistan ile birlikte 7 Temmuz 1998'de ortak bir bildiri yayınlarak Rusya ve Kazakistan arasındaki anlaşmanın reddedildiği, Hazar'ın ancak tek hukuksal statüsünün olabileceği ve kaynaklarının beş ülkeye eşit olarak pay edilmesi gerektiği vurgulanmıştır (Radikal Gazetesi, 1998). İran, Rusya politikasındaki değişikliklerle statü sorununa ilişkin süreçte yalnız kalmıştır. İran'ın bugün Rusya ile uzlaştığı tek noktanın Hazar'dan boru hattı geçirilmemesi olduğu söylenebilir. Diğer kıyıdaş ülkelerin statü konusunda bir uzlaşmaya varmaları halinde İran'ın bu gelişmenin dışında kalamayacağı düşünülse bile Rusya ile birlikte İran, birçok engel çıkartarak Hazar'daki petrol yataklarının işletilmesini güçleştirebilecektir (Çolakoğlu, 1998: 113). İran'ın "Hazar'ın kıyı devletlerinin ortak mülkiyetinde olması ve hiçbir şeyin bölünmemesi" tezini ısrarla desteklemesi İran'ın ardında Moskova'nın görünmeyen elinin olması olasılığını da yükseltmektedir. Yani Rusya'nın Hazar'ın statüsü probleminde görünüşte geri adım atarak batılılara karşı imajını yenilemek, gerçekte ise Hazar'daki hâkimiyetini devam ettirmek istediği söylenebilir.

İran'ın Rusya ile olan işbirliğini stratejik ortaklık düzeyinde devam ettirmek istemesine rağmen Rusya'nın, İran ile ilişkilerini batı ve özellikle ABD'nin şimşeklerini üzerine çekmeyecek bir sınırdan götürmeye çalıştığı gözlenmektedir. Rusya, uluslararası ilişkilerde kazancını artıracak ve pozisyonunu güçlendirecek her türlü fırsatı maksimum ölçüde kullanmayı amaçlayan çok yönlü ve pragmatik bir siyaset takip etmektedir. İran ile yürüteceği ilişkilerde Rusya, istediği taktirde her türden ülkeyle sıkı işbirliği içine girebileceğini göstermektedir. İran ise Rusya ile ilişkilerini olabildiğince stratejik boyuta taşıyarak Rusya-Amerika ilişkilerini zayıflatmayı ve bölge politikasında Rusya'dan azami ölçüde istifade etmeyi hesaplamaktadır.

İran Hazar'ın ulusal sektörlere bölünmesine şiddetle karşı çıkmakla Hazar'ın bir göl olduğunu ve beş kıyıdaş devlet tarafından ortaklaşa kullanılması gerektiğini söylemekte ve üçüncü devletlerin Hazar'dan yararlanmasını istememektedir. Azerbaycan ve Kazakistan'ın Hazar'ın kaynaklarını tek taraflı olarak işletmesini de eleştiren İran'a göre 1940 Antlaşması, 10 millik kıyı şeridi dışında ortak kullanım ilkesini benimsemiştir (Dabiri, 1994: 33). İran'ın ortak kullanıma ilişkin olarak Hazar'ın 12 ulusal sektöre bölünmesi teklifine (Dion, 1998: 82; Feller, 1996: 33) Türkmenistan olumlu yaklaşırken, Kazakistan ve Azerbaycan karşı çıkmıştır. Türkmenistan'ın tavrı, ülkesi ile Azerbaycan arasında orta hat Kepez ve Trans-Hazar sorunları ile bağlı bir siyasi tavır olarak değerlendirilebilir.

Aslında Hazar'ın Azerbaycan sektöründe petrol yataklarının kullanımı konusunda batılı şirketlerle yapılacak antlaşmaların hazırlık aşamasında İran, statü konusundaki görüşlerini Azerbaycan'a yakınlaştırarak bu antlaşmalarda taraf olmak için aktif çalışmalarda bulunmuştur. Ancak ABD'nin ısrarlı tutumu karşısında İran, enerji projelerine ilişkin yapılmış çok taraflı antlaşmalara dâhil edilmemiştir. Bu olaydan sonra İran statü konusunda Azerbaycan'a olan desteğini geri çekmiş ve Rusya'yı destekler nitelikte politikalar benimsemiştir. Hazar sularında kendi bölgesinde (Anzali bölgesi dışında) kayda değer off-shore yatakları bulunmayan İran'ın Hazar konusundaki tutumu daha çok, diğer kıyıdaş ülkeler lehine gerçekleşecek avantajlı ekonomik ve siyasi paylaşımının önüne geçmeye yöneliktir. Ayrıca İran'ın kıyıdaş devletler dışındaki aktörlerin statü sorununa taraf olmaması konusundaki ısrarı ise yine ABD'nin baskısı ile mevcut ve olası arama-çıkarma-nakletme konsorsiyumlarından dışlanmasından kaynaklanmaktadır. Üstelik kendisinin yer almadığı girişimlerde ABD şirketlerinin başatlığı, bölgede ABD nüfuzunun da artışına yol açacaktır (Roy, 2002b). Ancak İran enerji şirketleri, ABD firmalarının dâhil olmadığı bölge uluslararası konsorsiyumlarına katılarak Hazar'ın enerji kaynaklarının geliştirilmesinde önemli roller de üstlenmektedir. İran'ın Şah Deniz Projesi'ndeki %10'luk payı (BTC Company, 2003: 5) ve Kazakistan ile Ağustos-1996'da yapmış olduğu petrol swap anlaşması (Panier, 1996), İran'ın bölgede yaptığı enerji kaynaklı uluslararası anlaşmalara örnek gösterilebilir.

İran, statü konusundaki tavrında batılı devletlerin ve özellikle ABD'nin Hazar'daki yatırımlarının güvenliğinin sağlanması yönünde atacakları adımların, kendi ulusal güvenliğini tehlikeye atacak bir boyut kazanabilme olasılığını dikkate almaktadır. Ayrıca, ekonomik olarak güçlenecek bir Azerbaycan'ın Kuzey İran'daki Azeri-Türk nüfusu için bir cazibe merkezi olmasından da endişe etmektedir. İran, Kazakistan ve Türkmenistan petrol ve doğal gazını taşımada kullanılacak boru hattının kendi topraklarından geçmesini isterken, Hazar'ın milli sektörlere bölünmesi durumunda, bu boru hattının Hazar'ın dibiyle Azerbaycan üzerinden geçmesine ve Türkiye ile birleşme olasılığına engel olmak için süreç içerisinde veto hakkı edinmeye çalışmaktadır. Hazar'ın tamamının ulusal sektörlere bölünmesinin Türk Cumhuriyetleri arasında iş birliğini güçlendireceği endişesi de İran'ın statü konusundaki tavrına yön veren faktörler arasındadır.

4.5. Türkmenistan

Uluslararası petrol ve doğalgaz piyasasına giren nispeten yeni bir ülke olmasına rağmen Türkmenistan sahip olduğu petrol ve gaz rezervleri ile güçlü bir konuma sahiptir. Ancak Türkmenistan'ın Hazar'ın statüsü konusundaki tutumu tam olarak belirli değildir. Önceleri Azeri ve Kazak tarafının Hazar'ın ulusal sektörlere bölünmesi fikrini destekleyen Türkmenistan daha sonra tutum değiştirerek 45 millik SSCB-İran teklifi yönünde beyanat vermeye başlamıştır (Nugman, 1998: 88). Bilindiği gibi Sovyet Rusya, ulusal sektörleri 12 mille sınırlı olarak öngören yaklaşımını daha sonra 45 mile kadar çıkartmıştır. Türkmenistan Ocak 1997 tarihine kadar kıyıdaş ülkelere bırakılacak 45 millik münhasır yetki alanı dışında kıyıdaş devletlerin ortak kullanımına açık bir alan tesis edilmesi gerektiği görüşünü benimsemiştir. Ancak daha sonra bu görüşünü değiştirmiş ve idari paylaşımın orta hat esasına göre yapılması, ayrıca kıyıdaş beş ülkenin Hazar'ın kendi sektörlerinde kalan bölümünde mineral kaynakları münhasıran kullanmakta serbest olması gerektiği görüşünü savunmaya başlamıştır (Çolakoğlu, 1998: 114).

Türkmenistan, merhum Devlet Başkanı Saparmurat Niyazov'un Temmuz-1998'de Tahran ziyareti sırasında yayınlanan ortak bildiri ile Hazar'ın yeni statüsünün belirlenmesine kadar, Hazar'da şu anda uygulanmakta olan ve 1921-1940 antlaşmalarına dayanan mevcut rejime uyulmasından yana olduğunu deklare etmiştir. Türkmenistan ayrıca, bu hukuki çerçevenin içine, SSCB zamanında kıyıdaş cumhuriyetler arasında geçerli olan idari paylaşımın da dâhil olması gerektiğini ifade etmiştir⁹ (Kepbanov, 1997-98: 12-4). Böylece Türkmenistan'ın, Hazar'ın hem deniz tabanının hem de su kütlesinin ortak kullanımını savunan İran'ın görüşlerine daha yakın hale geldiği söylenebilir.

Türkmenistan her ne kadar Hazar'ın statüsü konusunda sabit bir politika izlemese de, Azerbaycan ve Kazakistan'ın kesin sınır çizgilerinin belirlenmesi gerektiğine yönelik gösterdikleri hassasiyeti de paylaşmaktadır. Türkmenistan, Hazar'ın statüsünün kesinleşmemesinden doğan sebeplerle, Azerbaycan ile bazı petrol kaynaklarının kullanımı konusunda anlaşmazlık yaşamaktadır. Azerbaycan'ın Azeri ve Çırag yataklarının kullanımına ilişkin batılı şirketlerle imzaladığı antlaşma, Türkmenistan tarafının ciddi itirazlarına yol açmıştır.¹⁰ 1997 Kasım ayında ilk petrolün çıkarılmasına kadar bu anlaşmayla ilgili hiçbir itirazı olmayan Türkmenistan, bu tarihten hemen sonra Azeri ve Çırag yatakları ile ilgili bazı haklar iddia etmeye başlamıştır. Türkmenistan Azeri ve Kepez yataklarının tamamen, Çırag yatağının ise kısmen kendi hukuksal yetki alanında

⁹ Rusya-Kazakistan arasındaki anlaşmaya Türkmenistan'ın tepki göstermesindeki temel faktör, Serdar/Kepez yatağı üzerinde Azerbaycan ile aralarındaki anlaşmazlık gösterilebilir.

¹⁰ Bilindiği gibi Azerbaycan petrol Şirketi (SOCAR) toplam on ortaklı bir konsorsiyum ile 20 Eylül 1994 tarihinde "Geliştirme ve Üretim Paylaşım Antlaşması" (PSA) imzalamıştır. Bu antlaşmanın kapsamına Güneşli, Çırag ve Azeri adlı petrol yatakları dâhildir (BTC Company, 2003: 4). SSCB döneminde Hazar'daki petrol kaynaklarının kullanımı daha çok Hazar'ın Azerbaycan'a ait sektörlerinde olmuştur. Kullanılan yatakların keşfi Azerbaycan Petrol Şirketi tarafından yapılmıştır. Söz konusu petrol yataklarından Azeri/Hazar ve Çırag/Osman, SSCB döneminde de aynı şirket tarafından bulunmuş ve işletilmiştir. Türkmenistan tarafının son dönemdeki itirazı, bu yatakların kendi kıyısına daha yakın olması nedeniyle.

olduğunu iler sürmüş ve Azerbaycan'dan kira talebinde bulunmuştur (Ünal, 1998: 47–48; Kepbanov, 1997–98: 15). Ocak 1997'de Niyazov, Azeri ve Çırag petrol sahalarının Azerilerce konan isimlerini değiştirmiş, Azeri yatağına Hazar, Çırag yatağına ise Osman gibi Türkmence kökenli isimler vermiştir (Oğan, 2001: 170; Nugman, 1998: 88). Bu iddialar karşısında Azerbaycan Kepez'in 1970 yılında belirlenen bölünmeye göre Azerbaycan sektöründe kaldığını, eski SSCB bakanlıklarının, genel müdürlüklerinin ve başka yetkili organların ellerinde bulunan bütün resmi belgelerin bunu ispat ettiğini ve Türkmenistan'ın bu yataklara yönelik iddialarının uluslararası yasal dayanağının ve delilinin olmadığını öne sürmektedir¹¹ (Ünal, 1998: 49).

Azerbaycan ile Hazar'daki tartışmalı petrol sahalarından kaynaklanan sorunların çözülmesini bir süre daha mümkün görmeyen Türkmenistan, Rusya-Kazakistan Anlaşması sonrasında İran ile belirli ölçüde ortak bir tepki sergilemiştir. Bununla birlikte Türkmenistan'ın tutumu halen çok açık değildir. Üstelik Türkmenistan kıyılarına 104 km uzaklıkta bulunan Serdar/Kepez petrol sahası üzerindeki tek taraflı egemenlik iddiasından da vazgeçmiş değildir (Çolakoglu: 114, 1998). Türkmenistan politikasındaki belirsizliği değerlendirdiğimizde, bu ülkenin en önemli ihraç malı olan doğalgazın sadece İran ve Rusya üzerinden batı piyasasına çıkarmak zorunda olduğunu göz önünde tutmamız gerekir. İran ve Rusya ile aynı zamanda geniş ve çok yönlü ticari ilişkileri olan Türkmenistan'ın enerji kaynaklarının batıya nakli hususunda Hazar sularından yararlanması hiç şüphesiz bu ülkeyi ekonomik olarak daha bağımsız hala getirecektir. Ancak bu durum Rusya ve İran için aynı oranda ekonomik kayıp ve belki daha fazlasıyla politik kayıp anlamına da gelecektir. Ayrıca Türkmenistan'ın önce Rusya ve sonrasında İran ile olan beraberliği, Hazar'ın hidro-karbon rezervlerinin en fazla bulunduğu üç Türkî Cumhuriyetin arasındaki temel çekişmenin orta hattın nereden geçeceği ile ilgili olması ve Türkmenistan'ın bu konuda daha avantajlı duruma gelmek istemesi ile ilgili de olabilir. Azerbaycan-Türkmenistan arasında sorunların ortadan kaldırılmasında birçok faktör etkili olabilir. Bunlar arasında en önemlisi hiç şüphesiz ABD'nin de destek verdiği "Trans-Hazar" boru hattı projesidir. Bu proje her iki tarafı ortak çıkarlar çerçevesinde birbirlerine yaklaştıracaktır. Hazar'da en kısa mesafenin Azerbaycan ve Türkmenistan arasında olduğu dikkate alınırsa, bölge ülkeleri arasında statü sorununun çözüme kavuşturulması ile Hazar geçişli projelerin gerçekleştirilme olasılığının çok daha fazla artacağı tespit edilebilir.

¹¹ Azerbaycan ve Türkmenistan arasında en fazla tartışma konusu olan, Türkmenler tarafından "Serdar" olarak adlandırılan "Kepez" yatağı Azerbaycanlı jeolog ve jeo-fizikçiler tarafından 1959 yılında yapılan sismik araştırmalar neticesinde bulunmuştur. "Kepez" yatağında 1983 yılında başlatılan hazırlık çalışmalarından sonra 1986 yılında sondaj çalışmalarına başlanmış ve 1988 yılında bölgeden petrol ve doğalgaz çıkarılmıştır. Fakat bölgede bulunan hidrokarbon rezervlerinin çok derinde yerleşmiş olması kaynağın gereği gibi işletilememesine ve yabancı şirketlerle olan petrol anlaşmalarına da dâhil edilmemesine neden olmuştur (Ünal: 48–49, 1998).

5. Son Gelişmeler ve Sonuç

Hazar Denizi'nin hukuki statü sorununun çözümünün uzaması yalnız sahilardan devletleri değil üçüncü devletleri de artık ciddi bir şekilde etkilemeye başlamıştır. Gerek enerji tüketicisi batılı ülkeler ve gerekse uluslararası enerji şirketleri açısından sorunun çözüme kavuşturulması oldukça önemlidir. Bu açıdan Hazar'ın statüsüyle ilgili sorun, bölgede büyük nüfuz mücadelesinin de aynı zamanda bir göstergesidir. Bilindiği gibi böyle bir çözüme ilk adım 1998'de Rusya ve Kazakistan arasında imzalanan ve deniz dibinden paylaşımı ve üst suların ise ortak kullanımını öngören anlaşma ile atılmıştır.

Bugüne kadar Azerbaycan, Rusya'nın Hazar'daki tutumuna en şiddetli karşı çıkan ülke olmuş ve bu konuda ABD desteğini de arkasına almayı başarmıştır. Sovyet döneminde iç idari sınırların tanınmış olması ve SSCB'nin İran ile imzaladığı anlaşmalarda ortak mülkiyete yönelik herhangi bir hükmün olmaması gibi nedenler, Hazar'da condominium-ortak mülkiyet fikrini hukuki dayanaktan yoksun bırakmaktadır.

Şu halde paylaşımın gerçekleştirilmesi ve neyin kime ait olduğunun belirlenmesi bölgesel işbirliği açısından büyük önem arz etmektedir. Nihai paylaşım açısından Hazar'ın deniz veya göl olarak kabulünün çok fazla da önemi bulunmamaktadır. Zira paylaşım metotları büyük ölçüde aynı sonuçları vermektedir. Rusya, başlangıçta Hazar'ın beş kıyıdaş ülke arasında bölüştürülmesine şiddetle karşı çıkmıştır. Ancak zaman içerisindeki gelişmeler Rusya tarafında yeni fikirleri ortaya çıkarmıştır. Kazakistan ve Azerbaycan'ın kendi sektörlerini belirleyerek uluslararası enerji şirketlerini yatırıma teşvik etmeleri ve Batının desteğini sağlamaları, Rusya'ya uyguladığı stratejisini değiştirmesini ve bu “de facto” oluşumun dışında kalmamak için yeni girişimlerde bulunmasını adeta zorunlu kılmıştır. Rusya, su yüzeyinin ortak kullanımı konusunda taviz alarak Temmuz 1998'de Kazakistan ile Hazar'ın kuzey kısmıyla ilgili olarak deniz yatağı için orta hat prensibini, su yüzeyi içinse ortak sahipliği içeren bir anlaşma imzalamıştır. Bunu Rusya Devlet Başkanı Vladimir Putin'in Bakü ziyareti sırasında Azerbaycan ile 9 Ocak 2001'de yapılan benzer içerikli bir ön protokol izlemiştir (Oğan, 2001: 157). Böylelikle üç ülke aralarında yaptıkları çeşitli anlaşmalarla kendi sektörlerini belirlemiş ve Hazar'ın kuzey bölgesinde bir tür anlaşma sağlanmış bulunmaktadır. Dolayısıyla varılan anlaşmalarla statü konusundaki eski görüşlerin tamamen değiştiğini söyleyebiliriz. Rusya statü konusundaki eski görüşlerinden (Condominium-Ortak mülkiyet) vazgeçmiş, İran-Rusya ittifakı bozulmuş ve Rusya Hazar dibinin sektörlerle bölünmesini kabul etmiştir. Rusya'nın bu politika değişikliğini, Hazar petrollerinin başkaları tarafından faal bir şekilde işletilmesi karşısında bir kenarda beklemekten, çözümlerle enerji kaynakları ağırlıklı ekonomik ve stratejik kazanımlar elde etmek amacıyla yönelik olduğu söylenebilir. Rusya bu konuda daha gerçekçi davranarak adeta gökten yere inmiştir. Ancak Rusya için Hazar'ın altındaki rezervlerden ziyade bir geçiş güzergâhı olarak kullanılması çok daha önemlidir. Dolayısıyla Rusya özellikle Türkmenistan'ın enerji kaynaklarının, kendi kontrolündeki boru hatları dışında Hazar geçişli hatlarla batıya ulaştırılmasına kesinlikle izin vermeyecek, böyle bir durumu meydana getirecek Hazar'ın tümü üzerindeki nihai çözümler içerisinde asla bulunmayacaktır.

Kremlin ve Bakü arasında Ocak 2002'de imzalanan ön protokolden sonra aynı yıl Haziran ayında bu konu tekrar gündeme gelmiş, ancak herhangi bir anlaşmaya varılamamıştır. Sürdürülen görüşmelerin olumlu neticelenmesi ile 23 Eylül'de Moskova'yı ziyaret eden Haydar Aliyev'in Putin ile yapmış olduğu görüşme sonrasında Hazar Denizi'nin iki ülke sınırları içerisinde kalan ulusal sektörleri Rusya ve Azerbaycan arasında imzalanan anlaşma ile resmen bölünmüştür. 18 Eylül'de Bakü'de Bakü-Tiflis-Ceyhan (BTC) petrol boru hattının temel atma törenlerinin ardından H. Aliyev'in Moskova'yı ziyareti ve Rusya Federasyonu ile Hazar Denizi'nin paylaşımı konusunda anlaşmayı imzalaması, Hazar'ın statüsünün belirlenmesine yönelik çabalar açısından önem arz etmektedir¹² (Feifer, 2002).

26 Şubat 2003'te Bakü'de, Hazar'a kıyısı bulunan devletlerin Hazar'ın hukuki statüsü anlaşması taslağının hazırlanması konusunda yapmış oldukları toplantıda Azerbaycan, toplantının Hazar'ın statü sorunun çözümüne yönelik önemli bir aşama teşkil edeceğini umduğunu belirterek İran ile diyaloglarının seyrinden hoşnut olduklarını ve Türkmenistan ile görüşmelere başlamaya hazır olduklarını ifade etmiştir. Azerbaycan, Rusya, Türkmenistan, İran ve Kazakistan temsilcileri toplantı sonucunda ortak bir bildiri yayınlarak, toplantı süresince olumlu adımların atıldığı ve bu adımların bundan sonra yapılacak toplantılarda da süreceği ifade edilmiştir (Arslanlı, 2003). Ancak toplantının üzerinden daha birkaç gün geçmeden İran tarafı statü konusunda bir anlaşma imzalanıncaya dek Hazar'daki petrol ve doğalgaz çalışmalarının durdurulması gerektiğini ifade etmiştir. Bir yandan Azerbaycan, Rusya ve Kazakistan arasında ikili anlaşmalar imzalanmış ve bu ülkeler arasında üçlü anlaşma hazırlanmaktayken, bu süreçte aynı zamanda batı ve ABD'nin taraflara destekleri artmışken ve birçok yatırım projesi fiiliyata geçirilmişken, yukarda belirlediğimiz endişe ve çabaları İran'ın pozisyonunu yorumlamamızda yardımcı olmaktadır.

20–22 Haziran 2007 tarihleri arasında İran'ın başkenti Tahran'da yapılan beş ülke dışişleri bakanlarının katıldığı toplantıdan da elle tutulur herhangi bir sonuç çıkmamıştır. Hazar'ın hukuki statüsü konusunda 15 Nisan 2009'da gerçekleştirilen toplantıda ise Hazar'a kıyıdaş beş ülkenin devlet başkanları Moskova'da bir araya gelmiştir. Rus dışişleri bakanının konu hakkındaki değerlendirmesi, sorunun çözümüne çok yakın olunduğu ve kısa zaman içerisinde Hazar Denizi'nin statüsünü belirleyen bildirgenin Rusya, Azerbaycan, İran, Kazakistan ve Türkmenistan tarafından imzalanabileceği şeklinde olmuştur (www.rusya.ru, 2009). Ancak diğer taraftan Türkmenistan hükümeti, Hazar Denizi'nde Azerbaycan ile olan tartışmalı petrol ve gaz

¹² Bugün orta hat prensibine göre bölümlenen ve Rusya Federasyonu, Kazakistan ve Azerbaycan arasında yapılan ayrı ayrı anlaşmalarla sınırları çizilen ulusal sektörlerin ülkelere göre dağılımı şu şekilde olacaktır: Kazakistan %29,6 (111.296 km²), Azerbaycan %19,5 (73.320 km²), Rusya %18,7 (70.312 km²), Türkmenistan %18,4 (69.140 km²), İran %13,8'lik (51.888 km²) bir paya sahip olacaktır. Görüldüğü gibi beş kıyıdaş ülkeden dördü yüzde 20'nin altında paya sahipler. İran'ın şimdiki "orta hat" prensibini kabul etmesi durumunda SSCB döneminden kalma yüzde 12'lik payı yüzde 2 daha artırarak (belki de biraz daha fazla) yüzde 14'e ulaşabilecektir (Oğan, 2001: 154).

alanları (Azeri-Çırag-Güneşli ve Kepez) üzerindeki haklarının korunması için Uluslararası Tahkime gideceğini de deklere etmiştir (The Messenger Online, 2009; Platts, 2009).

Günümüzde Hazar'ın dibini sektörlere bölme konusunda beş sahilدار cumhuriyet aralarında karşılıklı anlaşmaya yakın gözükmektedirler. Fakat su üstü ve kalın su tabakasının paylaşılmasında itirazlar halen devam etmektedir. Hazar Denizi'nde kısmi de olsa statü sorununun çözülmüş olması ve tarafların çözüm konusunda birbirlerine yakın durması, gerek Trans-Hazar boru hattı yoluyla Türkiye'ye getirilmesi ihtimali bulunan Türkmen gazı projesinin ve gerekse aynı güzergâhla BTC hattına katılması planlanan Kazak petrollerinin Türkiye üzerinden dünya piyasalarına nakledilmesi önündeki en önemli engellerden birinin kısmen de olsa kalkmış olduğu anlamına gelmektedir. Ayrıca halen önemli ölçüde arz tedarik sorunu olan Nabucco Projesi için de statü sorununun çözüme kavuşturulması oldukça önemlidir. Zira sorunun çözülmesi ile Türkmenistan doğalgazı, Hazar dibinden dönecek boru hattı vasıtasıyla projeye dâhil edilebilecek hatta projenin başlangıç noktası dahi olabilecektir. Ancak eski Sovyet Cumhuriyetleri bir şekilde anlaşmaya varsalar bile çözümsüzlüğü bir ekonomik-politik çıkar olarak gören İran sayesinde statü sorunun devam edeceği, en azından kısa vadede bir çözüme kavuşturulamayacağı anlaşılmaktadır. Diğer taraftan Moskova'nın kalın su tabakası ve su üstünün paylaşımı konusundaki direnişi, ortak su tabakasının kullanımında Türkmenistan ve Kazakistan kaynaklı Hazar geçişli boru hatlarının inşasına göz yummayacağı ile doğrudan ilgilidir. Rus gazından bağımsız olması ile önemli ve farklı olan Nabucco projesine alternatif projelerle engel olmaya çalışan Rusya'nın, statü sorununun çözümünde nihai aşamada genel nitelikli çözümlerde, kendi projelerini zora sokabilecek bir kararı almak konusunda çok da istekli olmayacağını söyleyebiliriz.

Kaynakça

- A Survey of Central Asia* (1998), "A Caspian Gamble", *The Economist*, February, 7-11.
- Akdevelioğlu, A. (2003), "İran'ın Orta Asya, Afganistan Ve Azerbaycan Politikası", *Stradigma Aylık Strateji ve Analiz e-dergisi*, 10, <www.stradigma.com>, 05.11.2003.
- Akgün, M., T. Aydın (1999), Türkiye-Rusya İlişkilerindeki Yapısal Sorunlar ve Çözüm Önerileri, 99-264, İstanbul, TÜSİAD Yay.
- Aras, O. N. (2001), Azerbaycan'ın Hazar Ekonomisi ve Stratejisi, İstanbul, Der Yay.
- Arslanlı, A. (2003), "Hazar'ın Statüsü Konusundaki Bakü Görüşmeleri Tamamlandı", *Asam Haftalık Analiz*, 108, <www.asam.org.tr>, 04.Mart.
- Aslan, Y. (1997), Hazar Petrolleri, Kafkas Kördüğümü ve Türkiye, Ankara, Irmak Matbaası.
- Aşula, M. (1998), "Paylaşılan Hazar ve Bakü-Ceyhan", *Türkiye Gazetesi*, 29 Temmuz.
- Azernews* (1998), "The Art Of Doing Business", (7), 25 Feb. - 3 March.

- Bahgat, G. (2002), "Splitting Water: The Geopolitics of Water Resources in the Caspian Sea", *SAIS Review*, XXII (2), Summer-Fall, 273-298.
- Bahgat, G. (2005), "Energy Security: The Caspian Sea", *Minerals&Energy*, 20 (2), 3-15.
- Barylski, R. (1995), "Russia The West, and the Caspian Anergy Hub", *Middle East Journal*, 49 (2), 217-233.
- Bilici, A. (2003), "Petrolü, Doğalgazı, Havyarı Var Statüsü Yok" (Rusya Dışişleri Bakanlığı Hazar Çalışma Grubu Başkanı, Büyükelçi Yuri Merzlyakov'la yapılan röportaj), <<http://arsiv.aksiyon.com.tr/arsiv/182/pages/dosyalar/dos7.html>>, 20 Ekim.
- Bölükbaşı, S. (1999), "Türkiye ve Hazar Denizi Petrolleri", M.B. Altınışık (Der), İstanbul, Boyut Yay., 230-240.
- Caspian Investor* (1997), "Politics and Decisions Making", 14, 56-57.
- Clagett, B.M. (1995), "Ownership of Seabed and Suboil Resources in the Caspian Sea Under the International Law", *Caspian Crosroad Magazine*, 1 (3), 3-12.
- Croissant, C.M., M. P. Croissant (1996-97), "Hazar Denizi Statüsü Sorunu: İçeriği ve Yansımaları", *Avrasya Etüdleri Dergisi*, 3 (4), 23-49.
- Croissant M. P. (1996), "Transkafkasya'da Petrol ve Rus Emperyalizmi", *Avrasya Etüdleri Dergisi*, 3 (1), 16-26.
- Çolakoğlu, S. (1998), "Uluslararası Hukukta Hazar'ın Statüsü Sorunu", *AÜ Siyasal Bilgiler Fakültesi Dergisi*, 53 (1-4), 107-122.
- Dabiri, M.R. (1994), "A New Approach to the Legal Regime of the Caspian Sea as a Basis for Peace and Development", *The Iranian Journal of International Affair*, 6 (1-2), 28-46.
- Dion, R. R. (1998), "Cutting up the Caspian", *The World Today*, March.
- Energy Information Administration (EIA), (2007), *Caspian Sea Region: Survey of Key Oil and Gas Statistics and Forecasts*, <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Caspian/images/caspian_balances.xls>, 7 Ocak.
- Federov, Y. (1996), "Russian Policies toward Caspian Region Oil: Neo-İmperial or Progmatic?", *Perspectives on Central Asia*, 1 (6), <<http://www-ccf.usc.edu/~bagirov/Azeri/htm>>, 06.04.2002.
- Feifer, G. (2002), "Russia, Azerbaijan Sign Agreement on Sea Boundaries", 24 September, RFE/RL, <<http://www.rferl.org/nca/features/2002/09/24092002152937.asp>>, 17.07.2003.
- Feller, G. (1996), "Oil and Gas in The Caspian Sea Region", *Washington Report on Middle East Affairs*, 15 (15), 33-40.
- Gökay, B. (1988), "Caspian Uncertainties: Regional Rivalries and Pipelines", *Perceptions*, March-May, 49-66.

- Gustafson, T., L., Ruseckas (1995), *The Caspian Sea: Whose Waters? Whose Oil?*, Cambridge Energy Research Associates, 1-26.
- Harp Akademileri Komutanlığı Yayınları (1999), *Orta Asya-Hazar-Ceyhan Boru Hattı*, İstanbul, Harp Akademileri Basım Evi.
- Hunter, S.T. (2003), "Iran's Pragmatic Regional Policy", *Journal of International Affairs*, LVI (2), Spring, 133-148.
- İşcan, İ.H. (2007), "Türkiye Avrupa Birliği İlişkilerinin Geleceği Açısından Avrupa Birliği Enerji Güvenliği Sorunu", *Uluslararası Ekonomi ve Dış Ticaret Politikaları Dergisi*, 1 (2), 113-168.
- Kepbanov Y.A. (1998), "Hazar Denizinin Yeni Siyasal Statüsü, Bölgesel İşbirliği ve İstikrarın Temelidir", A.Yalçınkaya (Der), *Türkiye Cumhuriyetleri ve Petrol Boru Hatları*, İstanbul, Bağlam Yay., 57-64.
- Kepbanov, Y.A. (1997-98), "The New Legal Status of the Caspian Sea is the Basis of Regional Co-operation and Stability", *Perceptions, Journal of International Affairs*, 2 (4), 8-16.
- New Europe* (1997), "US Official Urges Compromise On Kypaz", London, 23-29.
- Nugman, G. (1998), "Hazar Denizi'nin Hukuki Statüsü", *Avrasya Etüdleri Dergisi*, 13, 80-91.
- Oğan, S. (2001), "Hazar'da Tehlikeli Oyunlar: Statü Sorunu, Paylaşılmayan Kaynaklar Ve Silahlanma Yarışı", *Avrasya Dosyası Türkmenistan Özel Sayısı*, 7 (2), 143-183.
- Oğan, S. (2002), "Hazar Denizi Rusya, Kazakistan ve Azerbaycan Arasında Bölüştürüldü", *Asam Haftalık Analiz- 16-22.Eylül*, <www.asam.org.tr>, 25 Eylül.
- OPEC Bulletin* (1997), "Iran Protests Against Unilateral Oil Grab in Caspian Sea Area", December, 27-28.
- Panier, B. (1996), "Kazakhstan Oil to Run Through Iran", *OMRI Daily Digest*, 2, (158), 15 August.
- Platts* (2009), "Caspian Border Dispute Poses Europe Gas Supply Questions", 27 July, <<http://www1.platts.com/Natural%20Gas/News/8744417.xml?S=printer&p=Natural%20>>, 12.08.2009.
- Pearson, J. (1997), *Azerbaijan International Operating Consortium*, Presentation Paper, New Opportunities in the Black Sea Region, Business Conference, İstanbul, 177-180.
- Raczka, W. (2000), "A Sea Or Alike? The Caspian's Long Odyssey", *Central Asian Survey*, 189-218.
- Radikal Gazetesi* (1998), "Hazar'da Kavga Kızıştı" 9 Temmuz.
- Regional Review Executive Summary (2003), BTC Company Ed.
- Roy, O. (2002a), "İran'ın Orta Asya Politikası", *2023 Dergisi*, Haziran, <<http://www.2023.gen.tr/haziran2002/dosyalar1.html>>, 03.06.2009.

- Roy, O. (2002b), "The Iranian Foreign Policy toward Central Asia", <www.soros.org>, 22 Aralık.
- Russian International Affairs* (1995), FBIS-SOV-95-188-S, 28 September, 10-12.
- Sarıahmetoğlu, N. (1998), "Kafkasya-Ötesi'ndeki Siyasi Gelişmeler ve Hazar Petrolleri", A. Yalçınkaya (Der), *Türk Cumhuriyetleri ve Petrol Boru Hatları*, İstanbul, Bağlam Yay., 23-38
- Schofield, C., M. Pratt (1996), "Claims to The Caspian Sea", *Jane's Intelligence Review*, February, 75-78.
- Shoumikhin, A. (1996), "Economics and Politics of Developing Caspian Oil Resources", *Perspectives on Central Asia*, 1 (8), November, 1-4.
- The Messenger Online*, (2009), "Turkmenistan and Azerbaijan Argue about the Oil Fields in The Caspian Sea Bed", 29 July, <http://www.messenger.com.ge/issues/1907_july_29_2009/1907_econ_two.html>, 10.08.2009.
- U.S.E.I.A. (2002), *Caspian Sea Region: Legal Issue*, <<http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/caspian>>, 22.07.2003.
- Ünal, Ö.F. (1998), "Azerbaycan ve Türkmenistan Arasında Kepez Problemi", *Journal of Qafqaz University*, 1, 42-55.
- Voitlovsky, G. (1998), "The Caspian Problem and Interest of Russia", *Foreign Trade*, 13 October.
- Yusufzade, K. (1994), "The Status of the Caspian", *Azerbaijan International*, Autumn, <<http://www.azer.com/2tu.folder/24.statuscaspian.html>>, 02.07.1998.
- Zevelev, I. (1998), "Russian Foreign Policy and Strategic Interest in Caspian Region", *The Geopolitics of Oil, Gas, and Ecology in the Caucasus and Caspian Basin*, 16 May, Conference Report, Barkeley, 66-74.

Türkiye ile AB Üyesi Ülkelerin Elektrik Üretim Sektörlerinin Etkinlik ve Verimlilik Analizi: 2000–2006 Dönemi için Uluslararası bir Karşılaştırma

Yetkin ÇINAR

yetkin.cinar@politics.ankara.edu.tr

The Efficiency and Productivity Analysis of Turkish and EU Member States' Electricity Generation Sectors: An Inter-country Comparison for the Period 2000-2006

Abstract

As a respond to the rapid increase in electricity demand in 2000s, establishing productive and efficient electricity generation sector becomes one of the primary goals of energy policies in many countries. This study compares the efficiencies of the electricity generation sectors of Turkey and EU member countries while determining a degree of convergency in efficiencies and change in the total factor productivities between the years 2000 and 2006, via non-parametric methods. The correlations between the sector efficiencies and their size, competitiveness and nuclear capacity infrastructure are computed, as well. The results indicate that, in the analysis period, EU member countries improved their efficiencies and converged. Turkey performed near to the mean value of EU countries' except from 2001, the crisis. Evidence also suggests that, the more competitive or larger sectors owing nuclear capacity achieved relatively higher efficiencies.

Key Words : Electricity Generation, Efficiency, Productivity, Convergency, Competitiveness, Data Envelopment Analysis, Non-parametric Methods, Turkey, European Union.

JEL Classification Codes : L94, C14, D24.

Özet

Son yıllarda hızla artan elektrik enerjisi talebine karşılık birçok ülkede elektrik üretim sektörünü daha verimli ve etkin hale getirmek enerji politikalarının temel hedeflerinden biri olmuştur. 2000–2006 yıllarını kapsayan dönem için Türkiye ile Avrupa Birliği (AB) üyesi ülkelerin elektrik üretim sektör etkinliklerini parametrik olmayan yöntemlerle karşılaştıran bu çalışmada, etkinlikler arasındaki yakınsama derecesi ve toplam faktör verimliliği endeksindeki değişimler belirlenmiş, etkinlik skorları ile sektörlerin büyüklüğü, rekabetçilik düzeyi ve nükleer güç altyapısı arasındaki ilişkiler araştırılmıştır. Sonuçlar, AB ülkelerinin etkinliklerini artırırken birbirlerine yaklaştıklarını, Türkiye'nin 2001 kriz yılı hariç AB ortalamasına yakın bir performans gösterdiğini ve nükleer kurulu güce sahip, büyük veya rekabetçi sektörlerin göreceli etkinliklerinin daha yüksek olduğunu göstermiştir.

Anahtar Sözcükler : Elektrik Üretimi, Etkinlik, Verimlilik, Yakınsama, Rekabetçilik, Veri Zarflama Analizi, Parametrik Olmayan Yöntemler, Türkiye, Avrupa Birliği.

1. Giriş

Elektrik enerjisi ülkelerin ekonomik ve sosyal gelişimini destekleyen en önemli faktörlerden birisidir (Tunç ve diğ., 2006: 50). Elektrik üretim ve tüketimine yönelik politikalar, gerek Avrupa Birliği (AB) gerekse AB'ne üyelik süreci içerisinde bulunan Türkiye'nin öncelikleri arasındadır (OECD, 2005; ETKB, 2009; EC, 2009a, 2009b, 2009c). Elektrik sektörü bu bağlamda tüm ülkelerde hızlı bir gelişim göstermektedir. Türkiye'nin elektrik enerjisi talebi, 1999 yılında 118 milyar Kilowatt-saat (kWs) iken, 2007 yılı sonunda 190 milyar kWs seviyesine ulaşmıştır (TEİAŞ, 2009: 4). Bu gelişme, yıllık birleşik ortalama olarak %7,46 oranında bir artış anlamına gelmektedir. Hızla artan talebi karşılamak üzere, 1999 yılında 116 milyar kWs olan elektrik üretimi, 2007 yılında 192 milyar kWs olarak gerçekleşmiştir. Ulaşılan üretim seviyesi, Avrupa Birliği üyesi 27 ülkenin ortalamasından (125 milyar kWs) yüksek olmakla birlikte, kişi başına üretim açısından Türkiye hala AB'nin oldukça gerisindedir. 2007 yılı sonu itibariyle Türkiye'de kişi başına elektrik üretimi 2749 kWs ve kişi başına kurulu güç 586 Watt iken; AB'nde, kişi başına 6790 kWs olarak gerçekleşen üretim kişi başına 1573 Watt kurulu güç ile sağlanmıştır (EUROSTAT).

Elektrik üretimi ihtiyacının gelecek yıllarda da artacağı öngörülmektedir. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı projeksiyonlarına göre elektrik üretimimizin 2020 yılında, yüksek talep senaryosuna göre yıllık yaklaşık %7,7 artışla 499 milyar kWs'e, düşük senaryoya göre ise yıllık ortalama %5,96 artışla 406 milyar kWs'e ulaşacağı beklenmektedir. Bu üretimin karşılanması için 2007 yılı itibariyle 40.835 Mega-Watt (MW) olan kurulu gücün 2020 yılına kadar olan dönemde en az iki katına çıkartılması gerektiği vurgulanmaktadır (EÜAŞ 2008: 5).

Bunun yanında, Türkiye elektrik enerjisi ihtiyacını karşılamada ithalata bağımlı ülkeler arasındadır. 2007 yılı itibariyle AB ülkelerinde ortalama %53,1 seviyesinde olan bu oran, Türkiye için %74,5 seviyesindedir (EUROSTAT).

Bu çerçevede, Ülkemizin elektrik üretim sektörünün önünde duran temel sorunlar; "hızla artan elektrik talebinin karşılanması" ve "ithalat bağımlılığından kaynaklanan riskleri azaltmak" olarak görünmektedir. Üretim ihtiyacının karşılanması için yeterli yatırımların yapılmasını sağlamak amacıyla sektörde 2001 yılında yayımlanan 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ile önemli yapısal reformlar gerçekleştirilmiştir (Bagdadioglu ve Odyakmaz, 2009: 144). Kanunla, Türkiye Elektrik A.Ş. (TEAŞ); Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ), Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş. (TETAŞ) ve Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ) olmak üzere üç kuruma ayrılmıştır. Bu kurumsal ayırım, elektrik üretim, dağıtım ve ticareti piyasalarının da ayrışmasını sağlamıştır. Kanunla ayrıca, yeni üretim yatırımlarının özel sektör tarafından yapılması öngörülmüş ve sektörü düzenleyici özerk bir kurum olan Enerji Piyasasını Düzenleme Kurumu (EPDK) kurulmuştur. Bu politikalar doğrultusunda uygulamalara halen devam edilmektedir (ETKB, 2009).

Avrupa’da ise elektrik piyasalarında 1990’larda hız kazanan serbestleşme ile “tek ve tamamen serbest bir elektrik sektörü oluşturmak” enerji politikasının temel hedeflerinden biri haline gelmiştir. AB komisyonu direktifleri doğrultusunda ülkeler farklı tarihlerde sektörlerini rekabete açmaya başlamışlardır. Elektrik sağlayıcısını özgürce seçme hakkına sahip olma anlamına gelen bu uygulamaya 1998 yılında geçen İngiltere, Finlandiya, Almanya ve İsveç’i, 2000’lerin başında Avusturya, Danimarka, Hollanda ve İspanya takip etmiştir (EC, 2001). Uluslararası niteliğe de sahip olan büyük ulusal (national champions- Electricité de France (EDF), Gas de France (GDF) gibi) tekellerin piyasaya hâkim olduğu bazı ülkelerin direnişine karşın, Avrupa Birliği elektrik ve gaz piyasaları büyük ölçüde rekabete açılmış bulunmaktadır (EC, 2009c: 4; Bağdadioglu, 2009). Ancak bu gelişmelerin beklenen sonuçlarından çok, Avrupa’da doğal ve uluslararası dev tekellerin oluşmasına yol açtığı görüşleri sıklıkla ileri sürülmektedir (Jamassb ve Pollitt, 2003 ve 2005; Tamzok, 2008).

Elektrik gücü üretim sürecinin önemli bir sorunu da sistemin yeterli gücü sürekli ve güvenli olarak sağlaması konusudur. Bu da sistemin dayandığı kurulu kapasitenin kaynağı ve teknolojisi ile ilişkilidir (Vaninsky, 2006: 327). Ülkemizin elektrik üretimi büyük ölçüde fosil yakıtlardan (doğal gaz ve kömür) elde edilmektedir. 2007 yılında Türkiye’nin elektrik kurulu gücünün %66,7’si termik santrallerden, %32,8’i hidro-elektrik santrallerinden oluşmakta iken; AB’nde kurulu gücün %57,6’sını termik, %18’ini hidro-elektrik ve %15’ini ise nükleer santraller oluşturmaktadır. Bunlar arasında kullandığı teknoloji nedeniyle elektrik üretiminde kapasite faktörü açısından en güçlü ve en az maliyetli kaynak nükleer enerji olmaktadır (EC, 2009: 16; Tunç ve diğ., 2006: 58).

Bu bağlamda, Türkiye’de de gerek artan talebi karşılamakta, gerekse ithalat bağımlılığından kaynaklı riskleri azaltmada faydalı olacağı düşünülen bir diğer politika, 2015–2020 yılları arasında nükleer enerjinin de elektrik üretim kompozisyonuna dâhil edilmesidir (EÜAŞ 2008: 7). Bu amaçla, 5710 sayılı Nükleer Güç Santrallerinin Kurulması ve İşletilmesi ile Enerji Satışına İlişkin Kanun 2008 yılı başında yürürlüğe girmiş ve aynı yıl ilk nükleer santral yapımını gerçekleştirecek firmanın seçimi için ihale ve değerlendirme sürecine başlanmıştır.

Yukarıda sayılan politikaların özünde sektörde üretimi ve verimliliği artırmak yatmaktadır. Nitekim, kamu otoriteleri tarafından enerji politikasının amacı, “ekonomik büyüme ve sosyal gelişmeyi destekleyecek şekilde zamanında, güvenilir ve yeterli miktarda enerjiyi çevre korumaya yönelik önlemlerle beraber, ekonomik koşullarda tüketime sunmak” olarak belirlenmiştir (ETKB; 2009, EÜAŞ, 2008:5).

Bir sektörün verimliliğini rakiplerinininki ile karşılaştırmalı olarak ölçmek gerekmektedir. Bu düşünüşten hareketle bu çalışmada, Türkiye ile AB ülkelerinin elektrik üretim sektör etkinlikleri 2000–2006 dönemi için karşılaştırmalı olarak analiz edilmektedir. Bu amaçla, bir ekonomide etkin sınırın kullandığı girdilerle en yüksek çıktı bileşimini üreten üreticiler tarafından oluşturulduğunu varsayan ve ilgili ekonomide

faaliyet gösteren üretim birimlerini bu sınıra olan uzaklıklarına göre karşılaştırarak, her birim için bir göreceli etkinlik değeri hesaplayan Veri Zarflama Analizi (VZA) yöntemi kullanılacaktır. Öncelikle, sektörün girdi ve çıktı değişkenlerinin analiz dönemi için ortalama değerleri üzerinde gerçekleştirilen analizler ile ülkelerin homojen bir yapıda karşılaştırılmasını sağlayacak VZA modelleri oluşturularak, elektrik üretimi politikaları ile ilgili olarak yukarıda değinilen sorunlara ilişkin değişkenlerin (sektörlerin büyüklüğü, rekabetçilik düzeyleri ve nükleer güç altyapıları) etkinlik sonuçlarıyla ilişkileri ortaya konulacaktır. Bu yaklaşımla kurulan modeller ile ülkelerin etkinlik skorlarının ve toplam faktör verimliliklerinin zaman içindeki gelişimi yine VZA temelli Malmquist Verimlilik Endeksi ile ele alınacaktır. Çalışmada, analiz dönemi boyunca AB ülkelerinin etkinlik skorları ve sıralamaları bazında birbirlerine yaklaşıp yaklaşmadıkları da ortaya konulmaktadır. Tüm bu analizlerde VZA yönteminin yanı sıra, Spearman korelasyonu, Tobit regresyonu, Kendall W ve Friedman testleri gibi istatistiksel yöntemlerden yararlanılmaktadır.

Yazında, Türkiye'nin elektrik üretim sektörünün etkinliğini uluslararası karşılaştırmalarla değerlendiren bir çalışmaya rastlanmamıştır. Türkiye'nin elektrik sektöründeki etkinliğin ve buna etki eden faktörlerin analiz edildiği en önemli çalışma Bağdadioğlu ve diğ. (1996)'dır. Bu çalışmalarında yazarlar, Türkiye'de elektrik dağıtım sektöründe kamu veya özel firma sahipliği yapısının etkinlik üzerindeki etkisini araştırmışlardır. Dünyada VZA ile elektrik üretim sektöründe yapılan ilk uygulama, aynı zamanda bu analizin mucitlerinden olan Banker (1984) tarafından gerçekleştirilmiştir. Çalışmamızda ele alınan biçimiyle, daha dar veya geniş kapsamlı olarak elektrik üretimindeki etkinliği uluslararası karşılaştırmalarla ele alan makalelerden önemli bazıları ise; Golany ve diğ. (1994), Whiteman (1995 ve 1999), Yunos ve Hawdon (1997), Meibodi (1998), Steiner (2000), Olatubi ve Dismukes (2000), Domah (2002), Nemoto ve Goto (2003), Vaninsky (2006), Saleem (2007), Barros ve Peypoch (2008), Yang ve Pollitt (2009) olarak sayılabilir. Bunların yanında, sektörün girdi verimlilikleri açısından uluslararası kıyaslamalara konu edildiği Lawrence ve diğ. (1997) ve Diewert (1999)'dan da yararlanılmıştır. Tüm bu çalışmalarda VZA veya uygun parametrik yöntemlerin yardımı ile elektrik sektöründe etkinlik ve ona etki eden faktörler farklı bölgelere veya dönemlere ilişkin olarak, firma ya da ülke bazında ölçülmektedir. İlgili uluslararası yazın Abbott (2005), Estache ve diğ. (2005), Jamasb ve diğ. (2005) ile Zhou ve diğ. (2008)'de kapsamlı ve güncel olarak incelenmektedir.

Çalışmanın ikinci bölümünde, analizlerde kullanılan yöntemler açıklanmakta; üçüncü bölümde uygulama esasları ile veri ve analiz sonuçlarına yer verilmektedir. Son bölümde ise çalışma genel bir değerlendirme ile sonlandırılmaktadır.

2. Analizde Kullanılan Yöntemler

2.1. Etkinlik Ölçümü ve Veri Zarflama Analizi

Bir ekonomi veya endüstride, belirli teknoloji altında, her girdi bileşimi için üretilebilecek maksimum bir çıktı bileşiminin mevcut olduğu varsayılırsa, bu seviyeler bir “üretim sınırı”nı oluştururlar. Farrell (1957), “üretim sınırı”nı varsayılan (sanal) bir fonksiyon olmaktan çıkararak, “mevcut üretim birimlerinden göreceli olarak en iyi başarıma sahip olanları birleştiren ve tüm gözlemleri bir zarf şeklinde çevreleyen bir küme ya da yapı” olarak tanımlamış ve bu sınırı “(göreceli) teknik etkinlik sınırı” olarak adlandırmıştır. Buna göre, bir üretim birimi “eğer bazı girdi ve çıktı düzeylerinde bir kötüleştirme yapmadan diğerlerini iyileştirmenin mümkün olduğu yönünde ele alınan diğer üretim birimleri tarafından ortaya konulmuş bir kanıt yoksa” etkindir (Cooper ve diğ., 2000: 3).

Bu tanımdan hareketle, optimal bir değer veya üretim fonksiyonu varsaymaksızın, ele alınan üretim birimlerinin göreceli etkinlik düzeylerinin saptanması mümkün olmuştur. Böylece mevcut girdi ve çıktı bileşimleri ile en iyi başarıma sahip olan birimler ve bunlar tarafından oluşturulan parametrik olmayan bir etkin sınır belirlenerek, bu sınırın altında üretim yapanlar, “etkin olmayan” olarak nitelendirilirler. Mevcut koşullarda (veri teknolojide) üretim sınırının üstünde üretim yapmak olanaksız olduğundan, etkin sınırın aynı zamanda endüstrideki mevcut “üretim teknolojisini” tanımladığı da söylenir (Coelli ve diğ., 2005: 3).

Bir üretim birimi, ölçeğini büyütürken etkin sınırdan ayrılmadan verimliliğini artırabileceği gibi; birimin etkinliğinin (etkinsizliğinin) bir kısmı üretimde bulunduğu ölçekten kaynaklanıyor olabilir. Bu nedenle, etkinlik analizlerinde, teknik etkinliğin yanında birimin “en uygun ölçekte üretim yapma yeteneği” olarak tanımlanan ölçek etkinliği de ölçülmekte ve bu ikisi toplam etkinliğin bileşenlerini oluşturmaktadırlar (Coelli ve diğ., 2005: 58-59).

Etkinlik ölçümü veya analizi, “parametrik olmayan (deterministik)” veya “parametrik (stokastik)” yaklaşımlarla ele alınabilir. Pratikte, üretimin çok-girdi ve çok-çıktı içeren doğaya sahip olması ve üretim fonksiyonunu (optimal üretim bileşimlerini) doğru tahmin etmekteki zorluk nedeniyle parametrik olmayan yöntemlerin diğerlerine göre üstünlükleri vardır. Charnes ve diğ. (1978) tarafından Farrell’in göreceli etkinlik tanımından hareketle geliştirilen Veri Zarflama Analizi, parametrik olmayan yaklaşımın avantajlarını bünyesinde barındırmanın yanı sıra, etkin olmayan birimlerin etkin olabilmek için kendilerine hangi birimleri örnek almaları gerektiğini ve hangi girdi ve çıktılarında ne şekilde değişikliklere giderek bunu başarabileceklerini belirleme olanağı da verir. Bu avantajıyla VZA, etkinlik analizlerinde oldukça sık kullanılan bir yöntem haline gelmiştir (Emrouznejad ve diğ., 2008).

Bişimsel anlatımla VZA yönteminde, her $j (1,..n)$ üretim birimi için bir $\mathbf{x}_j = (x_{j_1}, ..., x_{j_m}) \in \mathbf{R}_+^m$ girdi vektörünün bir $\mathbf{y}_j = (y_{j_1}, ..., y_{j_k}) \in \mathbf{R}_+^k$ çıktı vektörünü ürettiği varsayılır. Burada m ele alınan girdi sayısı, k çıktı sayısıdır. Böylece veri kümesi, satırları üretim birimlerinden, sütunları $\mathbf{x}_j$ ve $\mathbf{y}_j$ vektörlerinden oluşan “üretim birimleri girdi matrisi” $X \in \mathbf{R}_+^{m \times n}$ ve “üretim birimleri çıktı matrisi” $Y \in \mathbf{R}_+^{k \times n}$ olarak belirlenir.

Üretim sınırı, diğer bir ifadeyle "üretim zarfı ya da yüzeyi", veri kümesi içinde gözlemlenen n adet birimin girdi ve çıktı matrislerinin oluşturduğu üretim uzayında, birimlerin “çıktılarının ağırlıklı toplamının, girdilerinin ağırlıklı toplamına oranı” ile karşılaştırılması sonucunda, bu oranı en çoklayan (en iyi başarıma sahip) birimler tarafından oluşturulur (Coelli ve diğ., 2005: 161-162).

Üretim birimleri, üretim etkinliklerini maksimum yapmak amacıyla, girdi ve çıktılarına farklı ağırlıklar atayarak diğer birimlere göre en yüksek skora ulaşmaya çalışırlar. Böylece karşılaştırıldıkları birimlere göre ya etkin sınırı oluşturmaya ya da bu sınıra en yakın noktaya ulaşmayı hedeflerler. Bu amacı gerçekleştirmek için gerekli karşılaştırmaları yapmayı ve bir birim için en uygun girdi-çıkıtı ağırlıkları bileşimini bulmayı sağlayan ve Charnes ve diğ. (1978) tarafından ilk olarak geliştirilen bu “oransal nitelikli matematiksel model” matris formunda aşağıda verilmiştir.

Buna göre, h_j , bir $j \in (1,..n)$ birimi için (optimal) etkinlik skorunu, $u \in \mathbf{R}_+^m$ ve $v \in \mathbf{R}_+^k$ ise sırasıyla bu birimin girdi ve çıktı ağırlıkları vektörlerini göstermek üzere,

$$Maks \ h_j = \frac{vY_j}{uX_j} \quad (1)$$

$$s.t. \quad \frac{vY_j}{uX_j} \leq 1$$

$$u, v \geq 0$$

modeli gözlemlenen tüm üretim birimleri için ayrı ayrı (n kez) çözümlenerek tüm birimlerin etkinlik skorlarına ulaşılır. Etkinlik skoru, ilk kısıt gereğince birden büyük olamaz.

Oransal ifadelerle tanımlanan bu model, çözümündeki zorluk nedeniyle, içerdiği oranın payı ya da paydası bire eşit olmaya zorlanarak doğrusal hale getirilmiştir. Böylece etkili doğrusal programlama algoritmalarıyla çözümü mümkün hale gelmiştir. Aşağıda VZA'nın doğrusal programlama modeli (2) verilmektedir. Gösterimin solunda (2-a), oransal (1) modelinin doğrusal ifadesi; sağında ise (2-b), bu modelin hem çözüm de hem de yorumlama açısından kolaylık sağlayan ikilisi yer almaktadır (Coelli, 2005: 163).

$$\begin{array}{ll}
 \text{Maks } h_j = vY_j & \text{(2-a)} \\
 \text{s.t.} & uX_j = 1 \\
 & vY - uX \leq 0 \\
 & u, v \geq 0
 \end{array}
 \qquad
 \begin{array}{ll}
 \text{Min } \Phi_j & \text{(2-b)} \\
 \text{s.t.} & Y\lambda \geq y_j \\
 & X\lambda \leq \Phi x_j \\
 & \lambda \geq 0, \Phi \text{ kısıtlanmamış}
 \end{array}
 \qquad (2)$$

Veri Zarflama Analizi yazınında, (2-a) modeline “çarpımsal model”, (2-b) modeline ise “zarflama modeli” adı verilmektedir (Tarım 2001: 62).

Zarflama modeli, her j üretim biriminin sanal bir etkin sınıra dik (radial) uzaklık ölçüleri bazında karşılaştırılması ve bu uzaklığın minimize edilmesi ilkesine dayanır. Model, her j birimini mevcut diğer gözlemlerle karşılaştırarak hangilerinin etkin sınırı oluşturduğunu ve diğerlerinin bunlara ne kadar yakın (veya uzak) olduğunu hesaplar. Modelde, gözlem kümesindeki diğer birimlerin girdi ve çıktı matrislerinin pozitif λ ağırlıkları vektörü ile çarpımları $X\lambda$ ve $Y\lambda$ ile gösterilmektedir. Bu anlamda modelde, “en az j biriminin girdi veya çıktı vektörleri kadar iyi” olan doğrusal bileşimlerin varlığı, çıktılar için $Y\lambda \geq y_j$ ve girdiler için $X\lambda \leq x_j$ ile gösterilmiştir. Eğer bu özelliği sağlayan başkaca bir birim mevcut değilse j birimi “etkin” olarak nitelendirilir. İlgili kısıtlar bir birimin çıktı veya girdilerinin, diğer tüm birimlerin çıktı veya girdi bileşimlerini aşmamasını sağlayarak, ilgili veriyi çevreleyen bir zarf oluşturur. Bir j birimi ancak kısıtlarda eşitlik sağlanması; yani, eşitsizlikleri eşitlik haline çevirmek için tanımlanan boş değişkenlerin sıfıra eşit olması durumunda “etkin” birim olacak ve etkin sınır üzerinde yer alacaktır. Etkin birimler için Φ_j^* bire eşit, diğerleri için birden küçük bir sayı tespit edilir (Coelli ve diğ. 2005: 162).

VZA modelleri, etkin olmayan bir birimin etkinliğini geliştirmesi için ne yapması gerektiğini açıklama olanağı da verir. Etkin olmayan bir j birimi etkin sınırın içinde kalmak koşuluyla girdi vektörünü (x_j) nereye kadar azaltabileceğine baktığı ve etkin sınır da diğer gözlemlerden oluştuğu için bu sınır üzerinde bir nokta aslında j'nin ulaşmaya çalıştığı nokta olacaktır. Etkin sınır üzerindeki her nokta gibi bu da sınırı oluşturan gözlemlerin girdi-çıkıtı bileşimlerinin doğrusal bir kombinasyonu olacağından, bu noktayı hangi birimlerin doğrusal kombinasyonları oluşturuyorsa onlara da “hedef birimler”

(targets) denir. Etkin olmayan bir birimin kendisine hedef aldığı bir birim gibi etkin olma sürecinde, en az mevcut çıktı düzeyinde kalarak etkinlik skoru elde etmede sıfırdan büyük ağırlık verdiği girdi bileşimleri için $(1 - \Phi_j^*) \times 100$ oranında azaltmaya gitmesi gereklidir (Tarım 2001: 64–69).

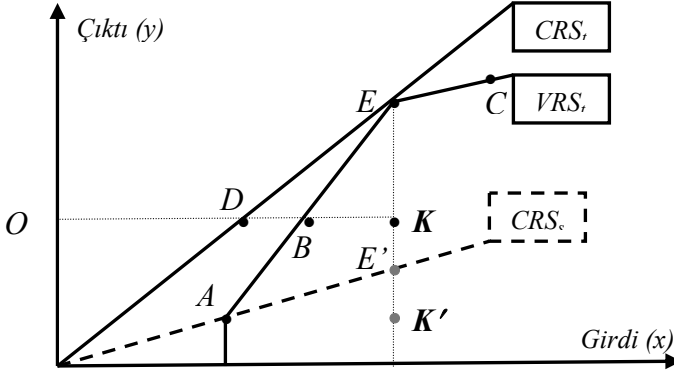
Charnes ve diğ. (1978) tarafından ortaya konulan VZA'nın orijinal modeli (1) ve doğrusal programlama eşdeğerleri (2), tüm üretim bileşimlerinin sabit oranlarda değiştirilebileceği bir teknoloji olarak tanımlanan “Sabit Ölçek Getirisi”ni (Constant Returns to Scale_CRS) varsayar. Banker ve diğ. (1984) ise VZA modeline “Değişen Ölçek Getirisi” (Variable Returns to Scale_VRS) varsayımını eklemişlerdir. Bu varsayıma göre, birimler faaliyetlerinin büyüklüğü değiştiğinde aynı girdi bileşimi değişimine karşılık çıktılarını farklı oranlarda artırıp azaltabilirler.

Üretim ölçeği getirisine ilişkin yapılan bu varsayımlar matematiksel modelde " λ ağırlıkları"nı tanımlayan kısıtlar tarafından belirlenmektedir. Diğer deyişle, zarflama modelinde λ 'nın ne şekilde kısıtlandığı çizilecek "etkin zarfın biçimi"ni belirler. Buna göre CRS için $\{\lambda \in R^n : \lambda \geq 0\}$ olarak tanımlanan kısıt; VRS için $(n \times 1)$ boyutunda birim vektör $e^T = [1, 1, \dots, 1]$ olmak üzere $\{\lambda \in R^n : \lambda \geq 0, e^T \lambda = 1\}$ şeklinde tanımlanır. Buna göre, VRS kısıtları ile değişken ölçek getirisi varsayımı altında girdi-çıktı ekseninde konveks (parçalı doğrusal) bir etkin sınır (zarf) oluşturulur. Bu sınır üzerinde kalmak koşuluyla, bir birim girdi artışına karşılık daha fazla oranda çıktı üretilen bölgeye “Artan Ölçek Getirisi (Increasing Returns to Scale_IRS)”, tersine girdilerdeki artış oranından daha az oranda çıktı artışı gerçekleşen bölgeye “Azalan Ölçek Getirisi (Decreasing Returns to Scale_DRS)” adı verilir. IRS için model $\{\lambda \in R^n : \lambda \geq 0, e^T \lambda > 1\}$, DRS içinse $\{\lambda \in R^n : \lambda \geq 0, e^T \lambda < 1\}$ kısıtları ile tanımlanır (Banker ve Thrall, 1992).

VZA yöntemi, girdiye ve çıktıya yönelik olarak iki yönlü kullanılabilme özeliğine sahiptir. Girdiye yönelik bir VZA modeli, belirli bir çıktı bileşimini en etkin bir şekilde üretebilmek amacıyla, kullanılacak en uygun girdi bileşiminin nasıl olması gerektiğini araştırır. Çıktıya yönelik VZA modeli ise belirli bir girdi bileşimi ile en fazla ne kadar çıktı bileşimi elde edilebileceğini inceler (Charnes ve diğ., 1981: 669). Yukarıda sunulan (1) ve (2), VZA modellerinin “girdi odaklı” biçimleridir.

Aşağıdaki Şekil 1 tüm bu açıklamaları görsel olarak ifade etmektedir. Şekilde, tek girdi ve tek çıktı kullanan aynı üretim birimleri için, sabit ve değişken ölçek getirisi varsayımları altında çözülen veri zarflama analizi modelleri tarafından belirlenen etkin sınırlar (CRS ve VRS) bir örnek üzerinde gösterilmektedir (Coelli ve diğ. 2005: 174).

Şekil: 1
Farklı Ölçek Getirilerine Göre ve Farklı Dönemlerde VZA Yöntemi İle Belirlenen
Etkin Sınırlar ve Etkinlik Dereceleri



Şekil 1’de bir t zamanında, sabit ölçek getirisi varsayımı altında CRS_t ve değişken ölçek getirisi ile VRS_t etkin sınırlarının belirlendiği ve harflerle simgelenen birimlerin şekil üzerinde gösterildikleri gibi konumlandıkları varsayılmaktadır. CRS_s ise t zamanından önceki bir s zamanına ait etkin sınırdır. K’ ve E’ simgeleri t zamanında K ve E noktalarında üretim yapan birimlerin s zamanındaki konumlarını göstermektedir.

Şekil incelendiğinde, ölçek getirisine ilişkin farklı varsayımlar altında belirlenen etkin sınırların şeklinin ve etkin birimlerin farklılaştığı görülmektedir. Ele alınan t döneminde, VRS etkin sınırı üzerinde yerleşen A, B ve C birimleri sabit ölçek dönüşümüne göre etkin değildirlir. E ise her iki durumda da etkin (tam etkin) birimdir.

Birimlerin etkinlik skorlarının farklı teknolojilerle çizilen etkin sınırlara olan uzaklıkları itibarıyla oransal olarak nasıl belirleneceğini de aynı şekil üzerinde açıklanabilir. Örneğin K biriminin girdi odaklı etkinlik skoru CRS tarafından OD / OK ve VRS tarafından OB / OK oranlarından hesaplanır.

VRS ve CRS’nin belirlenmesi, ölçek etkinliği bileşeninin hesaplanmasını da mümkün kılar. Ölçek etkinliği birimin CRS skorunun VRS skoruna bölünmesiyle basitçe bulunabilir. K firması için bu oran $(OD / OK) / (OB / OK) = OD / OB$ ye eşittir.

VRS etkin sınırını oluşturan birimlerden B birimi ölçeğini artırarak, C birimi de azaltarak tam etkin duruma yaklaşabilirler. Diğer bir deyişle, AE bölgesinde artan ölçek dönüşümü (IRS), EC arasındaki bölgede ise azalan ölçek dönüşümü (DRS) söz konusudur.

2.2. Verimlilik ve Etkinliğin Zaman İçindeki Değişiminin Ölçülmesi: Malmquist Toplam Faktör Verimliliği Endeksi

Zaman faktörünü VZA modeline ekleyen yaklaşıma temel olan çalışmalarında Caves ve diğ. (1982), Malmquist'in "Toplam Faktör Verimliliği" (TFV) endeksini kullanarak, iki gözlemin verimliliğindeki değişimin bu gözlemlerin ortak bir teknolojiye olan uzaklıklarının oranı olarak ölçülebileceğini göstermişlerdir. Fare ve diğ. (1992, 1994a, 1994b) ise, esas alınan bir s dönemi ve izleyen t dönemi arasındaki girdi ve çıktılara göre Malmquist TFV değişim endeksini (t dönemi gözleminin s dönemi teknolojisinden olan uzaklığını) hesaplamışlardır. Böylece, bir yandan s ve t dönemleri arasındaki etkinlikteki değişimin ölçüsü, diğer yandan üretim sınırındaki kayma miktarı (teknolojik değişim ölçüsü) ölçülebilmektedir. Bunun için s ve t dönemi gözlemlerinin s ve t dönemi teknolojilerinden olan uzaklıklarını veren dört farklı fonksiyonun da bulunması gerekmektedir. Bu hesaplamada sıklıkla Fare ve diğ. (1994b) tarafından VZA'nın tek dönemli formülasyonunun (2-b modeli veya bunun çıktı odaklı eşdeğerinin) dönemler arasında tanımlanmasıyla geliştirilen matematiksel programlama modelleri kullanılmaktadır.

Buna göre, bir j birimin q zamanındaki etkinliğini bir p zamanındaki etkin sınıra (teknolojiye) göre belirleyen model,

$$\text{Min } \Phi_j^{p,q} \quad (3)$$

$$s.t. \quad Y^q \lambda^q \geq y_j^p$$

$$X^q \lambda^q \leq \Phi_j^p x_j^p$$

$$\lambda^q \geq 0.$$

biçimde yazıldığında, problemde $p = q = s$ alınırsa, s zamanındaki birimin s zamanındaki etkin sınıra göre etkinlik skoruna ($\Phi_j^{s,s}$) ulaşılır. Benzer şekilde $p = q = t$ durumunda model, ileriki t zamanındaki birimin yine t zamanındaki etkin sınıra göre etkinlik skorunu ($\Phi_j^{t,t}$) verir. Modelde $p = t$ ve $q = s$ alınırsa t zamanındaki birimin geçmiş s zamanındaki etkin sınıra göre etkinlik skoru ($\Phi_j^{t,s}$); tersi durumda s zamanındaki birimin ileriki t zamanındaki etkin sınıra göre etkinlik skoru ($\Phi_j^{s,t}$) hesaplanır (Yunos ve Hawdon, 1997: 258).

Böylece tanımlanan fonksiyonların değerlerinin tüm dönem ve gözlemler için hesaplanabilmesi, n gözlem sayısını ve T dönem sayısını göstermek üzere, $n(3T - 2)$ tane doğrusal programlama modelinin çözümünü gerektirmektedir (Coelli vd., 2005: 294).

Şekil 1’de gösterildiği üzere s döneminde CRS_s teknolojisi altında K' gözleminin; izleyen t döneminde CRS_t teknolojisi altında K gözleminin yapılmış olduğu varsayılırsa, y_j herhangi bir j biriminin çıktı miktarını göstermek üzere,

$$\text{Etkinlik değişimi} = \frac{\Phi_j^{t,t}}{\Phi_j^{s,s}} = \frac{y_K / y_E}{y_{K'} / y_{E'}} \quad (4)$$

$$\text{Teknik (teknolojik) değişme} = \left[\frac{\Phi_j^{s,t}}{\Phi_j^{t,t}} \times \frac{\Phi_j^{s,s}}{\Phi_j^{t,s}} \right]^{1/2} = \left[\frac{y_K / y_{E'}}{y_K / y_E} \times \frac{y_{K'} / y_{E'}}{y_{K'} / y_E} \right]^{1/2} \quad (5)$$

oranlarından da hesaplanabilir (Fare v.d., 1994a: 71). Malmquist Toplam Faktör Verimliliği endeksi ise bu iki bileşenin çarpımıdır:

$$\text{Malmquist TFV} = \text{Etkinlik Değişimi} \times \text{Teknolojik Değişme} \quad (6)$$

Eşitlikler sadeleştirildiğinde bir s yılından t yılına geçildiğinde Malmquist TFV endeksinin $\Phi_j^{t,s} / \Phi_j^{s,s}$ ifadesine eşit olduğu görülür. Benzer hesaplamalar gözlemlerin gridilerine göre de yapılabilir (Fare v.d., 1992: 90-91).

2.3. Ülkeler Arası Yakınsama Ölçüsünü ve Bazı Değişkenlerin Etkinlikle İlişisini Test Etmekte Kullanılan Parametrik-Olmayan İstatistiksel Teknikler

Çalışmada belirlenen değişkenlerin etkinlik ile ilişkisini ve ülkeler arası etkinliklerdeki yakınsama derecesini ölçmek amacıyla bilinen bazı istatistik testlerden faydalanılmıştır. Aşağıda bu yöntemlerin kullanımı ile ilgili açıklamalara yer verilmektedir.

2.3.1. “σ - yakınsama” Göstergesi: Friedman Testi - Varyans Analizi

M. Friedman’a (1992) göre, ülkeler arası performans skorlarına ilişkin dağılımın varyansının “zaman içindeki” (intra-temporal) değişkenliği “yakınsama” (convergency) ile ilgili fikir verir. Şöyle ki, eğer bir performans skorunun varyansında zaman içinde bir daralma meydana geliyorsa, bu durum, ülkelerden bir kısmının toplu olarak performanslarının birbirine yaklaştığını gösterir. Daha önce zayıf performans gösteren

ülkeler diğerlerini “yakalama” (catching-up) yönünde hareket etmişlerdir. Yakınsamanın bu toplu göstergesine “ σ - yakınsama” (σ - convergency) adı verilir (Koski ve Majumdar 2000: 118).

Çalışma kapsamında Friedman testi ile ilgili kurulacak boş hipotez, “zaman içinde etkinlik skorlarının varyansları arasında fark yok (σ - yakınsama yok)” ve alternatifi “en az bir zaman çiftinde varyanslar arasında fark var (σ - yakınsama var)” olarak ifade edilmiştir. Bu testin “ σ - yakınsama”nın varlığına işaret etmesi halinde, zaman içerisinde varyanslarda meydana gelen ortalama değişimin oranı bize yakınsamanın derecesini gösterecektir.

2.3.2. “ β - yakınsama” Göstergesi: Kendall W Testi

“ β - yakınsama” (β - convergency) göstergesi, zaman içinde performans seviyelerinin “dağılımları-arasındaki hareketliliğe” (intra-distributional mobility) ilişkin bazı ayrıntıları belirlemek amacıyla kullanılmaktadır. Bu gösterge, etkinlik sıralamasında çeşitli ülkelerin “sıralarının” zaman içinde değişip değişmediğini gösterir (Koski ve Majumdar 2000: 118). σ - yakınsamanın varlığı etkinlik skorlarının zaman içinde birbirine yaklaştığını gösterirken, β - yakınsamanın varlığı ele alınan zaman dilimleri arasında sıralamanın değiştiğinin bir göstergesidir. Örneğin bir grup ülkenin zaman içinde etkinlikleri artmış, ancak sıralamaları değişmemiş olabilir. σ ve β - yakınsamalarının her ikisinin de aynı anda var olması yüksek derecede bir yakınsamanın varlığına işaret eder.

β - yakınsamayı ölçmek için Friedman testinde olduğu gibi ilişkili örneklemeler (yıllar) için kullanılan testler tercih edilmektedir. Bunlardan biri Kendall W testidir. Bu çalışma kapsamında Kendall W testi, ülkelerin etkinlik sıralamalarında dönem sonunda (2006) baz yıl olan 2000 yılına göre toplu olarak anlamlı bir değişim olup olmadığının gözlenmesi amacıyla kullanılmıştır. Kendall W testi, karşılaştırma yaptığı iki dönemdeki sıralama dağılımları arasında, ülkelerin sıralarının ortalama değerleri arasındaki farkları karşılaştırır (Koski ve Majumdar 2000: 119).

Çalışmamızda Kendall W testi ile sınanacak Ho hipotezi, “ele alınan zaman dilimi içerisinde ülkelerin elektrik üretimi sektörlerinin etkinlik sıralamalarının dağılımları arasında anlamlı bir fark yoktur (tüm dönemlerde β - yakınsama yoktur)” olarak ifade edilmiştir. Eğer bu hipotez belirli bir anlamlılık düzeyinde reddedilirse analiz dönemi boyunca sıralamalar arasında önemli bir hareketlilik olduğuna, β - yakınsamanın varlığına işaret eder. Bu bulgu σ - yakınsamanın da varlığı ile birlikte değerlendirildiğinde; etkin olmayan bazı ülkelerin zamanla bir taraftan etkinlik skorlarını, diğer taraftan sıralamalarını değiştirerek etkin sınıra yakınsadıkları söylenebilecektir.

2.3.3. Etkinlik ile Değişkenler Arası İlişkilerin Sınanması: Spearman Korelasyonu ve Tobit Regresyon Modeli

Bilindiği gibi iki değişken arasındaki ilişkinin yönü ve gücü korelasyon katsayısı ile ölçülür. Spearman'ın sıra korelasyonu da iki sürekli değişken arasındaki ilişkinin derecesini hesaplanmakta kullanılan ve parametrik olmayan bir istatistiktir. Eğer bu istatistik belirli bir anlamlılık düzeyinde geçerli ise, -1 ve 1 arasında hesaplanan katsayı, iki değişken arasındaki ilişkinin gücünü ve yönünü gösterir. İlişki, örneğin +1'e yaklaştıkça iki değişken arasında güçlü ve pozitif yönlü bir ilişkinin varlığından bahsedilir.

Bağımlı bir değişkenin bağımsız değişkenler tarafından açıklanmasında sıklıkla regresyon yöntemleri kullanılır. Klasik “En Küçük Kareler” (EKK) yönteminin sapmalı sonuçlar vereceği, bağımlı değişkenin değişim aralığının belirli bir aralıkta sınırlandırıldığı ilişkiler ise Tobin (1958) tarafından geliştirilen Tobit modeli ile çözümlenmektedir. Elektrik üretim sektöründe yapılan analizlerde de ilk aşamada tespit edilen etkinlik skorlarını etkileyen çevresel değişkenleri belirlemek için ikinci aşamada Tobit modelinin uygulandığı çalışmalar bulunmaktadır (Meibodi, 1998; Olatubi ve Dismukes, 2000, Murillo-Zamorano ve Vega-Cervera, 2001; Domah, 2002; Barros ve Peypoch, 2008; Yang ve Pollitt, 2009).

Tobit modeli için bu çalışmada;

$$TE_j = \begin{cases} \sum_{j=1}^n \beta_j X_j + u_j, & \text{eger } L_j < \sum_{i=1}^n \beta_j X_j + u_j < U_j \text{ ise} \\ 0 & , \text{ degilse} \end{cases} \quad (7)$$

tanımı kullanılmıştır (Ogunyinka ve Ajibefun, 2004: 357).

Bu modelde, bağımlı değişken TE_j , bir j ülkesi için ölçülen etkinlik skorunun (CRS) 1'den çıkarılması ile elde edilen “etkinsizlik derecesi”ni gösterir. Bağımsız değişkenler vektörü X_j , bu ülkenin etkinlik (etkinsizlik) skoruna etki ettiği düşünülen çevresel değişkenleri; tahmin edilecek katsayılar vektörü β_j ise bunların bağımlı değişkeni etkileme derecelerini gösterirken, u_j , normal olarak dağılan, ortalaması sıfır ve ortak varyansa sahip hata terimleri vektörünü nitelemektedir. Son olarak L_j ve U_j , sırasıyla, dağılımın alt ve üst sınırlarıdır. Buna göre, “etkinsizlik” skorları 0 ile 1 arasında değişirken sıfıra daha yakın bir dağılım sergilediklerinden, bu değerler arasında kısıtlanmış olan formülasyon (7), etkinsiz birimlerin etkinsizlik derecelerini istatistiksel olarak hangi değişkenlerin ne ölçüde açıkladığını gösterecektir (Green, 1995).

3. Elektrik Üretiminde Etkinlik ve Verimlilik Analizi

3.1. Örneklem ve Araştırma Yöntemi

Bu çalışmada, Avrupa Birliği (AB) üyesi ülkeler ve Türkiye'nin elektrik üretim sektörleri VZA yöntemi ile karşılaştırmalı etkinlik analizine tabi tutulmuşlardır. Bu amaçla oluşturulan örneklem, 2000–2006 yılları arasında her dönem için verilerine ulaşılabilen 21 AB üyesi ülke ve Türkiye'yi içermektedir. Analize dâhil edilen ülkeler; DE-Almanya, AT-Avusturya, UK-İngiltere, BE-Belçika, BG-Bulgaristan, CZ-Çek Cumhuriyeti, DK-Danimarka, FI-Finlandiya, FR-Fransa, ES-İspanya, SE-İsveç, IT-İtalya, LV-Letonya, LT-Litvanya, LU-Lüksemburg, HU-Macaristan, PL-Polonya, PT-Portekiz, RO-Romanya, SK-Slovakya ve SI-Slovenya'dır. İncelenen AB üyesi 21 ülke, analiz dönemi ortalamalarına göre, toplam AB elektrik üretiminin %94'ünü gerçekleştirmişlerdir.

VZA, veri tabanlı bir analiz yöntemi olduğundan, homojen üretim birimlerinin karşılaştırılmasını gerektirir. Homojenlik varsayımı, karşılaştırılacak birimlerin benzer aktiviteler gerçekleştiriyor olduklarını (aynı girdiler ile aynı çıktıları ürettiklerini) ve benzer bir çevrede faaliyet gösterdiklerini temel alır. Bazen birimlerin ortak teknoloji kullandıkları da varsayım içine dâhil edilir (Dyson, 2001: 247).

VZA yöntemiyle ülkelerarası etkinlik ve verimlilik kıyaslaması yapan çalışmalarda homojenliği sağlamak için benimsenen ortak bir yaklaşım, öncelikle karşılaştırılan ülkeleri benzerliklerine göre gruplamaktır. Diğer bir yaklaşım ise, ele alınan ülke, sektör veya firmalara özgü bir takım çevresel nitelikli değişkenlerdeki farklılıkları dikkate alan analizler gerçekleştirmektir. Daha açık olarak, ilgili yazında “çevresel” ya da “kontrol dışı faktörler”in performans analizinin içerisine dâhil edilmesi için uygulanan yöntemler üç ana grup altında sınıflandırılmaktadır (Yang ve Politt, 2009: 1096–1097). Bunlardan birincisi olan “ayırma yöntemi”nde, ele alınan örneklem benzerliklerine göre gruplanarak, önce grup içi sonra gruplar arası karşılaştırma yapılmaktadır. Ancak bu yöntem, örneklemin çok sayıda birimi içermesi durumunda kullanılabilir. Ayrıca, oluşan alt gruplar aynı birimleri içermediğinden ve örneklem sayıları çoğunlukla farklı olduğundan gruplar arası karşılaştırma yapmak da zorlaşır. Gruplama kriterlerinin önceden bilinmesi ve çoğu durumda ilgili değişkenin kategorik olması (kamu veya özel sahiplik yapısı gibi) gerekmektedir; gruplama kriteri sayısı çoğaldıkça çok az elemanlı kümelerin oluşması söz konusu olmaktadır. İkinci yöntem grubu, örneklemdaki homojen yapının bozulmasına neden olan değişkenlerin, sonuçları etkileme yönlerinin belirlenmesi şartıyla, modelin içerisine doğrudan sokuldukları “tek aşamalı” analizleri içerir. Üçüncü yöntem grubu ise bir temel model üzerinde elde edilen performans skorları bağımlı, performansla dışsal olarak etki ettiği düşünülen değişkenler bağımsız olmak üzere kurulan regresyonların yardımıyla çevresel etkilerin belirlenmesi ve sonra bunları dikkate alan modellerin analizi mantığına dayanır (Haas ve Murphy, 2003; Yang ve Pollitt, 2009).

Elektrik üretim sektöründe yapılan etkinlik analizlerinde yukarıda özetlenen yöntemlerden ikinci ve üçüncüsünü benimseyenler arasında; Golany ve diğ. (1994), Whiteman (1995), Meibodi (1998), Olatubi ve Dismukes (2000), Domah (2002), Nemoto ve Goto (2003), Saleem (2007), Barros ve Peypoch (2008) ve Yang ve Pollitt (2009) sayılabilir. Örnek olarak Domah (2002), birçok yönden kısıtlı olanaklara sahip “küçük-ada”larda yerleşmiş elektrik üreticileri ile Amerika kıtasında yer alan “büyük” üreticilerin “farklılıkların belirlenmesi ve dikkate alınması şartıyla” VZA ile karşılaştırılabileceğini göstermiştir (Domah 2002: 20).

Bu çalışmanın da varsayımı, ele alınan ülkelerin elektrik üretim sektörlerinin benzerliklerinin yanında, farklılıkları da göz önüne alınarak kıyaslanabilir olduklarıdır. Zira ekonomik ve coğrafi yakınlık içerisinde bulunan AB üye ülkeleri ve Türkiye’nin elektrik üretim sektörleri, benzer girdiler (belirli bir teknoloji, yakıt, işgücü vb.) kullanarak, benzer çıktılar (elektrik) üretmektedir. Ayrıca sektörü düzenleyen kurum ve kurallar aracılığı ile politika yapıcılar, bu ülkelerde AB tarafından topluca belirlenen benzer koşullara uyum sağlamak durumundadırlar. Bunun yanında, elbette her ülke, kendine özgü politik amaçlara, kaynaklara ve teknoloji tercihlerine de sahip olacaktır (Steiner, 2000: 18). Dolayısıyla, sektörde faaliyet gösteren bir firma için veri olan faktörlerden bazıları (örneğin rekabet koşulları, sektörün piyasa yapısı) belirli bir dönemde politika yapıcılar tarafından “değiştirilebilir” ya da “kontrol edilebilir” nitelik taşır. Bu nedenledir ki, söz konusu faktörlerden bazıları giriş bölümünde de belirtildiği üzere güncel tartışmalara ve reformlara konu olmaktadır. Diğer taraftan, hükümetlerin ve/veya kamuoyunun ilgili ülkeye özgü olarak belirli bir dönemde değiştiremeyecekleri faktörler de mevcuttur. Örneğin elektrik üretim sektöründe kurulu güç ve üretimi doğrudan etkileyen iklim ve coğrafi koşullar, kişi başına milli gelir (veya tüketim / talep), ülkenin sanayileşme düzeyi gibi faktörler, en azından kısa vadede değiştirilemez. Dolayısıyla ülkeler veya sektörler arasında karşılaştırma yaparken yukarıda sözü edilen yöntemler uygulanarak homojenliğin sağlanmaya çalışılması gerekmektedir. Bu kapsamda bu araştırmanın da yöntemsel çerçevesini oluşturan çabalar şöyle özetlenebilir:

Öncelikle seçilen veri kümesinin karşılaştırılabilir, ölçülebilir ve yorumlanabilir özellikte olmasına özen gösterilmiştir. Analiz biriminin yetersizliği nedeniyle yukarıda bahsedilen yöntem gruplarından ikinci ve üçüncüsü benimsenerek, elektrik üretimi ile doğrudan ilgili ve karar vericinin kontrolü altında olan temel değişkenler ile kontrol dışı (çevresel) olabileceği düşünülen değişkenler belirlenmiş ve ayrılmıştır. Meibodi (1998)’deki yöntem izlenerek temel değişkenlerden oluşturulan başlangıç modeline göre veri kümesinin analiz dönemi ortalaması üzerinde etkinlik tahmini yapılmış, etkinsizliği açıklayan çevresel değişkenler tespit edilmiştir. İlk bulgulardan hareketle oluşturulan diğer modeller için aynı analiz tekrarlanmış, böylece çevresel faktörlerin etkileri izlenmiştir. Böylece, modeller arasındaki farklılıkların gözlenmesi de sağlanmıştır. Son olarak, oluşturulan modeller üzerinde analiz döneminin içerdği yıllar itibarıyla dinamik etkinlik ve verimlilik analizleri gerçekleştirilmiştir.

Böyle bir analiz bize, Türkiye ve Avrupa elektrik üretim piyasalarının etkinlik skalası ve değişimi ile ilgili güvenilir ve yeterli bilgi sunarak, etkinliğin bazı önemli karakteristiklerini belirlememizi sağlamaktadır.

Ülkelerin elektrik üretim sektörlerinin her dönem için CRS, VRS ve ölçek etkinlik skorları VZA modeli (2) kullanılarak ve elektrik üretim sektörü gibi çıktının belirli sözleşmelerle veya talep tarafından belirlendiği endüstrilerde asıl karar değişkenleri girdiler olduğundan, “girdi odaklı” olarak hesaplanmıştır (Coelli ve diğ., 2005: 110; Bağdadioğlu ve diğ., 1996: 8). VZA ve Malmquist TFV modellerinin çözümlemesi için Zhu (2003)’ün “DEA Excel Solver” adlı Excel eklentisi, istatistiksel testler için çeşitli istatistik paket programları kullanılmıştır. Aşağıda analizlerde kullanılan veri ve uygulama sonuçlarına yer verilmektedir.

3.2. Veri

Elektrik üretimi, başka bir formda bulunan enerjiyi elektrik enerjisine dönüştürme işlemidir (Steiner, 2000: 8). Bu açıdan elektrik üretiminin temel girdileri, yakıt (TOE veya Joule, BTU), üretim teknolojisinin kapasitesi (MW) ve işgücü iken, üretilen elektrik enerjisi (MW-saat) temel çıktısını oluşturur. Bu değişkenlerden sermaye ve işgücü girdileri olarak, sırasıyla, kurulu güç kapasitesi ve çalışan sayısı; çıktı olarak ise üretim miktarı elektrik üretim sektöründe etkinlik ölçümü yapan çalışmaların tamamında kullanılmıştır. Çalışmaların bazılarında, veriye ulaşılabilirlik durumuna bağlı olarak, üretim kayıpları, kapasite kullanım oranı, yükleme faktörü vb. değişkenlere de yer verilmiştir. Farklı çalışmalarda ele alınan çevresel değişkenler, üretim teknolojisi (bazı çalışmalarda oransal olarak girdilere veya çıktılara dâhil edilmişlerdir), kişi başına tüketim, Gayrisafi Milli Hâsıla (GSMH), piyasa yapısı ile ilgili faktörler (rekabetçilik ve piyasa yoğunlaşma düzeyleri), sektördeki firmaların sahiplik yapısı (kamu veya özel), üretimde kullanılan yakıt türü, kalitesi, santralin yaşı vb. olarak sayılabilir. Bu değişkenler ile ilgili daha kapsamlı bilgi için Steiner, F. (2000), Jamasb ve diğ. (2005) ve Estache ve diğ. (2005) incelenebilir.

Bu çalışmada ele alınan ülkelere ve tüm dönemlere ilişkin olarak ulaşılabilen ve karşılaştırılabilir nitelikteki veriler, Avrupa Komisyonu İstatistik Ofisi (EUROSTAT) ve Türkiye İstatistik Kurumu (TÜİK) veritabanından ve Avrupa Komisyonu’nun yayımladığı çeşitli rapor ve yıllıklardan derlenmiştir.

Elektrik sektöründe çalışan sayısını gösteren verinin azlığı, analiz döneminin ve analize dâhil edilecek ülke sayısının kısıtlanmasına neden olmuştur. Gerek Avrupa, gerekse TÜİK iş istatistiklerinde E4011 kodlu “Elektrik üretiminde çalışan sayısı” verisi Türkiye için mevcut olmayıp AB ülkeleri için de oldukça eksik olduğundan, onun yerine daha geniş kapsamlı E401 kodlu “Elektrik üretim ve dağıtımında çalışan sayısı” verisi kullanılmıştır.

Ülkelerin elektrik üretim sektörlerine ait brüt elektrik üretimi ve kurulu güç verileri her üretim teknolojisi (termik, nükleer ile hidro ve diğer elektrik üretim santralleri) için ayrı ayrı olmak üzere tüm ülke ve dönemler için mevcuttur.

Sistem kayıpları ile ilgili veri olmadığından iç tüketim (elektrik üretim sektörünün kendi elektrik enerjisi tüketimi), yakıt tüketimi içinse termik ve nükleer santrallerde tüketilen ve TOE birimi ile ölçülen yakıt miktarları alınmıştır.

Aşağıdaki tabloda, sayılan analiz değişkenlerine ait özet bilgiler sunulmaktadır.

Tablo: 1
Temel Değişkenler*

		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Ort.	St.Sp.
Kurulu Güç (MW)	TR	27.264	28.332	31.846	35.587	36.824	38.842	40.565	34.180	5.147
	AB	31.171	31.630	32.111	32.675	32.986	33.457	34.062	32.582	1.017
Yakıt Tüketimi (1000 Toe)	TR	20.156	20.609	19.589	20.375	20.622	23.576	25.777	21.529	2.269
	AB	27.942	28.706	29.269	30.371	30.512	30.453	30.809	29.723	1.093
Çalışan Sayısı	TR	65.121	67.984	73.709	62.599	62.768	61.170	66.553	65.700	4.265
	AB	46.062	43.411	42.707	40.736	41.538	39.881	39.582	41.988	2.277
Üretim (GWs)	TR	124.922	122.725	129.400	140.581	150.698	161.956	176.300	143.797	20.214
	AB	135.222	139.125	139.367	143.767	146.912	147.930	150.029	143.193	5.448
Termik Üretim (GWs)	TR	93.934	98.563	95.564	105.101	104.463	122.242	131.835	107.386	14.322
	AB	71.259	72.309	74.217	78.472	79.444	81.206	83.002	77.130	4.554
Nükleer Üretim (GWs)	TR	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	AB	44.813	46.429	46.966	47.231	47.839	47.319	46.972	46.795	973
Hidro ve Diğer Üretim (GWs)	TR	30.988	24.162	33.836	35.480	46.235	39.714	44.465	36.411	7.738
	AB	19.150	20.387	18.184	18.064	19.629	19.404	20.056	19.268	881
İç Tüketim (GWs)	TR	6.224	6.474	5.673	5.333	5.632	6.487	6.757	6.083	536
	AB	7.190	7.214	7.282	7.419	7.574	7.718	7.772	7.453	239

(*) AB: Bu çalışma kapsamındaki 21 ülkenin verilerinden derlenmiş ortalamalardır. TR: Türkiye verilerini göstermektedir.

Kaynak: EUROSTAT

Tablo 1 incelendiğinde, Türkiye’nin çalışan sayısında AB ortalamasından oldukça yüksek, kurulu güç ve brüt üretim değişkenlerine ait verilerde (nükleer üretim hariç) analiz kapsamındaki AB üyesi ülkelerin ortalamasına yakın değerlere sahip olduğu görülmektedir. Ayrıca, Türkiye’nin -nükleer üretim hariç- tüm değişkenlerinde yıllar itibariyle standart sapma (değişkenlik) AB’nin oldukça üzerindedir. Bu yönü ile Türkiye’nin üretim sektörünün analiz döneminde dinamik bir süreçten geçtiği söylenebilir.

Tablo 2 üretim teknolojisine (altyapısına) ve çevresel nitelikli olarak seçilen değişkenlere ilişkin verileri göstermektedir.

Tablo: 2
Üretim Altyapısı ve Çevresel Değişkenler*

		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Ort.	St.Sp.
Kişi Başına	TR	1433	1404	1475	1582	1690	1795	1948	1618	276
Tüketim (KWs)	AB	5769	5893	5929	6053	6188	6192	6356	6054	205
Kişi Başına	TR	39,9	35,5	34,3	33,9	37,3	40,4	42,5	37,7	3,3
GSMH (SGP)	AB	93,1	92,3	93,3	94,1	95,0	95,2	96,4	94,2	1,4
Termik Kur.	TR	59%	59%	61%	65%	66%	67%	68%	63%	4%
Güç Oranı	AB	57%	57%	56%	57%	56%	56%	56%	56%	0%
Hidro ve Diğer	TR	41%	41%	39%	35%	34%	33%	32%	37%	4%
Kur.Güç Oranı	AB	22%	23%	24%	24%	24%	25%	25%	24%	1%
Nükleer Kur.	TR	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Güç Oranı	AB	21%	21%	20%	20%	20%	19%	19%	20%	1%
Termik Etkinlik	TR	42%	43%	44%	46%	46%	48%	48%	45%	2%
Faktörü	AB	54%	54%	54%	53%	55%	55%	55%	54%	1%
Rekabet	TR	-	-	-	37%	41%	32%	35%	36%	4%
Faktörü	AB	-	-	-	50%	52%	55%	56%	53%	3%

(*) AB: Bu çalışma kapsamındaki 21 ülkenin verilerinden derlenmiş ortalamalardır. TR: Türkiye verilerini göstermektedir.

Kaynak: EUROSTAT

Kişi başına tüketim ve kişi başına satınalma gücü paritesine (SGP) göre GSMH, verilerinden özellikle ikincisi analiz içerisine dâhil edilen ülkelerin karşılaştırılabilir olup olmadıklarını belirlemesi bakımından önemlidir. Bu veri EUROSTAT tarafından AB ülkelerini karşılaştırma gücü en yüksek gelişmişlik göstergesi olarak kabul edilmektedir. GSMH, ülkelerdeki satın alma gücü ile parasal farklılıklardan arındırıldıktan sonra, 27 AB ülkesinin ortalaması 100 olarak kabul edilerek standartlaştırılmaktadır. Kişi başına tüketim verisi ise toplam nihai tüketim değerlerinin (final inland consumption) ülkelerin sene başı nüfus sayılarına bölünmesi ile elde edilmiştir. Toplam nihai tüketim, elektrik tüketicisinin (hanehalkı, endüstri) kapısına kadar gelen elektrik miktarını gösterdiğinden, aynı zamanda dağıtım ve iletim kayıplarını da dikkate alan hassas bir göstergedir.

Her teknoloji için ilgili kurulu güç kapasiteleri toplam kapasiteye bölünerek, üretim altyapısı oranları elde edilmiştir. Mevcut kurulu gücün kullanımı ile ilgili olan termik (yakıt kullanımı) etkinliği faktörü, bazı çalışmalarda kapasite faktörüne (kapasite kullanımı ya da yükleme faktörü) ulaşamadığı durumlarda bu faktörün üretimdeki etkisini temsil eden alternatif bir değişken olarak kullanılmıştır (Yunos ve Hawdon, 1997: 263). Burada da ilgili değişken, aynı gerekçeyle ele alınmış, diğer yandan girdi faktörleriyle yakın ilişkisine karşın analizlere, etkileri izlenmek üzere çevresel bir faktör olarak dâhil edilmiştir.

Elektrik sektörünün rekabetçilik düzeyini tek başına belirleyen bir gösterge mevcut değildir. Bu nedenle çalışmamızda EUROSTAT tarafından hesaplanan üç göstergenin birleşimi olan ve “rekabet faktörü” adı verilen tek bir oran hesaplanacaktır. Bu göstergelerden birincisi sektördeki en büyük üretici firmanın pazar payı (market share of the largest generator) verisidir. Elektrik piyasasındaki rekabet derecesini, üretim tarafından gösteren bu değişkenin değeri, firmanın yıllık net elektrik üretiminin, ülkenin toplam net elektrik üretimine oranlanmasıyla hesaplanmaktadır. Oranın yüksek olması ülkede bir firmanın piyasaya hâkim olduğunu gösterdiğinden, rekabetçilik düzeyi ile ters orantılıdır. Göstergelerden ikincisi, piyasanın rekabete açıklık derecesi (degree of market opening) değişkenidir. Bu ise, tüketiciler açısından elektrik sağlayıcısını özgürce seçme hakkına sahip olma anlamına gelmektedir (EC, 2006: 6). Bu oranın yüksek olması potansiyel rekabetçi bir piyasaya işaret ettiğinden rekabet faktörü ile doğru orantılıdır. Üçüncü gösterge ise, sektördeki ana üretim şirketlerinin sayısıdır. Eğer bir şirket ulusal net elektrik üretiminin en azından %5’ini gerçekleştiriyorsa “ana şirket” olarak nitelendirilmektedir. Bir ülkede üretim yapan şirket sayısının fazlalığı da rekabet faktörü ile doğru orantılıdır.

Rekabet faktörünün hesaplanmasında kullanılan her üç gösterge ile ilgili veriler 2003–2006 yılları için AB Sektör Kıyaslama Raporlarından (EC, 2005, 2006, 2009c)’den derlenmiştir. Sektörün rekabetçilik düzeyi ile biri ters, diğer ikisi doğru orantılı olan bu üç değişkenin değerlerinin doğrudan ortalamasını alarak bir arada kullanmak mümkün değildir. Bu nedenle, öncelikle göstergeler aynı yönde olacak şekilde normalize edilmiştir. İlgili göstergenin j ülkesine ait orijinal değerini x_j , ilgili gösterge için en büyük değeri x_{maks} , ve en küçük değeri ise x_{min} ile gösterirsek, j ülkesinin ele alınan göstergede normalize edilmiş değeri r_j ; rekabetçilik düzeyi ile doğru orantılı değişkenler için, $r_j = [(x_j - x_{min}) / (x_{maks} - x_{min})]$; rekabetçilik düzeyi ile ters orantılı değişken içinse, $r_j = [(x_{maks} - x_j) / (x_{maks} - x_{min})]$ oranlarından hesaplanabilir. Böylece, her gösterge için ölçüm skalasının değerinin $[0-1]$ arasında değiştiği ve o göstergede en kötü değere sahip ülkenin $r_j = 0$, en iyi değere sahip olanın $r_j = 1$ değerini aldığı normalize değerler elde edildikten sonra, her ülke için r_j değerlerinin basit ortalaması alınarak “rekabet faktörü” değerlerine ulaşılmıştır.

Yukarıda özetlenen verilere ilişkin her ülkeye ait analiz dönemi ortalamaları Ek-1’de verilmektedir.

3.3. Uygulama ve Sonuçlar

3.3.1. Veri Zarflama Modellerinin Kurulması

Yukarıda özetlenen verilerin analiz dönemi ortalamaları (Ek-1) üzerinde aşağıda tablo halinde verilen VZA modelleri kurularak çalıştırılmıştır.

Tablo: 3
Çalışma Kapsamında Kurulan VZA Modelleri

MODEL-1 (Başlangıç Modeli)		MODEL-2 (Termik Üretim Modeli)	
Girdi (ler)	Çıktı (lar)	Girdi (ler)	Çıktı (lar)
Çalışan (Toplam)	Toplam Üretim	Çalışan (Termik)	Termik Üretim
Kurulu Güç (Toplam)		Kurulu Güç (Termik)	

MODEL-3 (Hidro ve Diğer Üretim Modeli)		MODEL-4 (Genişletilmiş Model)	
Girdi (ler)	Çıktı (lar)	Girdi (ler)	Çıktı (lar)
Çalışan (Hidro ve Diğer)	Hidro ve Diğer Üretim	Çalışan (Toplam)	Termik Üretim
Kurulu Güç (Hidro ve Diğer)		Kurulu Güç (Toplam)	Hidro ve Diğer Üretim
			Nükleer Üretim

MODEL–1 (Başlangıç Modeli): Bu alanda gerçekleştirilen tüm etkinlik ölçümü çalışmalarında kullanılan ve verimlilik ile etkinliğin temel belirleyicilerinden (sermaye ve emek) oluşturulan bu başlangıç veri zarflama modelinde, ülkeler arası farkları belirginleştirmek, yani nükleer altyapı, rekabet, kişi başına GSMH ve tüketim gibi değişkenlerin toplam etkinlik üzerindeki etkilerini ölçmek amaçlanmıştır.

Öncelikle tüm temel değişkenler dikkate alınmış ancak, iç tüketim ve yakıt tüketimi girdilerinin diğer sermaye girdisi olan kurulu güç ile güçlü ilişkileri nedeniyle ve modelin ayrıştırıcılığını artırmak amacıyla söz konusu değişkenler modele dâhil edilmemiştir. Zira analiz edilen birim sayısı azaldıkça veya birim sayısına göre değişken sayısı arttıkça VZA yönteminin ayırıcılık gücünün azaldığı bilinmektedir (Zhang ve Bartels, 1998). Hesaplanan korelasyonlar Tablo 4’te görülmektedir.

Tablo: 4
Temel Değişkenler Arası Korelasyonlar

	Kurulu Güç	Yakıt Tüketimi	Çalışan	Üretim	İç Tüketim
Kurulu Güç	1,000				
Yakıt Tüketimi	0,935**	1,000			
Çalışan	0,868**	0,857**	1,000		
Üretim	0,968**	0,963**	0,833**	1,000	
İç Tüketim	0,923**	0,956**	0,857**	0,933**	1,000

(**) Korelasyon 0,01 seviyesinde anlamlıdır.

Tablo 4’te üretim ile en yüksek ilişkili faktörün kurulu güç olduğu, çalışan sayısı hariç diğer girdi değişkenlerinin kurulu güç ile yüksek ilişkide olduğu görülmektedir.

Model-1 Tablo 3'te gösterildiği gibi temel ve toplamsal değişkenlerle oluşturulduktan sonra VZA ile çözülerek etkinlik skorlarına ulaşılmıştır (Ek-1). Analiz sonuçlarında sapmalara engel olmak için analizlerde en büyük ve en düşük çıktı değerlerine sahip gözlemler atılmıştır (Bu yöntem, Model-4 hariç diğer modellerde de uygulanmıştır). Model-1 çözümlenirken analize dâhil edilmeyen ülkeler Avrupa'nın en büyük üreticisi Almanya ve en küçük üretici Lüksemburg'tur.

Bundan sonraki aşamada ise, Model-1'den elde edilen toplam etkinlik skorları (CRS) bağımlı değişken; kişi başına tüketim, kişi başına GSMH, termik (yakıt) etkinlik faktörü, nükleer kurulu güç yüzdesi ve rekabet faktörü bağımsız değişkenler olmak üzere gerçekleştirilen Tobit regresyon analizinden elde edilen sonuçlar Tablo 5'te verilmektedir

Karşılaştırma kolaylığı sağlaması bakımından tüm modellere ilişkin sonuçlar aynı tabloda gösterilmiştir. Diğer modeller Model-1'in analiz sonuçlarına bağlı olarak oluşturulacağından bu noktada Tablo 5 Model-1 için yorumlanmıştır.

Tablo: 5
Tobit Regresyon Sonuçları - Bağımlı değişken: Etkinsizlik Oranı (1-CRS)

Bağımsız Değişkenler	MODEL-1		MODEL-2	MODEL-3	MODEL-4
	KB Tüketim	KB GSMH			
	Hariç	Hariç			
Kişi Başına Tüketim (KW-s)	n/a	-3,41E-05***	-2,84E-05*	-1,50E-05	-2,03E-05*
Kişi Başına GSMH (SGP)	-0,002	n/a	n/a	n/a	n/a
Termik Etkinlik Faktörü (%)	0,63**	0,75***	1,26***	0,39	0,34
Nükleer Kur. Güç Oranı (%)	-0,67**	-0,38*	1,09***	0,41	-0,19
Rekabet Faktörü (%)	-0,35*	-0,20	0,15	-0,19	-0,43**
Ülke Sayısı / Kısıtlanan	20/1	20/1	20/3	20/2	22/10
Likelihood Ratio	17,98	21,27	12,63	7,96	14,38
R - Kare	0,57	0,70	0,66	0,30	0,58

(*) $0,05 < p \leq 0,1$ düzeyinde, (**) $0,01 < p \leq 0,05$ düzeyinde, (***) $p \leq 0,01$ düzeyinde anlamlıdır.

Tablo 5 Model-1 için incelendiğinde, GSMH değişkeninin etkinsizliği (veya etkinliğin) açıklanmasında anlamlı olmadığı görülmektedir. Bu bulgu, AB ülkelerinin elektrik üretim sektörlerinin, ülkelerin ekonomik gelişmişlik düzeylerine bağlı olmaksızın karşılaştırılabileceği anlamına gelmektedir. Diğer taraftan, nükleer güç yüzdesi değişkeni, etkinsizliğin (etkinliğin) açıklanmasında negatif (pozitif) ve anlamlı bir etkiye sahiptir. Bu bulgu, üretim alt yapısı bölümlere ayrılmadan analiz yapıldığında, nükleer güce sahip ülkelerin bu gücün kapasite faktöründeki üstünlük nedeniyle öne çıktıklarını açıklamaktadır. O halde, daha homojen bir karşılaştırma için bu etki giderilmelidir.

Model-1'e ilişkin sonuçların ikinci kısmında analiz, kişi başına GSMH yerine, kişi başına tüketim değişkeni kullanılarak gerçekleştirilmiş, üretimle (çıktı) yakın ilişki içindeki bu faktörün etkisinin de anlamlı ve pozitif olduğu bulgusuna ulaşılmıştır. Bu

bulgu sektörün büyüklüğünün sonuçlar üzerindeki etkisinin bir göstergesi olarak alınarak, çalışmanın bir sonraki kısmında ölçek-büyüklik etkinlik ilişkisi incelenmiştir. Termik etkinlik faktörünün her iki çözümlemede de etkisizliği açıklamada anlamlı çıkması, bu faktörün de üretim süreci girdileri ile dolaylı fakat yakın ilişkisinin bir sonucudur. Rekabet faktörünün de etkinlik ile pozitif ve anlamlı bir ilişkisi vardır. Bu da rekabetin etkinliğin sağlanmasında önemli bir rolü olduğunu göstermektedir. Ancak bu faktörler ile ilgili yeni bir model geliştirilmemiştir, bunun yerine modellerdeki etkileri izlenmiş ve yorumlanmıştır.

Bu çıkarımlardan hareketle Model–2, Model–3 ve Model–4 oluşturulmuştur:

MODEL–2 (Termik Üretim Modeli): Başlangıç modelinde çevresel faktör olarak alınan nükleer güç yüzdesinin etkinlik sonuçları üzerinde anlamlı bir etkisi olması nedeniyle analizler Türkiye’nin teknoloji tercihlerine dayalı olarak ayrılmıştır. Ülkemizin elektrik üretiminde toplam kurulu gücünün ilgili dönemde ortalama %63’ünü oluşturduğu göz önüne alındığında, termik kaynaklardan üretim modelinin özellikle Türkiye için daha anlamlı sonuçlar vereceği düşünülmektedir.

Termik santrallerden elde edilen üretim çıktı, termik kurulu güç ve bu gücün toplam kurulu güce oranının toplam çalışan sayısı ile çarpılmasıyla elde edilen çalışan sayısı girdiler olmak üzere kurulan bu model de VZA ile çözülmüş, ülkelerin termik santrallerinin etkinliği karşılaştırılmıştır. Bu model üzerinde de önceki modeldekine benzer şekilde gerçekleştirilen Tobit regresyonunun sonuçları yine Tablo 5’te verilmektedir. (Model-2’de termik üretimde en büyük değerlere sahip Almanya ve en küçük değerlere sahip Lüksemburg analize dâhil edilmemiştir).

Bu sonuçlarda dikkat çeken, bir önceki modeldekinin tersine nükleer güce sahip ülkelerin bu avantajlarını tamamen kaybetmiş oldukları, onun yerine termik etkinlik girdi faktörünün etkisini artırdığıdır.

MODEL–3 (Hidro ve Diğer Üretim Modeli): Ülkemizin elektrik üretiminde toplam kurulu gücün ilgili dönemde ortalama %37’sini oluşturan ve en yüksek değişkenlik katsayısına sahip bu alanda ülkelerin etkinliklerinin gelişimini ortaya koymak ve elde edilen sonuçları bir yandan Model–1 ve Model-2’nin sonuçları ile karşılaştırırken, diğer yandan benzer çevresel değişkenlerin sonuçlar üzerinde etkisini araştırmak için Model–3 oluşturulmuştur. Bu model Model-2’nin hidro ve diğer üretime uyarlanmış halidir. Modele ilişkin Tobit regresyonu sonuçları yine Tablo 5’te gösterilmektedir. (Bu modelin analizinde dışarıda bırakılan ülkeler Fransa ve Macaristan’dır). Modelde önceki sonuçlardan farklı olarak ele alınan değişkenlerden hiç birinin etkinlik üzerinde anlamlı etkisinin olmadığı saptanmıştır.

MODEL–4 (Genişletilmiş-Sonuç Modeli): Değişken sayılarındaki farklılık nedeniyle önceki üç model ile tam olarak karşılaştırılabilir olmamak üzere, ülkelerin

üretim alt yapısındaki farklılıkları ele alarak, bu farklılıkların sonuçlar üzerindeki etkisini azaltan toplamsal bir model geliştirilmiştir. Bunun için Whiteman (1995), Steiner (2000) ve Murillo-Zamorano ve Vega-Cervera (2001) örnek alınarak, üretim alt yapısı “termik”, “hidro ve diğer” ve “nükleer” olarak ayrılmış, girdi odaklı bir analiz gerçekleştirildiğinden belirtilen kaynaklardan yapılan üretim miktarlarının her biri ayrı birer çıktıyı oluşturan Model-4 kurulmuştur. Bu modelde bir ülke mevcut toplam kurulu güç ve çalışan miktarını avantajlı olduğu çıktıya göre azaltacak, diğer bir deyişle avantajlı olduğu çıktıya daha fazla ağırlık verecektir. VZA analizinde, ülkelerin söz konusu girdi-çıktılarına, ortalama olarak, mevcut kurulu güç oranlarına yakın ağırlık verdikleri tespit edilerek modelin kuruluş amacının doğrulandığı görülmüştür. Model-4’te değişken sayısı fazla olduğundan, ayırıcılık gücünü korumak amacıyla tüm ülkeler kapsanmıştır.

Tablo 5’teki sonuçlardan, modelin ülkeler arası üretim altyapısı farklılıklarından etkilenmediği, bu haliyle model sonuçlarını en çok etkileyen değişkenlerin sırasıyla rekabet faktörü ve kişi başına tüketim olduğu görülmektedir. Sonuçlara göre ülkeler arası etkinsizlik, rekabet faktörünün ve kişi başına tüketimin düşük olmasından etkilenmektedir.

Kişi başına tüketimle ilgili sonuçlardan, CRS etkinlik skorları üzerinde ülkelerin sektör büyüklüklerinin etkisi olduğu öngörülebilir. Bu etkinin derecesi, VZA’nın bir üstünlüğü olarak, CRS ve VRS skorlarının hesaplanması ile ortaya çıkarılabilmektedir. Yine ortalama değerler üzerinden (Ek-1) yapılan etkinlik analizi sonucu elde edilen değerlerle büyüklük arasındaki ilişkiler saptanarak aşağıda sunulmuştur.

3.3.2. Ölçek, Büyüklük ve Etkinlik İlişkisi

Elektrik üretiminde etkinlik sonuçlarının ölçek ekonomileri ve sektör büyüklüklerinden ne ölçüde etkilendiğini analiz etmek, etkinlik analizinin önemli bir bileşenidir. Bu amaçla çalışmada, toplam üretim miktarı (Model-2’de termik üretim, Model-3’te hidro-diğer üretim miktarları) ile toplam etkinlik (CRS) ve ölçek etkinliği (CRS/VRS) arasındaki Spearman korelasyonu her model için ölçülmüştür. Sonuçlar Tablo 6’da verilmektedir.

Tablo: 6
Büyüklük ile Etkinlik İlişkisi

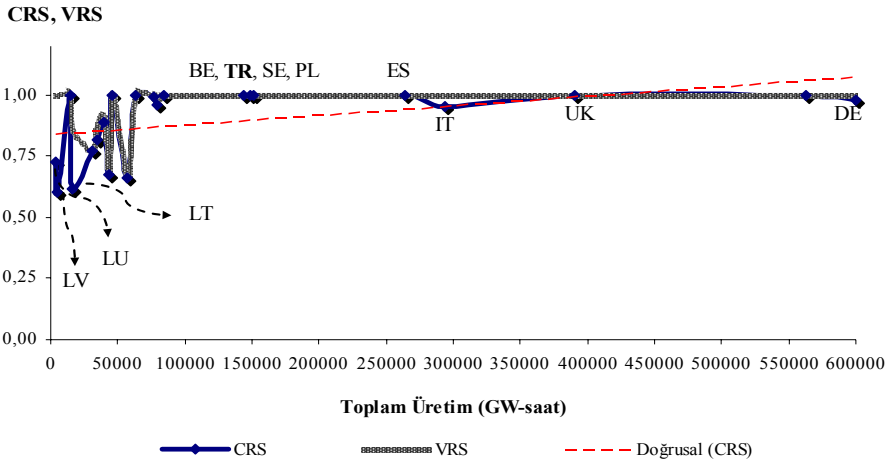
		MODEL-1	MODEL-2	MODEL-3	MODEL-4
Üretim ~ CRS	SpC Rho (n)	0,578** (20)	0,613** (20)	0,777** (20)	0,596** (22)
Üretim ~ Ölçek Etk.	SpC Rho (n)	0,389 (20)	0,651* (20)	0,848** (20)	0,430* (22)

(*) Korelasyon, $0.01 < p \leq 0.05$ düzeyinde anlamlıdır. (**) Korelasyon, $p \leq 0.01$ düzeyinde anlamlıdır.

Tablo 6’den toplam üretim miktarları ile toplam etkinlik (CRS) ve ölçek etkinliği skorları arasında anlamlı pozitif ilişkiler olduğu görülmektedir. Bu sonuçlar, üretim miktarı arttıkça etkinliğin anlamlı bir biçimde arttığını (büyük miktarda üretim yapanların daha etkin olduğunu) göstermektedir.

Tablo 6’daki bulguyu daha detaylı olarak analiz etmek üzere, Yunos ve Hawdon (1997: 264) tarafından geliştirilmiş şekiller örnek alınarak Model-4’ün ortalama değerler için çözülmesi sonucu elde edilen değerlerle Grafik 1 hazırlanmıştır. Grafikte ülkeler üretim miktarlarına göre sıralanmış ve her ülkenin CRS ve VRS skorlarını birleştiren eğriler çizilmiştir. Şekillerdeki kesikli doğrusal çizgi (doğrusal CRS) CRS skorları arasından geçen ve olarak bunlara en iyi uyum gösteren eğilim çizgisidir. İlk olarak, bu çizginin Tablo 6’daki korelasyonu doğrular nitelikte pozitif eğimli olduğu görülmektedir.

Grafik: 1
Toplam Üretim-Etkinlik İlişkisi



Grafik 1’de görüldüğü üzere ölçek sorunu, yalnız “çok büyük” (> 260000 GW-saat) miktarlarda üretim yapan iki ülkede (İtalya ve Almanya), daha fazla da “çok küçük” (< 16000 GW-saat) miktarda üretim yapan ülkelere (Lüksemburg, Litvanya, Letonya) mevcuttur. Ölçek etkinliğini belirleyen CRS ve VRS skorları arasındaki açıklık yalnızca bu ülkeler için fazladır.

Yukarıdaki grafikten çıkarılacak bir diğer önemli sonuç da; “en etkin ölçek büyüklüğü aralığı” ile ilgilidir. Etkinlik büyüklük arttıkça artmakla beraber, toplam üretimde BE, TR, SE, PL noktalarını içine alan anlamlı bir aralıkta (80000 < Üretim < 160000) dört tam etkin ülkenin arka arkaya yer aldığı görülmektedir. Bu sonuç çok yüksek

düzeylerde olmayan üretim ölçeklerinde de etkinliğin sağlayabileceğini göstermesi bakımından önemlidir.

Tablo 6 ile birlikte değerlendirildiğinde Grafik 1'deki sonuçların, Model-2 ve Model-3 için daha güçlü, Model-1 için daha zayıf olmakla birlikte, tüm modeller için geçerli olduğu söylenebilir.

3.3.3. Yıllar İtibariyle Etkinlik Ölçümü Sonuçları ve Girdi Verimliliğinin Gelişimi

Türkiye'nin ve AB ülkelerinin yıllar itibariyle etkinlik skorları kurulan her model için hesaplanmış ve sonuçlar Ek-2'deki tablolarda ve özet olarak aşağıdaki Tablo 7'de verilmiştir.

Tablo: 7

Veri Zarflama Analizi ile Dönemler İtibariyle Ölçülen Toplam Etkinlik (CRS) Skorları

		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Ort.	St.Sp.
MODEL-1	Türkiye	0,856	0,845	0,770	0,729	0,749	0,771	0,826	0,792	0,050
	AB	0,773	0,792	0,788	0,773	0,767	0,784	0,805	0,783	0,014
MODEL-2	Türkiye	1,000	1,000	0,842	0,924	0,878	0,867	0,960	0,925	0,064
	AB	0,663	0,668	0,645	0,768	0,744	0,675	0,768	0,704	0,053
MODEL-3	Türkiye	0,548	0,437	0,682	0,823	0,740	0,685	0,905	0,689	0,158
	AB	0,469	0,483	0,522	0,610	0,477	0,511	0,604	0,525	0,059
MODEL-4	Türkiye	1,000	0,977	0,983	0,932	1,000	1,000	1,000	0,985	0,025
	AB	0,848	0,865	0,888	0,886	0,881	0,899	0,911	0,882	0,021

(*) MODEL-1, MODEL-2 ve MODEL-3 için 20 ülke değerlendirmeye alınmış iken, MODEL-4, 22 ülkenin tümünü kapsamaktadır.

Tablo 8, Türkiye'nin yıllar itibariyle etkinlik sıralamasındaki yerini göstermektedir.

Tablo: 8

Yıllar İtibariyle Türkiye'nin Etkinlik Sıralamasındaki Yeri

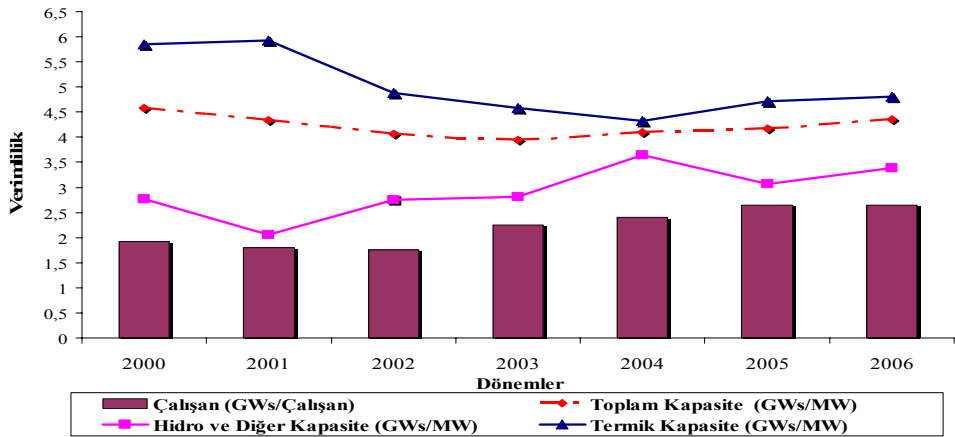
	Türkiye'nin Toplam Etkinlik (CRS) Sıralamasındaki Yeri						
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
MODEL-1	10.	11.	12.	12.	10.	10.	10.
MODEL-2	1-2.	1-2.	5.	6.	8.	6.	6.
MODEL-3	5.	10.	5.	6.	8.	6.	6.
MODEL-4	1-8.*	12.	9.	15.	1-9.	1-9.	1-11.

(*) Türkiye'nin tam etkin olan sekiz ülkeden biri olduğunu göstermektedir.

Tablo 7 ve Tablo 8’den, analiz döneminin bütününde Türkiye’nin etkinlik ortalamasının analize dâhil edilen AB ülkelerinin ortalamalarının üzerinde olduğu gözlenmektedir. Türkiye’nin etkinlik skorlarında yıllar itibariyle gözlenen değişkenlik (standart sapma) ise AB ortalamasının oldukça üzerindedir. Türkiye’nin farklı modellerle çözümlenen etkinlik skorları farklı gelişimler izlemiştir. Model–1 ve Model–4’te (toplamsal modellerde) etkinlik, 2001 krizi ile birlikte 2001 – 2003 yılları arasında düşüş göstermiş, Türkiye etkin sınıra veya ilk 10 sıra içindeki yerine tekrardan, ancak 2004 yılında ulaşabilmiştir. Model–2 ve Model–3 çözümlemelerinin sonuçlarından görüldüğü üzere, Türkiye termik kaynaklardan üretimdeki etkinlik üstünlüğünü bir ölçüde kaybederken, bunu hidro ve diğer kaynaklardaki etkinliğini artırarak telafi etmektedir.

Girdi odaklı bu etkinlik sonuçlarının altında faktör verimlilikleri yatmaktadır. Türkiye elektrik üretimi sektörünün sermaye ve emek faktörleri verimliliklerinde yıllar itibariyle gözlenen gelişim aşağıdaki grafikte gösterilmekte ve karşılaştırılmaktadır.

Grafik: 2
Türkiye Elektrik Üretim Sektöründe Girdi Verimlilik Oranlarının Gelişimi



Grafik 2’de ilk göze çarpan, sermaye yoğun bu sektörde Türkiye’nin sermaye verimliliğinin -her çeşidi itibariyle- emek verimliliğinden yüksek seyretmekte olduğudur. Termik kurulu güçte verimlilik yıllar itibariyle düşmüş, bu durum hidro ve işgücü kaynaklarındaki verimlilik artışı ile telafi edilmiştir. Ayrıca, sermaye verimliliğindeki bu değişimlerin Tablo 7’de verilen etkinlik skorlarındaki değişimler ile paralel bir seyir izlediği görülebilir. Bunun nedeni, VZA çözümlemesinin yapısı gereği bir üretim biriminin (Türkiye’nin) üstün olduğu değişkene (sermayeye) daha fazla ağırlık vererek en yüksek etkinlik skoruna ulaşmaya çalışıyor olmasıdır (Tarım 2001: 64–69).

3.3.4. Türkiye için Hedef Analizi

VZA modeli tanıtılırken, yöntemin “etkin olmayan bir birimin etkinliğini geliştirmesi için ne yapması gerektiğini açıklama olanağı verdiği” belirtilmişti. Buna göre yöntem, etkinsiz her birim için hedef birimler belirleyerek, bunlara ulaşmak için mevcut çıktı düzeyi sabit olmak üzere hangi girdisinde ne kadarlık bir azaltma yapması gerektiğini belirler. Bu bağlamda, Türkiye için belirlenen hedef girdi azaltma seviyeleri ve hedef ülkeler Tablo 9’da gösterilmektedir.

Tablo: 9
Hedef Analizi: Türkiye’ye Üretimi Sabit Tutmak Kaydıyla Girdilerde Önerilen Azaltma yüzdeleri ve Hedef Ülkeler

Hedeflenen azaltma seviyeleri		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Ort.
MODEL-1	Çalışan Sayısında	57,7%	59,1%	66,1%	63,8%	53,9%	51,6%	53,0%	57,9%
	Kurulu Kapasitede	14,4%	15,6%	23,0%	27,1%	25,1%	22,9%	17,4%	20,8%
	Hedef Ülke	BE	BE	BE	BE	BE	BE	BE	
MODEL-2	Çalışan Sayısında	0,0%	0,0%	60,0%	7,6%	12,2%	59,5%	4,0%	20,5%
	Kurulu Kapasitede	0,0%	0,0%	15,8%	7,6%	12,2%	13,3%	4,0%	7,6%
	Hedef Ülke	-	-	PT	PL,UK	PL,UK	PT	PL,UK	
MODEL-3	Çalışan Sayısında	79,3%	90,4%	84,0%	53,7%	69,1%	68,0%	61,9%	72,3%
	Kurulu Kapasitede	45,3%	56,3%	31,8%	17,7%	26,1%	31,5%	9,5%	31,1%
	Hedef Ülke	FI	SE	SE	PT	FI	FI	SE	
MODEL-4	Çalışan Sayısında	0,0%	19,2%	1,7%	16,3%	0,0%	0,0%	0,0%	5,3%
	Kurulu Kapasitede	0,0%	2,3%	1,7%	6,8%	0,0%	0,0%	0,0%	1,5%
	Hedef Ülke	-	PL, PT	AT,PL,PT	PL, PT	-	-	-	

Analiz sonuçları, tüm modellerde Türkiye’nin işgücü verimliliğinin kapasite verimliliğinden düşük olduğunu ve bu girdide verimliliğin sermaye verimliliğinin iki-üç katı kadar artırılması gerektiğini göstermektedir. Sermaye verimliliğinde önerilen azaltma yüzdeleri $(1-CRS) \times 100$ ’e eşit olduğundan dolayı (bkz. Tablo 7), Türkiye’nin etkinlik skoruna ulaşmada fazla ağırlık verdiği girdinin kurulu güç olduğu burada da görülmektedir.

Nükleer güç kapasitesinin sonuçları etkilediği Model-1’de, Türkiye için hedef ülke, nükleer güçten elektrik üretiminde öne çıkan ülkelerden Belçika iken; bu etkiden arındırılan diğer modellerde, Polonya, Portekiz, Avusturya, İngiltere, Finlandiya ve İsveç, hedef gösterilmektedir. Bu ülkelerin ortak özelliği, bu çalışma kapsamında hesaplanan “rekabetçilik faktörü” bakımından en gelişmiş sektörlerle sahip ülkeler olmalarıdır (Bkz. Ek-1). Bu bulgu, Tablo 5’de özetlenen analizden çıkarılan ve etkinliğin nükleer güç yanında, rekabetçi sektörlerin varlığı ile de sağlanabileceği yargısını desteklemektedir.

3.3.5. Yakınsama Analizi: Friedman, Wilcoxon ve Kendall W Testlerinin Sonuçları

Ülkelerin etkinlik skorları arasında analiz dönemi boyunca, σ -yakınsama ve β -yakınsamanın var olup olmadığı araştırılmıştır. Tablo 10’da yakınsama analizinin sonuçlarına yer verilmektedir.

Tablo: 10
Yakınsama Analizi: Friedman ve Kendall W Testlerinin Sonuçları

Yıl	MODEL-1			MODEL-2			MODEL-3		
	σ - Yakınsama		β (Baz Yıl = 2000)	σ - Yakınsama		β (Baz Yıl = 2000)	σ - Yakınsama		β (Baz Yıl = 2000)
	Varyans -CRS	Varyans değişimi (Friedman p)	Kendall W	Varyans -CRS	Varyans değişimi (Friedman p)	Kendall W	Varyans -CRS	Varyans değişimi (Friedman p)	Kendall W
2000	0,042	-	-	0,063	-	-	0,067	-	-
2001	0,034	-0,183	-	0,062	-0,026	-	0,065	-0,026	-
2002	0,032	-0,061	-	0,050	-0,195	-	0,055	-0,161	-
2003	0,030	-0,052	-	0,051	0,020	-	0,072	0,320	-
2004	0,031	0,026	-	0,054	0,056	-	0,051	-0,290	-
2005	0,030	-0,044	-	0,048	-0,095	-	0,057	0,113	-
2006	0,028	-0,067	0,14**	0,052	0,078	0,46**	0,057	0,003	0,40**
	Ort.	-0,063**		Ort	-0,027**		Ort	-0,007**	

(*) $0,05 < p \leq 0,1$ düzeyinde, (**) $0,01 < p \leq 0,05$ düzeyinde, (***) $p \leq 0,01$ düzeyinde anlamlıdır.

Tablo 10’da, Avrupa ülkeleri arasında 2000–2006 yıllarını kapsayan dönemde etkinlik skorlarının varyansında, Model–1 için %6,3, Model–2 için %2,7, Model–3 için yaklaşık %1’lik bir daralma meydana geldiği, diğer bir deyişle, AB ülkelerinin etkinlik skorlarında zaman içerisinde yakınlaşma anlamına gelen “ σ -yakınsama”nın var olduğu görülmektedir. Model-4’ün ayırıcılık ve sıralama gücü diğerlerine göre daha zayıf olduğundan burada ele alınmamıştır.

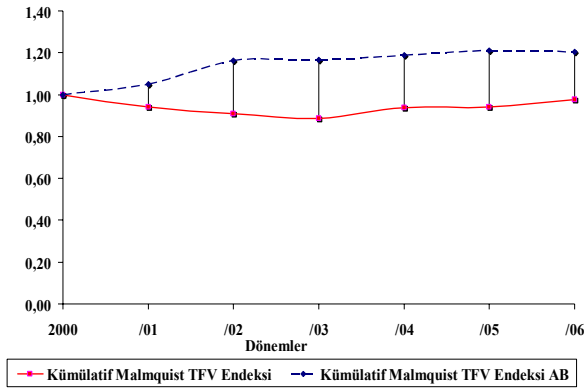
Ayrıca, 2000 yılı baz alındığında, analiz döneminin bütününde, Kendall W testi sonuçlarına göre anlamlı bir sıralama değişimi de saptanmıştır. Bu sonuç da “ β -yakınsama”nın varlığına kanıt olduğundan, analiz döneminde güçlü bir yakınsamanın yaşandığını; 2000 yılında tam etkin olmayan bazı ülkelerin 2006 yılına kadar hem skorlarını hem de sıralamalarını geliştirdiklerini söylemek mümkündür.

Türkiye ise 2001’de yaşanan krizden önemli ölçüde etkilenmiş bir ülke olarak, sıralama değişimi anlamında özellikle termik kaynaklardan üretimde bu yakınsamanın dışında kalmıştır (Bkz. Tablo 8). Ancak etkinlik skoru değişimi anlamında özellikle hidro kaynaklardan üretimdeki performansının katkısıyla 2004–2006 yılları arasında etkin sınıra tekrardan yaklaştığı görülmektedir (Bkz. Tablo 7 ve Ek.2).

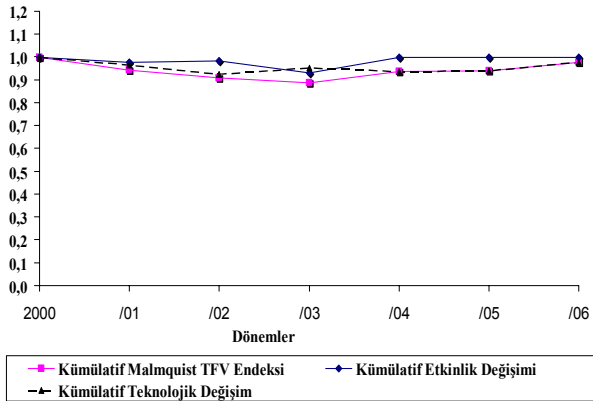
3.3.6. Malmquist TFV Endeksinin Gelişimi

Malmquist TFV endeksleri, Model-4 üzerinde (3-6) formülasyonu kullanılarak ikişerli dönemler arasında analiz edilmiştir. Dönemler bazında çapraz veri setiyle yapılan analizlerde ayırıcılık gücü zayıf olan bu model, dinamik VZA modelinde daha açık sonuçlar vermektedir. Teknik etkinlik ve toplam faktör verimliliklerindeki değişimler toplu olarak Ek-3'te verilmiştir. Aşağıda 2000 yılı değeri = 1 kabul edilerek hesaplanmış kümülatif faktör verimliliği ve etkinlik değişimlerini gösteren grafikler sunulmaktadır.

Grafik: 3
Kümülatif Malmquist TFV Endeksi: Türkiye – AB Karşılaştırması



Grafik: 4
Kümülatif Malmquist TFV-Etkinlik-Teknolojik Değişim: Türkiye



Grafik 3’te, Türkiye’nin toplam faktör verimliliğindeki artışın AB ülkelerinin çok gerisinde kaldığı görülmektedir. Etkinlik skorlarında yıllar itibariyle gözlenen değişimin bir benzeri de burada yaşanmıştır. AB ülkeleri 2000–2006 döneminde toplam faktör verimliliklerini %16,3 oranında artırırlarken, Türkiye, son yıllardaki performansına rağmen toplam faktör verimliliğini kümülatif anlamda geliştirememiştir. AB ülkelerinin TFV’deki gelişim %11,8 oranında saf teknik etkinlik artışından ve %4,2 oranında teknolojik gelişimden kaynaklanmıştır (Bkz. Ek–3).

Grafik 4 incelendiğinde ise, Türkiye için TFV’deki değişimin, 2000–2001, 2001–2002, 2005–2006 dönemlerinde teknolojik değişimden, diğer dönemlerde ise etkinlik değişiminden kaynaklandığı görülmektedir.

4. Genel Değerlendirme

Bu çalışmada, metodolojik olarak 2000–2006 yılları arasındaki dönemde Türkiye ile birlikte Avrupa Birliği Üyesi 21 ülkenin elektrik üretim sektörlerin göreceli etkinliklerinin, ülkeler arası teknoloji farklılıklarının (termik, hidro ve diğer yenilenebilir kaynaklar ve nükleer kaynaklar) dikkate alınması yoluyla VZA Yöntemi ile karşılaştırılabileceği gösterilmiştir. Bunun için öncelikle, ülkelerin elektrik üretim sektörlerinin rekabetçilik düzeyleri, büyüklükleri ve nükleer altyapıları gibi güncel tartışmalara ve reformlara konu olan bazı değişkenler ile etkinlikler arasındaki ilişkiler istatistik teknikler yardımı ile analiz edilmiştir. Bu aşamada elde edilen sonuçlardan hareketle, etkinliği ülkeler arası teknolojik alt yapı farklılıklarının etkisinden arındırarak ölçmeye yarayan modeller oluşturulmuştur. Bu modeller üzerinde etkinlik ve verimliliğin zaman içindeki değişimi, parametrik olmayan yöntemlerle ölçülen yakınsama değerleri ve Malmquist TFV endeksleri hesaplanarak incelenmiştir.

Bulgular ekonomik olarak yorumlandığında, ortaya ilginç sonuçlar çıkmaktadır:

Birincisi, Türkiye’nin elektrik üretim sektörü analiz dönemi boyunca AB ortalamasına yakın bir seyir izleyen etkinlikte çalışmış, ancak 2001 krizinin sektörün uluslararası etkinliği ve toplam faktör verimliliği üzerinde ciddi olumsuz etkileri olmuştur. Türkiye, analiz döneminde AB ülkelerinde yaşanan kümülatif %16’lık toplam faktör verimliliği artışının ve anlamlı bir ölçüdeki yakınsamanın gerisinde kalmış, bazı ülkelerin aksine sıralamadaki yerini de geliştirememiştir. Buna karşın sektörün 2003 yılından sonra böyle bir trende girerek, göreceli performansını artırmaya başladığı söylenebilir.

Ancak bu pozitif trendin devam ettirilmesi gerekmektedir. Giriş bölümünde tartışıldığı gibi, hızla artan elektrik enerjisi talebine karşılık kişi başına üretimin çok düşük seviyelerde bulunması nedeniyle, AB’ne üyelik sürecinde olan Türkiye’nin üretim ve üretkenliğini AB’den daha fazla artırmak öncelikli hedefi olmalıdır. Bunun içinse, işgücü ve kapasite verimliliğinin artırılması gerekmektedir.

Özellikle kapasite verimliliğinin artırılması ile ilgili olarak güncel tartışmalara ve giriş bölümünde bahsedilen reformlara konu olan faktörlerden biri, Türkiye’de nükleer santrallerin kurulmasıdır. Çalışmada nükleer altyapı yüzdesi değişkeninin ülkeler arası teknolojik farklılıklar göz önüne alınmadığında etkinlikle pozitif bir ilişkisinin bulunduğu tespit edilmiştir. Bu, nükleer santrallerin gerekli koşulların sağlanması durumunda yılın tüm saatlerinde çalışabilmeleri nedeniyle ülkenin toplam sektör verimliliğine diğer santral tiplerine nazaran pozitif katkı sağlamalarının doğal bir sonucudur. Ancak çalışmada, bu konudaki dezavantaja sahip de olsa ülkelerin, sektörde rekabetçi bir piyasa yapısı oluşturmak yoluyla etkinliklerini artırmalarının mümkün olduğu da gösterilmiştir.

Çalışmada, elektrik üretimi sektörlerinde büyüklük ile etkinlik ilişkileri de araştırılmış olup, iki değişken arasında pozitif bir ilişki bulunmuştur. Bu tespit ilk bakışta, yüksek miktarlarda elektrik üretimi gerçekleştiren ülkelerin etkinliklerinin diğerlerinden fazla olduğunu göstermekle birlikte, diğer taraftan, çalışmada en etkin ölçek büyüklüğünün toplam üretim kapasitesinde yaklaşık 80.000 ila 160.000 GW-saat arasındaki üretim değerleri aralığında sağlandığı gösterilmiştir. Bu sonuç, orta düzeyde sayılabilecek üretim değerlerinde de etkinliğin yakalanabileceğini göstermesi bakımından önemlidir.

Türkiye açısından önemli bir diğer bulgu, termik santrallerdeki etkinlik kaybının toplam etkinlik üzerindeki etkisinin, analiz döneminde hidro elektrik ve diğer üretim santrallerinin etkinlik ve verimliliğinde gözlenen artış ile giderildiğidir. Bu bulgu, son yıllarda klasik termik enerji santrallerinin yanında diğer kaynakların, toplam üretime ve üretkenliğe sağlayabileceği potansiyel katkının önemini göstermektedir. Yine de, Türkiye’de termik santrallerin verimliliği hala diğerlerinden yüksektir. Dolayısıyla amaçlanması gereken, yeni teknolojilerin takip edilmesi ile termik santrallerdeki verimlilik azaltılmadan, hidro ve diğer kaynaklarda kapasite ve verimliliğin artırılmaya devam edilmesidir.

Rekabetçi bir sektöre sahip olmanın etkinlik üzerinde etkili olduğu bulgusu bu açıdan da önem taşımaktadır. Rekabetçi bir ortamda elektrik üretim sektörüne çekilebilecek yeni yatırımlar, hem üretimi hem de etkinliği artırabilir.

Özetle, kişi başına tüketim artışına karşılık gereksinim duyulan elektrik üretimi ve etkinlik artışının, sektörde işgücü ve kapasite verimliliğinin artırılmasının yanında, yeni teknolojilere yatırım yapılması ve rekabet kanallarının genişletilmesine yönelik politikalar ile başarılabacağı görülmektedir.

Şu anda EÜAŞ’a ait santrallerin bir bölümü özelleştirme sürecinde olup, Türkiye’de nükleer santraller kurulması ve sektörün rekabete açılması için somut adımlar atılmaktadır. Bu çalışmanın doğal bir uzantısı olarak bu türden gelişmelerin önümüzdeki dönemde etkinlik üzerine yansımalarını araştırmak faydalı olacaktır. Ayrıca, yeterli veriye ulaşılması durumunda üretim etkinliğinin yanında maliyet etkinliğinin de hesaplanması, bu çalışmada elde edilen sonuçları zenginleştirecektir.

Kaynakça

- Abbott, M. (2005), Determining Levels of Productivity and Efficiency in the Electricity Industry, *The Electricity Journal*, 18 (9), 62–72.
- Bagdadioglu, N. ve Odyakmaz, N. (2009), Turkish electricity reform, *Utilities Policy* 17, 144–152
- Bagdadioglu, N., Price, C. M.W. ve Weyman-Jones, T.G. (1996), Efficiency and ownership in electricity distribution: a nonparametric model of the Turkish experience. *Energy Economics* 18, 1–23.
- Bağdadioglu, N. (2009), Avrupa Birliği Enerji Sektöründe Rekabet Politikası: Brüksel'in Yeni Önerileri ve Enerji Milliyetçiliği Meselesi, *C.Ü. Sosyal Bilimler Dergisi* 33 (1), 25–36
- Banker, R. D. ve R. M. Thrall. (1992), Estimation of Returns to Scale Using Data Envelopment Analysis, *European Journal of Operational Research* 62, 74–84.
- Banker, R. (1984), Estimating most productive scale size using data envelopment analysis, *European Journal of Operational Research* 17 (1), 35–44.
- Banker, R.D, Charnes, A. ve Cooper, W.W. (1984), Some Models for Estimating Technical and Scale Inefficiencies in Data Envelopment Analysis, *Management Science* 30,1078–1092.
- Barros, C.P. ve Peypoch, N. (2008), Technical efficiency of thermoelectric power plants, *Energy Economics* 30, 3118–3127.
- Caves, D., Christensen, L. ve Diewert. E. (1982), The Economic Theory of Index Numbers and the Measurement of Input, Output, and Productivity, *Econometrica* 50, 1393–1414.
- Charnes, A., Cooper, W. W. ve Rhodes, E. (1978), Measuring the Efficiency of Decision Making Units, *European Journal of Operational Research* 2, 429–444.
- Coelli, T.J., Rao Prasada D.S., O'Donnell C.J. ve Battase, G.E. (2005), *An Introduction to Efficiency and Productivity Analysis*, (2. Basım), Springer, USA.
- Cooper W.W, Seiford L.M ve Zhu, J. (2000), *Data Envelopment Analysis*, Springer, USA.
- Diewert, W.E. ve Nakamura, A.O. (1999), Benchmarking and the measurement of best practice efficiency: an electricity generation application, *Canadian Journal of Economics* 32 (2), 570–588.
- Domah, P. (2002), Technical efficiency in electricity generation - the impact of smallness and isolation of island economies, *Cambridge Working Papers in Economics* 232, 1–26.
- Dyson, R.G., Allen, R., Camanho, A.S., Podinovski, V.V., Sarrico, C.S. ve Shale E.A. (2001), Pitfalls and Protocols in DEA, *European Journal of Operational Research* 132, 245–259.

- Elektrik Üretim Anonim Şirketi, EÜAŞ, (2008), *Elektrik Üretim Sektörü Raporu*, Ankara.
- Emrouznejad, A., Parker, B. ve Tavares G. (2008), Evaluation of research in efficiency and productivity: A survey and analysis of the first 30 years of scholarly literature in DEA, *Socio-Economic Planning Sciences* 42, 151–157.
- Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, ETKB (2009), *Elektrik Enerjisi Sektörü Reformu ve Özelleştirme Strateji Belgesi*,
<http://www.enerji.gov.tr/yayinlar_raporlar/Elektrik_Enerjisi_Sektoru_Reformu_ve_Ozellestirme_Strateji_Belgesi.pdf>, 27.06.2009.
- Estache, A., Perelman S. ve Trujillo, L. (2005), Infrastructure Performance and Reform in Developing and Transition Economies: Evidence from a Survey of Productivity Measures, *World Bank Policy Research Working Paper Series* 3514, 1–27.
- European Commission (EC), Benchmarking Reports Web Sayfası,
<http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/benchmarking_reports_en.htm>, 24.07.2009.
- European Commission, EC, (2001), *First Benchmarking Report on the Implementation of the Internal Electricity and Gas Market*, European Communities, Brüksel.
- European Commission, EC, (2005), *Technical Annexes to the Report from the Commission on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market*, European Communities, Brüksel.
- European Commission, EC, (2006), *Statistics in Focus: Industry Trade on Services*, European Communities, Brüksel.
- European Commission, EC, (2009a), *Panorama of energy: Energy statistics to support EU policies and solutions*, Statistical Books, European Communities, Brüksel.
- European Commission, EC, (2009b), *European electricity market indicators 2007*, Data In Focus, Brüksel.
- European Commission, EC, (2009c), *Report on Progress in Creating the Internal Gas and Electricity Market: Technical Annex to the Communication from the Commission to the Council and the European Parliament*, European Communities, Brüksel.
- EUROSTAT - Veritabanı,
<<http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/eurostat/home>>, 27.06.2009.
- Fare, R., Grosskopf, S., Lindgren, B. ve Roos, P. (1992), Productivity Changes in Swedish Pharmacies 1980-1989: A Non-Parametric Malmquist Approach, *The Journal of Productivity Analysis* 3, 85–101.
- Fare, R., S. Grosskopf, S. ve Lovell, C.A.K. (1994a), Productivity Growth, Technical Progress, and Efficiency Change in Industrialized Countries, *The American Economic Review* 84 (1), 66–81.
- Fare, R., S. Grosskopf, S. ve Lovell, C.A.K. (1994b), *Production Frontiers*, Cambridge University Press.

- Farrell, M.J. (1957), The Measurement of Productive Efficiency, *Journal of Royal Statistical Society* 120 (3), 253–281.
- Friedman, M. (1992), Do old fallacies ever die?, *Journal of Economic Literature* 30, 2129–2132.
- Golany, B., Roll, Y. ve Rybak, D. (1994), Measuring Efficiency of Power Plants in Israel by Data Envelopment Analysis, *IEEE Transactions On Engineering Management* 41 (3), 291–301.
- Green, H.W. (1995), *Limdep User's Manual, Version 7.0*, Econometric Software, Inc., Maple Av, Bellport, NY,; 583-636.
- Haas, D.A. ve Murphy, F.H. (2003), Compensating for non-homogeneity in decision-making units in data envelopment analysis, *European Journal of Operational Research* 144, 530–544.
- Jamasb, T. ve Pollitt M. (2001), Benchmarking and regulation: international electricity experience, *Utilities Policy* 9, 107–130.
- Jamasb, T. ve Pollitt, M. (2003), International benchmarking and regulation: an application to European electricity distribution utilities, *Energy Policy* 31, 1609–1622.
- Jamasb, T., Mota, R., Newberry, D. ve Pollitt M. (2005), Electricity Sector Reform in Developing Countries: A Survey of Empirical Evidence on Determinants and Performance, *World Bank Policy Research Working Paper* 3549, <<http://econ.worldbank.org>>, 04.07.2009.
- Jenkins, L. ve Anderson M. (2003), A multivariate statistical approach to reducing the number of variables in data envelopment analysis, *European Journal of Operational Research* 147, 51–61
- Koski, A.H. ve Majumdar, S.K. (2000), Convergence in telecommunications infrastructure development in OECD countries, *Information Economics and Policy* 12, 111–131.
- Lawrence D., Houghton J. ve George, A. (1997), International Comparisons of Australia's Infrastructure Performance, *Journal of Productivity Analysis* 8, 361–378.
- Meibodi, A.E. (1998), Efficiency considerations in the electricity supply industry: The case of Iran, <<http://www.econ.surrey.ac.uk/WorkingPapers/seed95.pdf>>, 05.09.2009.
- Murillo-Zamorano, L.R. ve Vega-Cervera, J.A. (2001), The use of parametric and non-parametric frontier methods to measure the productive efficiency in the industrial sector: A comparative study, *International Journal of Production Economics* 69, 265–275.
- Nemoto, J. ve Goto, M. (2003), Measurement of dynamic efficiency in production: An application of data envelopment analysis to Japanese electric utilities, *Journal of Productivity Analysis* 19 (2–3), 191–210.

- OECD (2005), International Energy Agency, *Energy Policies of IEA Countries: Turkey 2005 Review*.
- Ogunyinka, O.E. ve Ajibefun, I.A. (2004), Determinants of Technical Inefficiency on Farm Production: Tobit Analysis Approach to the NDE Farmers in Ondo State, Nigeria, *International Journal of Agriculture and Biology*, 6 (2), 355–358.
- Olatubi, W.O. ve Dismukes, D.E. (2000), A data envelopment analysis of the levels and determinants of coal-fired electric generation performance, *Utilities Policy*, 9, 47–59.
- Saleem M., (2007), Benchmarking and Regulation for the Electricity Distribution Sector in Pakistan, *South Asia Economic Journal*, 8 (1), 117–138.
- Steiner, F. (2000), Regulation, Industry Structure And Performance In The Electricity Supply Industry OECD Economics Department Working Papers (238), ECO/WKP, <<http://www.oecd.org/eco/eco>>, 05.09.2009.
- Tamzok, N. (2008), Elektrik Sektöründe Piyasa Modeli ve Rekabet Sorunu, *Cumhuriyet Enerji Dergisi* 12, 14–16.
- Tarım, A. (2001), *Veri Zarflama Analizi: Matematiksel Programlama Tabanlı Göreli Etkinlik Ölçümü Yaklaşımı*, Sayıştay Araştırma/İnceleme/Çeviri Dizisi: 15.
- Tobin, J. (1958), Estimation of relationships for limited dependent variables, *Econometrica* 26, 24–36.
- Türkiye Elektrik İletim A.Ş., TEİAŞ (2009), *Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu (2009 –2018)*, <http://www.epdk.gov.tr/yayin_rapor/elektrik/yayin/uretimKapasiteProjeksiyon_u2009_2018.pdf>, 27.06.2009.
- Vaninsky, A. (2006), Efficiency of electric power generation in the United States: Analysis and forecast based on data envelopment analysis, *Energy Economics* 28, 326–338.
- Whiteman, J. (1995), Benchmarking developing country electricity systems using data envelopment analysis, *Asia-Pacific Economic Review* 1 (3), 71–78.
- Whiteman, J. (1999), The Potential Benefits of Hilmer and Related Reforms: Electricity Supply, *The Australian Economic Review* 32(1), 17–30.
- Yang, H. ve Pollitt, M. (2009), Incorporating both undesirable variables and uncontrollable variables into DEA: The performance of Chinese coal-fired power plants, *European Journal of Operational Research*, 197, 1095–1105.
- Yunos, J.M. ve Hawdon, D. (1997), The efficiency of the National Electricity Board in Malaysia: an intercountry comparison using DEA. *Energy Economics* 19 (2), 255–269.
- Zhang, Y. ve Bartels, R. (1998), The effect of sample size on the mean efficiency in DEA with an application to electricity distribution in Australia, Sweden and New Zealand, *Journal of Productivity Analysis* 9, 187–204.

- Zhou, P, Ang, B.W. ve Poh, K.L. (2008), Invited Review: A survey of data envelopment analysis in energy and environmental studies, *European Journal of Operational Research* 189, 1–18.
- Zhu, J. (2003), *Quantitative Models for Performance Evaluation and Benchmarking: DEA with Spreadsheets and DEA Excel Solver*, Springer (Kluwer Academic Publishers), Boston.

Ek: 1
Seçilmiş Değişkenler için Analiz Dönemi Ortalamaları ve Ortalama Değerler Üzerinden Hesaplanan Toplam Etkinlik Skorları (Tüm Modeller)

Ülke Çalışan	K.G.Ç. (Toplam)	K.G.Ç. (Termik)	K.G.Ç. (Hidro ve Diğ.)	K.G.Ç. (Hidro ve Diğ.)	K.G.Ç. (Nükleer)	Üretim (Toplam)	Üretim (Termik)	Üretim (Hidro ve Diğ.)	Üretim (Nükleer)	Rekabet Faktörü	GSMH (SGP) AB-27 Tüketim =100	Kış Baş Tüketim	Termik Etkinlik Faktörü	Etkinlik Skorları (CRS)			
														MODEL 1	MODEL 2	MODEL 3	MODEL 4
AT	24.704	18.359	6.203	12.156	-	62.825	22.430	40.395	-	82%	126,3	6691	57%	0,64	0,72	0,79	1,00
BE	16.224	15.766	8.499	1.501	5.766	84.038	35.081	1.701	47.257	35%	122,3	7682	49%	1,00	0,83	0,27	1,00
BG	32.424	12.368	6.651	2.853	2.864	43.143	21.140	3.404	18.599	26%	32,2	3169	42%	0,65	0,63	0,28	0,68
CZ	22.471	16.682	11.472	2.164	3.046	79.851	55.794	2.622	21.435	24%	73,0	5157	47%	0,90	0,97	0,29	0,96
DE	208.101	123.035	78.799	22.696	21.539	600.384	386.335	47.163	166.886	78%	116,5	6162	43%	-	-	0,49	0,98
DK	9.077	13.141	10.232	2.909	-	40.218	34.720	5.498	-	65%	126,3	6113	66%	0,67	0,72	0,46	0,89
ES	32.859	66.595	34.335	24.732	7.528	263.657	155.337	46.595	61.725	79%	100,6	5276	44%	1,00	1,00	0,59	1,00
FI	13.009	16.491	10.792	3.037	2.662	77.463	41.960	12.764	22.739	83%	115,1	15440	70%	0,98	0,81	1,00	0,99
FR	116.511	115.851	26.993	25.589	63.269	563.101	57.924	67.458	437.718	18%	112,6	6590	35%	0,92	0,43	-	1,00
HU	25.784	8.534	6.613	58	1.864	35.320	21.910	198	13.212	58%	61,3	3102	49%	0,78	0,65	-	0,82
IT	75.262	80.727	57.873	22.854	-	293.575	239.279	54.296	-	64%	110,4	5024	45%	0,71	0,83	0,57	0,95
LT	12.599	5.370	2.468	874	2.029	15.701	2.960	813	11.928	29%	47,6	2082	80%	0,55	0,24	0,22	0,62
LU	807	1.458	294	1.164	-	3.188	2.244	944	-	28%	248,6	13356	62%	-	-	0,22	0,72
LV	7.096	2.137	588	1.549	-	4.407	1.590	2.817	-	17%	43,8	2217	82%	0,39	0,53	0,43	0,60
PL	97.833	31.456	29.134	2.322	-	151.342	147.519	3.823	-	77%	49,6	2668	48%	0,90	1,00	0,39	1,00
PT	11.643	12.186	6.860	5.326	-	46.281	34.201	12.080	-	56%	76,7	4143	46%	0,74	1,00	0,54	1,00
RO	60.522	19.932	12.999	6.226	707	56.568	34.833	16.298	5.437	62%	31,7	1707	51%	0,53	0,53	0,62	0,66
SE	21.230	33.561	7.376	16.729	9.455	148.976	11.937	68.212	68.827	65%	122,6	14621	85%	1,00	0,35	1,00	1,00
SI	6.802	2.917	1.312	948	657	14.573	5.617	3.578	5.378	47%	83,8	5990	43%	0,94	0,85	0,90	1,00
SK	18.064	8.117	2.978	2.499	2.640	31.389	9.252	4.683	17.454	26%	56,1	4290	53%	0,73	0,62	0,45	0,77
TR	65.700	34.180	21.812	12.368	-	143.797	107.386	36.411	-	36%	37,7	1618	45%	0,79	0,98	0,70	1,00
UK	68.731	79.539	62.373	5.204	11.962	391.056	297.662	9.285	84.108	96%	121,1	5668	43%	0,99	0,98	0,42	1,00

Ek: 2
Yıllar İtibariyle Etkinlik Ölçümü Sonuçları (MODEL-1)

	2000		2001		2002		2003		2004		2005		2006	
	CRS	VRS	Ölçek	VRS	Ölçek	CRS	VRS	Ölçek	CRS	VRS	Ölçek	CRS	VRS	Ölçek
AT	0,64	0,65	1,00	0,68	0,69	1,00	0,66	0,66	1,00	0,61	0,62	0,99	0,63	0,63
BE	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
BG	0,64	0,64	0,99	0,62	0,62	0,99	0,68	0,69	0,99	0,64	0,66	0,97	0,62	0,63
CZ	0,90	0,90	1,00	0,94	0,94	1,00	0,89	0,89	1,00	0,89	0,89	1,00	0,88	0,88
DE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DK	0,62	0,97	0,64	0,61	0,95	0,64	0,63	1,00	0,63	0,75	1,00	0,75	0,60	0,93
ES	0,94	1,00	0,94	0,89	1,00	0,89	0,99	1,00	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
FI	0,89	0,95	0,94	0,91	0,92	0,99	0,92	0,96	0,96	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
FR	0,93	1,00	0,93	0,94	1,00	0,94	0,91	1,00	0,91	0,90	1,00	0,90	0,91	1,00
HU	0,79	0,80	0,99	0,85	0,85	0,99	0,80	0,82	0,98	0,72	0,76	0,95	0,71	0,73
IT	0,69	0,76	0,91	0,72	0,76	0,96	0,69	0,71	0,97	0,69	0,74	0,94	0,70	0,75
LT	0,38	0,49	0,76	0,50	0,52	0,97	0,59	0,62	0,95	0,63	0,70	0,90	0,62	0,65
LU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LV	0,37	1,00	0,37	0,40	1,00	0,40	0,35	1,00	0,35	0,34	1,00	0,34	0,40	1,00
PL	0,89	0,94	0,94	0,93	0,96	0,96	0,89	0,91	0,97	0,88	0,92	0,96	0,88	0,94
PT	0,75	0,81	0,92	0,83	0,85	0,97	0,78	0,84	0,93	0,74	0,81	0,92	0,67	0,79
RO	0,44	0,44	1,00	0,50	0,50	1,00	0,53	0,53	0,99	0,54	0,55	0,98	0,53	0,53
SE	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,88	0,89	0,99	0,88	0,94
SI	0,97	1,00	0,97	0,97	1,00	0,97	0,94	1,00	0,94	0,86	1,00	0,86	0,94	1,00
SK	0,77	0,78	0,99	0,75	0,76	0,99	0,76	0,77	0,98	0,70	0,74	0,95	0,68	0,69
TR	0,86	0,90	0,95	0,84	0,87	0,97	0,77	0,79	0,98	0,73	0,76	0,97	0,75	0,79
UK	0,99	1,00	0,99	0,96	1,00	0,96	0,98	1,00	0,98	0,96	1,00	0,96	0,93	1,00

Ek: 2 (Devamı)
Yıllar İtibariyle Etkinlik Ölçümü Sonuçları (MODEL-2)

	2000			2001			2002			2003			2004			2005			2006		
	CRS	VR5	Ölçek	CRS	VR5	Ölçek	CRS	VR5	Ölçek	CRS	VR5	Ölçek	CRS	VR5	Ölçek	CRS	VR5	Ölçek	CRS	VR5	Ölçek
AT	0,55	0,59	0,93	0,64	0,67	0,95	0,56	0,59	0,96	0,80	0,83	0,96	0,79	0,82	0,97	0,76	0,77	0,98	0,78	0,81	0,97
BE	0,78	0,80	0,98	0,75	0,76	1,00	0,70	0,72	0,97	0,88	0,90	0,97	0,90	0,92	0,98	0,79	0,79	1,00	0,87	0,89	0,98
BG	0,60	0,63	0,94	0,51	0,55	0,93	0,50	0,52	0,95	0,65	0,68	0,96	0,64	0,66	0,96	0,58	0,60	0,96	0,65	0,67	0,96
CZ	0,93	0,93	0,99	0,93	0,94	1,00	0,83	0,89	0,93	0,99	1,00	0,99	0,99	1,00	0,99	0,88	0,91	0,97	0,99	1,00	0,99
DE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DK	0,64	0,75	0,86	0,70	0,79	0,88	0,64	0,73	0,87	0,88	0,96	0,92	0,70	0,72	0,96	0,54	0,59	0,92	0,87	0,88	0,99
ES	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
FI	0,62	0,65	0,95	0,74	0,75	0,98	0,72	0,74	0,96	1,00	1,00	1,00	0,93	0,95	0,98	0,57	0,60	0,96	0,95	0,96	0,99
FR	0,41	0,41	0,99	0,37	0,37	1,00	0,35	0,37	0,95	0,45	0,45	0,99	0,44	0,45	0,99	0,46	0,49	0,95	0,49	0,49	0,99
HU	0,56	0,59	0,94	0,58	0,62	0,93	0,58	0,60	0,96	0,67	0,70	0,96	0,64	0,66	0,96	0,60	0,62	0,96	0,63	0,66	0,96
IT	0,79	0,86	0,93	0,81	0,85	0,95	0,76	0,87	0,87	0,89	0,89	1,00	0,87	0,87	1,00	0,75	0,84	0,89	0,87	0,88	0,99
LT	0,16	0,34	0,49	0,18	0,36	0,51	0,20	0,37	0,53	0,25	0,40	0,61	0,26	0,41	0,65	0,27	0,39	0,69	0,23	0,31	0,75
LU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LV	0,39	1,00	0,39	0,42	1,00	0,42	0,44	1,00	0,44	0,56	1,00	0,56	0,51	1,00	0,51	0,47	1,00	0,47	0,69	1,00	0,69
PL	0,85	0,96	0,88	0,84	0,95	0,88	0,85	0,99	0,86	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,94	1,00	0,94	1,00	1,00
PT	0,98	1,00	0,98	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,91	0,95	0,97	0,97	1,00	0,97	1,00	1,00	1,00	0,99	1,00	0,99
RO	0,36	0,37	0,97	0,40	0,42	0,96	0,46	0,46	0,99	0,62	0,63	0,98	0,54	0,55	0,98	0,52	0,52	0,99	0,60	0,61	0,98
SE	0,28	0,65	0,44	0,32	0,74	0,44	0,36	0,83	0,43	0,42	0,70	0,60	0,37	0,57	0,65	0,31	0,53	0,58	0,38	0,51	0,74
SI	0,77	1,00	0,77	0,69	0,97	0,72	0,74	0,96	0,77	0,85	1,00	0,85	0,86	1,00	0,86	0,78	0,99	0,79	0,85	0,99	0,86
SK	0,66	0,76	0,87	0,52	0,63	0,83	0,52	0,61	0,86	0,64	0,70	0,91	0,60	0,66	0,91	0,53	0,62	0,86	0,57	0,63	0,90
TR	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,84	0,96	0,88	0,92	0,93	1,00	0,88	0,88	1,00	0,87	0,93	0,93	0,96	0,96	1,00
UK	0,94	1,00	0,94	0,94	1,00	0,94	0,87	1,00	0,87	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,89	1,00	0,89	1,00	1,00	1,00

Ek: 2 (Devamı)
Yıllar İtibarıyla Etkinlik Ölçümü Sonuçları (MODEL-4)

	2000		2001		2002		2003		2004		2005		2006	
	CRS	VRS	Ölçek	CRS	VRS	Ölçek	CRS	VRS	Ölçek	CRS	VRS	Ölçek	CRS	VRS
AT	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
BE	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
BG	0,65	0,66	0,99	0,63	0,64	0,98	0,70	0,70	1,00	0,66	0,68	0,98	0,64	0,65
CZ	0,99	1,00	0,99	1,00	1,00	0,93	0,95	0,98	0,93	0,96	0,98	0,95	0,96	0,98
DE	0,97	1,00	0,97	1,00	1,00	0,90	0,90	1,00	0,90	0,94	1,00	0,94	0,97	1,00
DK	0,86	0,92	0,94	0,98	1,00	0,98	0,88	0,90	0,98	1,00	1,00	0,83	0,85	0,98
ES	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
FI	0,92	0,94	0,97	0,94	0,97	0,94	0,96	0,98	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
FR	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
HU	0,84	0,90	0,93	0,89	0,95	0,94	0,84	0,91	0,92	0,77	0,85	0,90	0,76	0,84
IT	0,93	1,00	0,93	0,92	1,00	0,92	0,92	1,00	0,92	0,94	1,00	0,94	0,96	1,00
LT	0,43	0,62	0,69	0,57	0,77	0,75	0,68	0,92	0,74	0,73	0,99	0,74	0,71	0,95
LU	0,33	1,00	0,33	0,34	1,00	0,34	0,94	1,00	0,94	0,75	1,00	0,75	0,78	1,00
LV	0,57	0,95	0,59	0,58	0,96	0,60	0,52	1,00	0,52	0,55	1,00	0,55	0,68	1,00
PL	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
PT	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
RO	0,51	0,51	1,00	0,58	0,58	1,00	0,66	0,66	1,00	0,66	0,66	1,00	0,75	0,75
SE	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
SI	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
SK	0,81	0,81	1,00	0,77	0,77	0,99	0,80	0,81	0,99	0,77	0,78	0,98	0,71	0,74
TR	1,00	1,00	1,00	0,98	1,00	0,98	0,98	1,00	0,98	0,93	1,00	0,93	1,00	1,00
UK	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Ek: 3
Malmquist Toplam Faktör Verimliliği Endeksi ve Etkinlik Değişimi (MODEL-4)

Ülke	2000–2001		2001–2002		2002–2003		2003–2004		2004–2005		2005–2006	
	TFV*	ED*	TD*	TFV	ED	TD	TFV	ED	TD	TFV	ED	TD
AT	0,987	1,000	0,987	0,996	1,000	0,996	0,883	1,000	0,883	1,085	1,000	0,999
BE	0,967	1,000	0,967	1,083	1,000	0,983	1,088	1,000	0,933	1,000	0,933	1,010
BG	0,933	0,967	1,128	1,103	1,023	0,970	0,954	1,017	0,984	0,963	1,021	1,065
CZ	1,007	1,000	0,958	0,931	1,029	1,012	1,001	1,011	1,007	1,015	0,992	0,986
DE	1,015	0,930	0,985	0,930	0,907	1,025	1,062	1,044	1,017	1,036	1,026	1,010
DK	1,188	1,134	1,048	1,044	0,902	1,157	1,179	1,130	1,043	0,841	0,831	1,012
ES	1,158	1,000	1,158	1,131	1,000	1,131	1,006	1,000	1,006	1,033	1,000	1,033
FI	1,049	1,023	1,026	1,013	0,998	1,015	1,128	1,066	1,058	1,039	1,000	1,039
FR	1,008	1,000	1,008	1,014	1,000	1,014	1,027	1,000	1,027	1,017	1,000	1,017
HU	1,024	1,054	0,971	0,979	0,948	1,032	0,934	0,916	1,019	0,988	0,989	1,000
IT	1,043	0,996	1,047	1,011	1,000	1,011	1,062	1,022	1,040	1,008	1,020	0,988
LT	1,328	1,341	0,990	1,227	1,189	1,032	1,092	1,076	1,015	0,982	0,971	1,011
LU	1,049	1,010	1,040	2,826	2,780	1,016	0,854	0,797	1,072	1,084	1,045	1,037
LV	1,016	1,021	0,995	0,895	0,907	0,987	0,958	1,058	0,905	1,326	1,232	1,076
PL	1,009	1,000	1,009	0,983	1,000	0,983	1,033	1,000	1,033	1,012	1,000	1,012
PT	1,080	1,000	1,080	0,973	1,000	0,973	1,053	1,000	1,053	0,879	0,919	0,957
RO	1,086	1,133	0,959	1,094	1,144	0,956	1,014	1,004	1,009	1,015	1,001	1,015
SE	1,194	1,000	1,194	0,915	1,000	0,915	0,774	1,000	0,774	1,060	1,000	1,060
SI	0,963	1,000	0,963	0,980	1,000	0,980	0,933	0,997	0,936	1,138	1,003	1,134
SK	0,934	0,949	0,984	1,044	1,048	0,996	0,925	0,953	0,971	0,982	0,934	1,052
TR	0,942	0,977	0,964	0,963	1,006	0,957	0,976	0,947	1,030	1,059	1,073	0,986
UK	0,994	1,000	0,994	1,049	1,000	1,049	1,061	1,000	1,061	0,967	1,000	0,967
ORT.	1,049	1,032	1,018	1,108	1,088	1,019	1,002	1,001	1,002	1,020	0,998	1,021
												1,018
												1,022
												0,996
												1,011
												0,985

(*) TFV: Malmquist Toplam Faktör Verimliliği Endeksi, ED: Etkinlik Değişimi, TD: Teknolojik Değişim

Türkiye Elektrik Sektöründe Reform Süreci, Regülasyon ve Rekabet Politikası

Alparslan A. BAŞARAN
aab@hacettepe.edu.tr

Necmiddin BAĞDADIOĞLU
necbag@hacettepe.edu.tr

Reform Process, Regulation and Competition Policy in Turkish Electricity Sector

Abstract

This paper assesses the reform process of the Turkish electricity sector, which has started in 1984 and gained momentum since 2001, on the bases of regulatory and competition policies implemented in the European Union, and then identify the sources of failures originated from institutional, legal and political structure in the Turkish implementation, and finally, provide suggestions to speed up the reform process.

Key Words : Reform and Government Policy, Electricity Sector, Privatisation, Competition Policy.

JEL Classification Codes : H11, L94, L33, L16.

Özet

Çalışmamız, 1984’de başlayan ve 2001’de ivme kazanan Türkiye elektrik sektöründeki reform sürecini özellikle Avrupa Birliği’nde uygulanan regülasyon ve rekabet politikaları çerçevesinde değerlendirmekte, Türkiye uygulamasında kurumsal, yasal ve siyasi yapıdan kaynaklanan aksaklıkları tespit etmekte ve reform sürecinin hızlanması için yapılması gerekenler konusunda önerilerde bulunmaktadır.

Anahtar Sözcükler : Reform ve Hükümet Politikası, Elektrik sektörü, Özelleştirme, Rekabet Politikası.

Acknowledgement

A slightly different version of this paper was presented at the Conference of Management and Economics Sciences, Izmir, in 11-12 September 2008. We gratefully acknowledge the contributions from the Conference participants. The usual disclaimer applies.

Beyan

Bu çalışmanın mevcut halinden biraz farklı hali 11–12 Eylül 2008 tarihlerinde İzmir’de düzenlenen Yönetim ve Ekonomi Bilimleri Konferansı’nda sunulmuştur. Konferans katılımcılarının katkıları için teşekkür ederiz. Her zaman olduğu gibi mevcut hataların yazarlara ait olduğu hususu geçerlidir.

1. Giriş

Bu çalışmanın amacı, Avrupa Birliği (AB) elektrik sektöründe uygulanan regülasyon ve rekabet politikaları çerçevesinde Türkiye’deki elektrik sektörü reformunu değerlendirmektir.¹ Elektrik sektöründeki reform sürecini elektrik üretim teknolojilerindeki ilerlemeler ve elektrik talep seviyesindeki artışların yarattığı sinerji ile birlikte, 1970’lere damgasını vuran iki petrol şoku nedeniyle artan maliyetlere atıf yapmadan açıklamak oldukça zordur. O günlerde maliyet artışlarının kamu bütçesi üzerinde yarattığı ağır mali yükü hafifletmek ve elektrik tesislerinin yenileme ve bakım masrafları ile yeni yatırımların gerektirdiği mali kaynakların bulunması için çözüm olarak, geleneksel dikey entegrasyonlu tekel yapısından dikey ayrıştırmaya dayalı rekabetçi yapıya geçiş yaklaşımı rağbet görmüştür.

Ancak, enerji reformu ile paralel ilerleyen elektrik reformu sırasında AB, bu süreçte özelleştirmeye karşı ortaya çıkması muhtemel güçlü direncin sebep olabileceği mülkiyet devri sorunları ile zaman kaybetmek istememiştir. Bu nedenle ilk etapta üye ülkelerden sadece elektrik piyasalarına giriş-çıkışları serbestleştirmelerini istemiştir. Böylece ulusal ve AB düzeyinde ortaya çıkacak rekabetçi elektrik piyasası sayesinde elektrik maliyetlerinin düşmesi ve Birlik şirketlerinin rekabet gücünün artması amaçlanmıştır. Bu yaklaşım, reform süreci sonucunda ortaya çıkması beklenen faydaların mülkiyet devrinden ziyade serbestleşme ve rekabetten kaynaklanacağı düşüncesiyle örtüşmektedir.

Bugün AB’de bu yapının beklenen faydaları sağlayamadığı ve mülkiyet devrinin gerekli olduğu düşüncesi tartışılmaya başlanmıştır. Zira her ne kadar aynı hızlarda olmasa da zamanla elektrik piyasalarını diğer şirketlere açan ülkelerden bazılarının kendi şirketlerinin ulusal piyasadaki baskın durumlarını koruyarak diğer üye ülkelerin piyasalarındaki paylarını artırma ve kendi enerji şampiyonlarını yaratma çabası içerisine girdiği görülmüştür. Yakın zaman önce Fransa’da yaşanan iki enerji firmasının birleşme olayı bunun en güzel göstergelerinden birisidir. Aslında İtalyan enerji firması ile birleşme gündemdeyken Başkan Sarkozy’nin isteğiyle iki Fransız firması Gaz de Franz ile Suez birleşme kararı almıştır. Rusya’daki Gazprom, Almanya’daki E.ON, Fransa’daki EDF, İtalya’daki ENI, Hollanda’daki Gasunie, İsveç’teki Vattenfal, Norveç’teki Norsk-Hydro, Danimarka’daki Donk, Finlandiya’daki Fortum ve İspanya’daki Endesa diğer ülkelerdeki enerji şampiyonlarına örnek olarak verilebilir.

¹ AB enerji sektöründe izlenen rekabet politikası detaylı bir şekilde Bağdadioğlu (2009) tarafından incelenmiş olup çalışmamızın gerekli yerlerinde ve özellikle üçüncü bölümünde bu makaleden yararlanılmıştır.

İşte böyle bir durumda, AB üyesi olmaya gayret eden Türkiye, elektrik sektörünü özelleştirmeye çalışarak acaba doğru mu yapmaktadır? Yoksa Türkiye, bölgede etkisini göstermeye başlayan “Enerji Milliyetçiliği” akımını izleyerek özelleştirmeden vazgeçerek elektrik piyasasını dış rekabete açmaya mı öncelik vermelidir?

Çalışmamız bu sorulara üç ana başlık altında cevap aramaktadır. Elektrik sektörünün kendine has özellikleri, regülasyon ve rekabet politikasının bunları dikkate alarak şekillendirilmesini zorunlu kılmaktadır. Bu nedenle, elektrik sektörünün özellikleri ve reform süreci birinci bölümde kısaca ele alınmaktadır. AB elektrik piyasası reformunun ardındaki dinamikleri belirlemeden, ulusal ve Birlik seviyesindeki yukarıda bahsedilen gelişmeleri anlamak ve Türkiye için çıkarımlar yapmak da oldukça güçtür. Bunun için takip eden bölümde, AB elektrik sektörü reformu ana hatlarıyla açıklanmaktadır. Bu bilgiler ışığında Türkiye elektrik sektörü reformunun değerlendirilmesi ise sonraki bölümde yer almaktadır. Çalışmamız Türkiye elektrik sektörü reformu için politika önerileri ile sona ermektedir.

2. Elektrik Sektörünün Özellikleri ve Reform Sürecinin Dinamikleri

Elektrik, üretim, iletim, dağıtım ve arz aşamalarından geçerek son kullanıcıya ulaşmaktadır. Elektrik enerjisini depolamak mümkün değildir. Esnekliği düşük olan elektrik talebinin anında karşılanması gerekmektedir. Dolayısıyla üretim aşamaları arasında sıkı bir koordinasyonun sağlanması son derece önemlidir. Bu yüzden elektrik için geleneksel tedarik yolu piyasadaki bütün talebin bir tek şirket tarafından üstlenilmesi şeklindedir. Burada şirket, yukarıda sayılan üretim aşamalarının tümünü bünyesinde birleştirmektedir. Bütün üretim aşamalarının bir şirket tarafından sağlanması halinde ortaya çıkan toplam maliyetlerin, her bir üretim aşamasının farklı bir firma tarafından yerine getirilmesi halinde ortaya çıkan maliyetlerin toplamından daha düşük olması durumunda (dikey entegrasyon ekonomisi) kaynak ısrafının önlenmesi bakımından elektrik piyasasında tekel hali kaçınılmaz hale gelmektedir.

Böyle bir tekel yapısı altında faaliyet gösteren elektrik şirketi, özel mülkiyete ait olabileceği gibi kamu mülkiyetinde de olabilir. Her iki mülkiyet altında da idealde tekelden beklenen marjinal maliyet fiyatlaması uygulamasıdır (Baumol ve Bradford, 1970). Ancak piyasada mevcut elektrik talep düzeyinde marjinal maliyetlerin ortalama maliyetlerin altında seyretmesi nedeniyle bu tür bir fiyatlamasının zararına satış anlamına gelmesi, uygulamada fiyatın bu zararın telefisini mümkün kılacak şekilde ortalama maliyete yakın bir şekilde belirlenmesini gerektirmiştir. İlk durumda, özel şirkete periyodik olarak maliyet kalemlerini gözden geçirme fırsatı tanınarak zararın telafisine imkân verilirken, ikinci durumda zararın doğrudan vergilerle kamu bütçesinden karşılanması yolu izlenmiştir.

Zaman içerisinde her iki halde de çeşitli nedenlerle maliyetleri düşürücü müşevviklerin yeterince ortaya çıkmadığı görülmüştür. Kamu mülkiyeti altında sektörler arasında çapraz sübvansiyon uygulamaları ve mali zararlarının kamu bütçesinden sorgusuz sualsiz karşılanması nedeniyle maliyetler düşürülemediği. Özel mülkiyette ise, maliyet kalemlerinin en önemlisi olan sermayenin gereğinden fazla kullanılarak kar haddinin yukarıya çekilme çabası nedeniyle maliyetler düşürülemediği.

1970'lerdeki petrol krizleriyle birlikte bu tür uygulamaların fiyatlar ile kamu bütçesi üzerindeki olumsuz etkileri tahammül edilemez seviyelere ulaşmıştır. Üretim teknolojilerindeki hızlı ilerlemeler ve talepte görülen hızlı artışların etkisiyle dikey entegrasyon ekonomisinin ortadan kalktığı yönündeki görüşler ağır basmaya başlamıştır. Alternatif çözüm arayışları elektrik sektöründe dikey ayrıştırmaya dayalı çözümde birleşmiştir. Buna göre, üretim ve arz aşamaları rekabete açılırken doğal tekel koşulları süren iletim ve dağıtım şebekelerindeki faaliyetlerde tekel durumu sürecektir (Vickers, Yarrow, 1988).

Ancak, her iki faaliyet grubunun tüketici refahını korumak için düzenlemeye tabi tutulması gerekmektedir. Zira üretim ve arz aşamalarında piyasaya hâkim olan şirketin gücünü kullanarak piyasaya yeni girecek şirket(ler)i caydırmasını önlemek, iletim ve dağıtım aşamalarında ise piyasadaki tekel konumunun kötüye kullanılmasının önlenmesi için doğrudan ya da dolaylı bir şekilde düzenleme yapılması gerekmektedir.

Dikey ayrıştırma yaklaşımında birbirleriyle bağlantısı olmayan şirketlerin üretim, iletim, dağıtım ve arz faaliyetlerini üstlenmesi sağlanarak kayıracı davranışların ve dolayısıyla rekabet ihlallerinin önüne geçilmesi amaçlanmaktadır. Burada rekabetten beklenen faydaların ortaya çıkması için gerekli olan kritik husus, piyasaya yeni giren şirketlerin iletim ve dağıtım şebekelerine kolayca bağlanmalarını ve tarifelerin serbestçe belirlenmesini sağlayacak ortamın hazırlanmasıdır. Böylece elektrik sektöründe fiili rekabet sayesinde maliyetlerin düşürülmesi hedeflenmektedir. Bu noktada, bu rekabet ortamının oluşmasını ve sürdürülmesini sağlamak bakımından gerek ulusal rekabet otoritesinin gerekse sektör düzenleme otoritesinin önemli sorumluluğu bulunmaktadır.

3. AB Elektrik Sektöründe Regülasyon ve Rekabet Politikası

AB elektrik sektör reformu, AB enerji reformunun ayrılmaz bir parçası ve AB'nin genel rekabet politikasının doğal bir uzantısıdır. AB, 1980'den itibaren üretim faktörlerinden özellikle sermayenin, üye ülkeler arasında serbestçe dolaşımını sağlamak üzere çaba sarf etmiştir. Bu çabalar meyvesini 1993'te imzalanan Maastricht Anlaşmasıyla vermiş ve üye ülkelerin gerekli tedbirleri almaları zorunlu hale getirilmiştir (Baun, 1995).

AB, bu genel rekabet politikasını üç enerji reform paketi içerisinde yer verdiği elektrik piyasasına yönelik özel direktif ve regülasyonlarla yansıtmaya çalışmıştır. Bu noktada reform sürecinin hızı ve derinliği ile ilgili farklı düşünen iki gruptan söz etmek mümkündür. İlk grup reformların mümkün olduğunca hızlı yapılması, sektörün dikey ve yatay olarak ayrıştırılması ve rekabetin mümkün olan her durumda öncelikli olması gerektiğini savunmaktadır. Diğer grup ise sürecin daha yavaş işlemesi ve ülke firmalarının gücünün muhafaza edilmesi gerektiğini düşünmektedir. Gruplar yaklaşımlarını reform paketlerine yansıtmaya çalışmışlardır.

Belki de bu ikinci gruptaki ülkeler nedeniyle ilk başlarda AB elektrik sektör reformunda mülkiyet devrine öncelik verilmemiştir. Serbestleşme ile gelecek rekabet sayesinde üye ülkeler arasında yüksek gerilim hatları aracılığıyla yapılacak elektrik ticareti sayesinde elektrik sektörünün etkinliğinin artması, maliyetlerin düşmesi ve AB ekonomisinin rekabet gücünün yükseltilmesi hedeflenmiştir.

İlk serbestleşme dalgası 1997’de yayınlanan ve elektrik iç piyasasındaki faaliyetlere dair ortak kuralları belirleyen 96/92/EC kodlu direktifle gelmiştir. 2000 yılı sonu itibarıyla üye ülkelerin çoğu bu direktifin gereklerini yerine getirmiştir.

İkinci reform paketi 2003’te yürürlüğe giren aynı başlıklı bir direktif (Direktif 2003/54/EC) ile sınır ötesi elektrik mübadeleleri için iletim şebekesine giriş koşullarını belirleyen 1228/2003 kodlu regülasyondan oluşmuştur. Bu reform paketiyle talep eden herkese hizmetin ulaştırılabilmesi için gerekli önlemlerin alınması istenilmektedir. Tüketicilerin serbestçe arz edicilerini belirleyebilmelerini sağlayacak şekilde üye ülkelere piyasalarını hane halkı dışındaki müşterilere açmaları için Temmuz 2004’e kadar, bütün müşterilere açmak için ise Temmuz 2007’ye kadar süre verilmiştir.

Üye ülkeler arasındaki ticareti arttırmak suretiyle ülke düzeyindeki piyasalarda özelleştirmeye yönelik direnci ortadan kaldırmayı da amaçlayan AB, söz konusu 1228/2003 kodlu regülasyona özel önem vermiştir. Ayrıca, elektrik şirketlerinden üretim, iletim, dağıtım ve arz aşamalarından her biri ile ilgili faaliyetlerinin muhasebesini ayrı ayrı izleyecek şekilde yasal ayrıştırmaya gitmeleri istenilmiştir. Böylece elektrik şirketlerinin iletim ve dağıtım şebekelerini kullanmak isteyen diğer şirketlere karşı ayrımcılık yapması önlenmeye çalışılmıştır. Kurulacak ulusal bağımsız sektör düzenleyicisi üst kurumlar vasıtasıyla bu faaliyetlerin izlenmesi öngörülmüştür.

Ne var ki ikinci reform paketi de arzu edilen sonuçlara ulaşılmasını sağlayamamıştır. Elektrik tüketicileri beklendiği gibi istedikleri tedarikçiyi seçme imkânına yeterince sahip olamamışlardır. Bu imkânı sahip olanlar da bekledikleri kalitede bir hizmet alamamıştır. Bu nedenle, 2005’te elektrik sektöründeki rekabet ihlallerinin belirlenmesi amacıyla bir sektör incelemesi başlatılmıştır. İnceleme sonucunda, elektrik sektöründeki faaliyetlerin kolayca izlenebileceği şeffaflıkta bir bilgi akışı oluşturulamadığı, ulusal piyasalarda belli firmaların hâkimiyet kurdukları, piyasaya yeni

girişleri engelledikleri, tüketicileri uzun vadeli anlaşmalarla kendilerine mahkûm bıraktıkları, iletim ve dağıtım şebekeleri ile diğer faaliyet alanları arasındaki ayırıştırma seviyesinin yetersiz kaldığı, dengeleme-uzlaşma mekanizmalarının istenilen düzeyde çalıştırılmadığı, ulusal düzenleme kurumlarının her ülkede farklı şekilde yapılandıkları ve yeterince bağımsız olmadıkları için ortaya çıkan sorunların çözümünde yetersiz kaldıkları ve nihayet, bütün bu nedenlerle sektöre yönelmesi beklenen yatırımların beklentilerin altında kaldığı tespit edilmiştir.

İlk iki reform paketiyle istenilen sonuçlara varılamayınca, Avrupa Komisyonu (AK) 2005'teki incelemeyle tespit edilen eksiklikleri giderebilmek amacıyla 19 Eylül 2007'de yeni önerilerini üye ülkelerin görüşlerine sunmuştur. Yeni öneriler, özellikle rekabetin canlanmasını, tüketicilerin daha fazla seçim yapma imkânına sahip olmasını, arz güvenliği ve elektrik üretiminde daha temiz enerji kaynakları kullanılmasını sağlamaya yöneliktir. Bu çerçevede, yeni ve nispeten küçük ve özellikle yenilenebilir enerji kullanarak elektrik üreten şirketlerin iletim ve dağıtım şebekelerine daha kolay bağlanmalarını sağlamaya, ulusal piyasalarda hâkim durumdaki şirketlerin rekabeti önleyici davranışlarına engel olmaya ve üçüncü ülke şirketlerinin AB elektrik piyasasında hakimiyet kurmalarını önlemeye yönelik öneriler getirilmiştir.

Yeni öneriler daha önce sözünü ettiğimiz iki grubu dikey ayırıştırma ve özelleştirme hususlarında tekrar karşı karşıya getirmiştir. Yasal ayırıştırmanın rekabetin ortaya çıkmasında yetersiz kalması nedeniyle AK, piyasaya hâkim şirketlerden ya yasal ayırıştırmanın ötesine giderek üretim, iletim, dağıtım ve arz aşamalarını ayrı firmalar altında yerine getirmelerini (ki bu durumda hiçbir firma diğer firmayı kontrol edebilecek bir paya sahip olamayacaktır) ya da mülkiyeti kendilerinde kalacak olan iletim ve dağıtım faaliyetlerinin idaresini kurulacak bağımsız sistem işleticisi bir şirkete bırakmalarını istemektedir. İlk öneriye başta Almanya ve Fransa olmak üzere Avusturya, Bulgaristan, Kıbrıs Rum Kesimi, Yunanistan, Litvanya, Lüksemburg ve Slovakya şiddetle karşı çıkmaktadır. Birleşik Krallık, İrlanda, Hollanda, İsveç ve İspanya ise öneriyi desteklemektedir.

Yeni önerilerde ayrıca ulusal düzenleyici kurumların daha güçlü hale getirilebilmesi için kendi ayrı bütçelerine sahip olmaları ve bu şekilde siyasi otoritenin etki alanından uzaklaştırılmaları istenmektedir. Üye ülkeler arasındaki sınır ötesi ticareti kolaylaştırmak ve yatırımların artırılmasını sağlamak için, sırasıyla, her ulusal sektör düzenleyicisinin temsil edildiği kendi bağlayıcı ve tamamlayıcı karar verme gücüne sahip bir “Avrupa Ulusal Enerji Düzenleyicileri İşbirliği Ajansı”nın kurulması ve bir “Avrupa İletim Sistem İşleticileri Şebekesi”nin oluşturulması tavsiye edilmektedir.

Üçüncü ülkelerin AB elektrik piyasasındaki paylarını daha fazla arttırmalarını engellemek içinse, AB “Karşılıklılık Şartını” işletmeyi düşünmektedir. Bu şart özellikle Rusya, Suudi Arabistan, Libya ve Cezayir gibi kendi piyasalarını AB enerji şirketlerine kapalı tutarken AB piyasalarında kolayca faaliyet gösteren ülkelere ait şirketleri

ilgilendirmektedir. Bu ülkelere ait şirketlerden AB şirketlerinin tabii olduğu yukarıda bahsedilen şartlara uymaları istenerek, haksız rekabetin ortadan kaldırılması, enerji güvenliğinin iyileştirilmesi ve Rusya'nın doğal gaz sevkiyatını kesmesi nedeniyle Ukrayna ve Belarus'un yakın zaman önce başına gelenlerin AB ülkelerinin başına gelmesinin önlenmesi hedeflenmektedir.

4. Türkiye Elektrik Sektöründe Reform Süreci, Regülasyon ve Rekabet Politikası

AB'ye üyelik süreci, Türkiye'de toplumun bütün kesimlerinden topyekûn bir destek görmese de hükümetin en öncelikli meselelerinden birisidir (Eurobarometer, 2005). AB'ye uyum çerçevesinde yapılan yasal ve kurumsal değişiklikler, etkilerini giderek artan bir şekilde hayatın sosyal, siyasi ve özellikle de iktisadi olmak üzere her alanında hissettirmektedir (European Commission, 2005). Özellikle 1999'da Türkiye'nin AB üyelik adaylığının resmen ilan edilmesiyle birlikte söz konusu değişiklikler daha da hızlanmıştır. Bu hızlı değişikliklerin görüldüğü alanlardan birisi elektrik sektörüdür (Togan, 2004).

Öyle ki, adaylık ilanının hemen sonrasında 2001'de AB Enerji Müktesebatına uygun bir şekilde Elektrik Piyasası Yasası (EPY) çıkarılmıştır. EPY, bir tek kamu ağırlıklı elektrik sektörü içerisindeki taraflar arasındaki ilişkileri değil, aynı zamanda bu sektöre ekonominin diğer sektörleri arasındaki ilişkileri de temelden ve yeniden şekillendirmiştir. Her şeyden önce EPY radikal bir şekilde sektörün üzerindeki kontrol gücünü Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'ndan (ETKB) yeni kurulan Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu'na (EPDK) kaydırmıştır. EPDK, lisansların verilmesinden, tarifelerin belirlenmesi ve onaylanmasından, piyasada faaliyet gösterenlerin izlenmesi ve kontrol edilmesinden, teknik, yasal ve mali değerlendirmeler yapılmasından, anlaşmazlıkların giderilmesinden, gerektiği hallerde müeyyidelerin uygulanılmasından ve nihayet, performans standartlarının belirlenmesinden, değiştirilmesinden ve onaylanmasından sorumlu hale gelmiştir. Böylece yeni sektör yapısı altında, EPDK elektrik sektörünün en önemli unsurlarından biri haline getirilmeye çalışılmıştır.

Daha sonra AB'ye dâhil olma isteğindeki samimiyetinin bir işareti olarak Türkiye üyelik müzakerelerinin başlaması kararının alındığı Ekim 2005'ten hemen önce 2004'te Elektrik Piyasası Reformu ve Özelleştirme Strateji Belgesi'ni (EPRÖSB) hazırlayarak yayınlamıştır. EPRÖSB, elektrik üretim ve dağıtım tesislerinin bir geçiş dönemini takiben nasıl özelleştirileceğine dair yol haritasını çizmiştir. Ne var ki, özelleştirmeye karşı yükselen direnç yakın zamana kadar geçiş süreci aşamasından özelleştirme aşamasına geçişi engellemiştir.

Türkiye’de elektrik sektöründeki özelleştirmeye karşı direnci anlayabilmek için sektörün kuruluş ve gelişim dinamiklerine bakmakta yarar vardır.² Türkiye Elektrik Kurumu’nun (TEK) 1970’te kuruluşundan bugüne kadar geçen zaman içerisinde elektrik sektörü kamu kesiminin hâkimiyeti altında kalmıştır. Bu durum doğal olarak beraberinde sektörler arasında çapraz sübvansiyon uygulamalarını ve zarar eden elektrik teşebbüslerinin mali zararlarının Hazine tarafından üstlenilmesini beraberinde getirmiştir.

1970’lerdeki petrol krizlerinin kötüleştirdiği ekonomik performans, Türkiye’nin yabancı borç yükünün ağırlaşmasına neden olmuştur. Kalkınma stratejisini değiştirmek durumunda kalan Türkiye 24 Ocak 1980 Kararlarıyla ithal ikameci kalkınmadan ihracata dayalı kalkınma yaklaşımına geçiş yapmıştır (World Bank, 2005). Bu durum özel ve özellikle yabancı yatırımcılara bakış tarzını da değiştirmiştir. O tarihe kadar sadece elektrik sektöründeki yatırımları finanse etmeleri için kucak açılmış olan yabancı yatırımcılara yeni süreçte yavaş yavaş elektrik tesislerinin mülkiyetine sahip olma yolu da açılmıştır.³

Elektrik piyasasının serbestleştirilmesine yönelik ilk adım 3096 sayılı Kanunla 1984’te atılmıştır. Kanun, TEK dışındaki diğer kuruluşlara elektrik üretimi, iletimi, dağıtımı ve arzıyla ilgili faaliyetleri yapmaya izin vermiştir. Özel yatırımcıların sektöre ilgisini çekmek için Yap-İşlet-Devret, Yap-İşlet, İşletim Haklarının Devri gibi çeşitli uygulamalar çerçevesinde Hazine garantili Devlet destekli oldukça cazip koşullar teklif edilmiştir (Öztürk, Yılancı, ve Atalay, 2007). Bu bakımdan, elektrik sektöründe yabancı yatırımcılara yönelik politika değişikliğinin ne yazık ki maliyetleri düşürmeye yönelik herhangi bir performans kriteri içermediğini söylemek mümkündür.

İkinci adım, TEK’in 1993’te Türkiye Elektrik Üretim ve İletim Şirketi (TEAŞ) ve Türkiye Elektrik Dağıtım Şirketi (TEDAŞ) olarak ikiye ayrılmasıyla atılmıştır. 2001’de yayınlanan EPY ile de TEAŞ üç yeni kamu şirketine ayrılmıştır. Bunlar, Elektrik Üretim Şirketi (EÜAŞ), Türkiye Elektrik İletim Şirketi (TEİAŞ) ve Türkiye Toptan Elektrik Ticaret Şirketi (TETAŞ)’dır. Bugün itibarıyla bu kamu şirketleri Türkiye elektrik sektörüne hâkim durumdadırlar.

EPY rekabet ortamında yapılmış ikili anlaşmalara dayalı, arz-talep dengesizliklerinin lisans sahibi şirketler tarafından karşılandığı, bir dengeleme ve uzlaşma piyasası ile desteklenen bir elektrik piyasası oluşturmayı hedeflemektedir. Burada kritik görevlerden birisi piyasa unsurlarının arz ve talep teklifleri çerçevesinde piyasayı dengede tutma sorumluluğunu üstlenen sistem yöneticisi TEİAŞ’a düşmektedir. Ayrıca çapraz sübvansiyonların önünü almak ve tarifelerin maliyet odaklı hazırlanmasını sağlamak için

² *Türk Elektrik Sektörünün tarihçesi ve bugünkü yapısı ile ilgili detaylı bilgiler Atiyas and Dutz (2005), Özkıvrak (2005) ve Yılmaz ve Uslu (2005) tarafından yapılan çalışmalarda yer almaktadır.*

³ *Türkiye’de çok uzun zamandan beri sektörde bulunan özel şirket bugün hala Kayseri ve civarına elektrik dağıtımını yapan 1926’da kurulan Kayseri ve Civarı Elektrik Dağıtım Şirkettir. Kayda değer diğer iki özel şirket 2003’te kamu kesimine devredilene kadar Akdeniz Bölgesinin bir kısmına hizmet veren Çukurova Elektrik Şirketi ile Kepez Elektrik Şirkettir.*

dağıtım şirketlerinden, lisansa tabi bütün faaliyet ve tesislerinin, serbest ve serbest olmayan tüketicilere satışlarının ve piyasa dışı faaliyetlerinin hesaplarını ayrı ayrı tutmaları istenilmektedir. İletim, dağıtım, serbest olmayan tüketicilere perakende satışlar, perakende satış hizmetleri, sistem bağlantı tarifeleri ile TETAŞ'ın toptan satışları EPDK'nı düzenlemesine tabi tutulmuştur.

EPY'da oluşturulan çerçeveye bağlı olarak EPRÖSB 2012'de tamamlanması öngörülen özelleştirmeye kadar elektrik sektöründeki geçiş sürecinin aşamalarını belirlemektedir. EPRÖSB'nin belirlediği zaman çizelgesi genel olarak AB Enerji Müktesebatı ile özel olarak da 2005'te 9 Balkan Ülkesi⁴ tarafından imzalanan Enerji Topluluğu Anlaşması (ETA) ile oluşturulan Güney Doğu Avrupa Bölgesel Enerji Piyasası (GDABEP) ile uyumludur (European Commission, 2005). Türkiye GDABEP'a dâhil olmakla beraber AB ile üyelik müzakerelerinde bazı enerji meselelerini ayrıca ele almak istediğinden ETA'yı henüz imzalamamıştır. Ancak Türkiye GDABEP'deki gözlemci statüsünü halen sürdürmekte olup ETA'nın gereklerini yerine getirmekle yükümlüdür.

EPRÖSB özelleştirmenin, 2004'te Özelleştirme İdaresi'ne (Öİ) devredilen TEDAŞ'a ait dağıtım müesseseleri ile 2006'nın sonuna kadar başlamasını öngörmüştür. Bu müesseseler için Öİ'nin EPDK'ya yaptığı lisans ve tarife başvurusu kabul edilmiş ve özelleştirme için gerekli yasal gereklilikler tamamlanmış durumdadır. Ancak, Hükümetin özelleştirme yapma isteği var gözükmesine rağmen birbirleriyle ilişkili iki husus özelleştirme sürecini geciktirmiştir. Bunlardan birisi 2007 sonlarında yapılan seçimler ile Hükümetteki bazı bakanlardan sıradan vatandaşlara kadar uzanan bir kesimin elektrik özelleştirmesine karşı gösterdikleri dirençtir. Türkiye, kuruluş zamanlarına dayanan köklü bir devletçilik geleneğine sahip ve bunun sağladığı imkânları çeşitli sosyal, ekonomik ve siyasi amaçları gerçekleştirmek için sık sık kullanan bir yapıya sahiptir. (Cetin, Oguz, 2007). Doğal olarak hiçbir hükümet böylesine etkili ve güçlü bir aracı hele önemli seçimler öncesinde kaybetmek istemeyecektir. Nitekim zamanın hükümeti de özelleştirmeyi muhtemelen bu nedenle seçim sonrasına bırakmıştır.

5. Sonuç

Özelleştirme meselesinin Türkiye kadar AB ülkeleri için de hassas bir mesele olduğu açıktır. Üç reform paketine rağmen elektrik sektöründe belli başlı AB ülkelerindeki yüksek yoğunlaşma derecesi bunun bir göstergesidir. Örneğin, elektrik piyasasında Fransa'da tek firma hâkimiyeti söz konusu iken İspanya ve Almanya elektrik piyasaları oligopolistik bir yapıya sahiptir. 9 Temmuz 2008 tarihindeki oylamada yukarıda bahsedilen ayrıştırma ile ilgili iki öneriden ikincisinin 579 olumlu oya karşı 80 olumsuz ve 52 çekimser oyla Avrupa Parlamentosu'nda ezici bir çoğunlukla kabul edilmesi

⁴ Bu ülkeler, Hırvatistan, Bosna-Hersek, Sırbistan, Karadağ, Eski Yugoslavya Cumhuriyeti Makedonya, Arnavutluk, Romanya, Bulgaristan ve Kosova'dan oluşmaktadır.

(Goldirova, 2008) “enerji milliyetçiliği” ve “ulusal şampiyonlar” yaratma çabalarının bir süre daha devam edeceğini göstermektedir.

Bu aşamada Türkiye’nin elektrik sektörünün yeniden yapılandırılmasında AB Müktesebatına uygun bir şekilde istenilen hemen hemen bütün adımları attığı söylenebilir. Türkiye, kamu mülkiyetindeki elektrik müesseselerini dikey ayrıştırmaya tabi tutarak şirket haline dönüştürmüştür. Elektrik piyasasının işleyişini tanımlayan temel kanunu AB Enerji Müktesebatına uygun bir şekilde çıkarmıştır. Düzenlemeye tabi olması gereken doğal tekel durumunun sürdüğü iletim ve dağıtım şebekeleri ile tüketici haklarıyla ilgili faaliyetleri tanımlayarak bunu yerine getirecek kurum olan EPDK’yı kurmuştur. Üretim kısmında rekabet ortamının sağlanmasına yönelik olarak yatay ayrıştırma için gerekli hazırlıkları yapmıştır. Rekabet için hayati önem taşıyan üçüncü kişilerin iletim ve dağıtım şebekelerine bağlanması hususları ile ilgili yasal düzenlemeleri yapmıştır.

Ancak, her ne kadar bağımsız olduğu vurgulansa da enerji sektörü ile birlikte elektrik sektörünün geleceği ile ilgili kararların alınmasında EPDK’nın ETKB’nin gölgesinde kaldığı söylenebilir. Ayrıca özelleştirmenin hızla yapılabilmesi için taraflar arasında işbirliği oluşturma bakımından Hükümetin gerekli kararlılığı gösteremediği de görülmektedir. Bu durumda yapılması gereken şey, elektrik tesislerinin bakımı, yenilenmesi ve genişletilmesi için gerekli yatırımların hangi yol(lar)la sektöre getirilmesinin Türkiye ve elektrik tüketicileri için daha yararlı olacağına karar verilmesidir. AB birbirine muhtaç olan ülkelerin daha fazla işbirliği içerisine gireceği beklentisi ile ülkeler arasında elektrik ticaretini geliştirerek bu sorunu çözmeye çalışmaktadır. Bu çözüm mevcut özelleştirme direnci göz önünde bulundurulduğunda Türkiye için de iyi bir çözüm olabilir.

Kaynakça

- Atiyas, I., M. Dutz (2005), “Competition and Regulatory Reform in Turkey’s Electricity Industry”, in: B.M. Hoekman, S. Togan (eds), *Turkey: Economic Reform and Accession to the European Union*, A Co-publication of the World Bank and CEPR, Washington, 187-208.
- Bağdadioğlu, N. (2009), “Avrupa Birliği Enerji Sektöründe Rekabet Politikası: Brüksel’in Yeni Önerileri ve Enerji Milliyetçiliği Meselesi”, *Cumhuriyet Üniversitesi Sosyal Bilimler Dergisi*, 33(1), 25-36.
- Baumol, J.B., D. Bradford (1970), “Optimal Departures from Marginal Cost Pricing”, *American Economic Review*, 60(3), 265-83.
- Baun, M.J. (1995), “The Maastricht Treaty as High Politics: Germany, France, and European Integration”, *Political Science Quarterly*, 110(4), 605-624.
- Cetin, T., F. Oguz (2007), “The Politics of Regulation in the Turkish Electricity Market”, *Energy Policy*, 35: 3, 1761-1770.

- Eurobarometer, *AB Kamuoyu Araştırması: Ulusal Rapor, Türkiye*,
<http://ec.europa.eu/public_opinion/archives/eb/eb64/eb64_tk_nat.pdf>,
28.05.2008.
- European Commission (2005), *Treaty Establishing the Energy Community*,
<http://ec.europa.eu/energy/electricity/south_east/treaty_en.htm>, 21.08.2006.
- Goldirova, R., *Parliament rejects full gas company unbundling*, <www.euobserver.com>,
10.07.2008.
- Özkıvrak, Ö. (2005), “Electricity restructuring in Turkey”, *Energy Policy*, 33, 1339–1350.
- Öztürk, H. K., A. Yılcı, O. Atalay (2007), “Past, Present Future Status of Electricity in Turkey and the Share of Energy Sources”, *Renewables and Sustainable Energy Reviews*, 11, 183-209.
- Togan, S. (2004), “Turkey: Toward EU Accession”, *The World Economy*, 27(7), 1013-1045.
- Vickers, J., Yarrow, G. (1988), *Privatization: An economic analysis*. The MIT Press: Cambridge.
- World Bank (2005), *The World Bank in Turkey, 1993-2004: Country Assistance Evaluation*, Report No.34783, Washington, December 20.
- Yılmaz, A. O., Uslu, T. (2005), “Energy Policies of Turkey during the Period 1923-2003”, *Energy Policy*, 35(1), 2007, 258-264.

Türkiye’de Elektrik Tüketimi ve Ekonomik Gelişmişlik Düzeyi İlişkisi: Yatay Kesit Analizi

Hüseyin AĞIR
huseyinagir@ksu.edu.tr

Muhsin KAR
mkar@cu.edu.tr

Relationship between Electricity Consumption and Level of Economic Development in Turkey: A Cross-Section Analysis

Abstract

Energy consumption, particularly electricity consumption, has increased over the years as a result of economic development and, in turn, this has led researchers and policy makers to focus on the issue whether electricity consumption contributes to economic growth. The topic was usually examined in terms of the direction of causality which implies that the energy policies should be carefully designed. This paper empirically investigates this relationship by employing a cross-section analysis and by utilizing the data for 81 provinces in Turkey. Empirical results show that the electricity consumption positively contributes to both the levels of income and the value added. This result implies that electricity consumption may be a potential constraint for economic growth and, therefore, to sustain sufficient electricity production, necessary measures should be taken without delay.

Key Words : Electricity Consumption, Economic Development, Cross Section Analysis.

JEL Classification Codes : C21, Q43, R11, L60.

Özet

Enerji tüketimi, özellikle de elektrik tüketimi ekonomik gelişmenin bir sonucu olarak yıllar itibarı ile artmış ve bu araştırmacıların ve politika yapımcıların elektrik tüketiminin ekonomik büyümeye katkısı konusuna odaklanmasına yol açmıştır. Konu, enerji politikalarının dikkatlice tasarlanması gerektiğini ima ettiğinden, genellikle nedenselliğin yönü bağlamında ele alınmıştır. Bu çalışma, bu ilişkiyi yatay-kesit analizi uygulayarak ve Türkiye’nin 81 İl verilerini kullanarak ampirik olarak incelemektedir. Ampirik sonuçlar, elektrik tüketiminin hem gelir hem de katma değer seviyesine pozitif olarak katkı yaptığını göstermektedir. Bu bulgu, elektrik tüketiminin büyümeye için potansiyel bir kısıt olduğunu ima etmekte ve dolayısıyla yeterli elektrik üretimini sürdürmek için gerekli önlemlerin geciktirilmeden alınması gerektiğini ortaya koymaktadır.

Anahtar Sözcükler : Elektrik tüketimi, Ekonomik Gelişmişlik, Yatay Kesit Analizi.

1. Giriş

Enerji tüketimi ve özellikle de elektrik tüketimi ile ekonomik büyüme arasındaki ilişkinin, uzun süredir ekonomistler ve politika yapımcıları arasında yoğun bir şekilde tartışılan konulardan biri olduğu görülmektedir. Kullanımının kolaylığı ve temiz bir enerji kaynağı olması, istenilen anda diğer enerji türlerine dönüştürülebilmesi, günlük hayatın her aşamasındaki yaygın talebi ve teknolojik ilerlemeye paralel vazgeçilmez bir kaynak olması, elektrik tüketiminin ülkelerin gelişmişlik düzeyinin en önemli göstergelerinden biri olarak değerlendirilmesine sebep olmaktadır. Diğer bir ifadeyle, elektrik kullanımının her alanda yaygınlığı ve tüketimindeki artışlar, toplumun refah artışının da bir göstergesi niteliğindedir.

Türkiye sahip olduğu enerji kaynakları bakımından oldukça zengin bir ülke konumundadır. Ancak bu enerji kaynakları etkin bir şekilde kullanıldığı ölçüde Türk ekonomisine katkıları daha da çok olabilecektir. Bunun için elektrik üretiminin maliyetinin azaltılması ya da daha az maliyetli kaynaklardan üretim yapılması ciddi bir önem taşımaktadır. Diğer taraftan sanayi ve hizmet sektörlerinin gelişmiş teknolojik yapı ve elektriğe dayalı karmaşık üretim süreçleriyle daha çok enerjiye ihtiyaç duymaları, bu ihtiyaçların karşılandığı ölçüde çıktılarının da kesintisiz ve büyük olmasıyla sonuçlanacaktır. Dolayısıyla elektrik enerjisi tüketimi, ekonomik büyüme için de çok önemli bir rol oynamaktadır. Bu açıdan elektrik tüketimi ile ekonomik büyüme arasındaki ilişkinin deneysel olarak ortaya konulması oldukça büyük bir önem arz etmektedir.

Elektrik tüketimi ve ekonomik büyüme ile ilgili literatür tarandığında yapılan ampirik çalışmalarda genellikle iki değişken (ekonomik büyüme- elektrik tüketimi) kullanıldığı ve bu değişkenler arasında da bir nedensellik ilişkisinin olup olmadığı ve (eğer varsa) bu nedenselliğin yönü üzerine yoğunlaşıldığı görülmektedir. Türkiye üzerine yapılan çalışmaların aynı kapsamda olduğu ve bu doğrultuda zaman serilerinin kullanıldığı anlaşılmaktadır. Mevcut çalışmalardan farklı olarak bu çalışma, il bazlı verileri kullanarak 2000 yılı için yatay kesit analizi yapmaktadır. Bu yönü ile bu çalışma önceki çalışmalardan ayrılmaktadır.

Bu makalede, öncelikle elektrik tüketimi ile ekonomik büyüme arasındaki ilişkinin teorik çerçevesi ve konu ile ilgili diğer ülkeler ve Türkiye için yapılmış olan mevcut literatür ayrıntılı olarak ele alınmaktadır. Daha sonra Türkiye’deki kurulu güç, elektrik üretim ve tüketimi betimsel olarak ve ayrıntılı bir şekilde açıklanmaktadır. Son olarak da, elektrik tüketimi ve ekonomik gelişmişlik düzeyi arasındaki ilişki mevcut literatür çerçevesinde oluşturulan modellerle 81 il verisini kullanarak yatay kesit analiziyle ampirik olarak incelenmektedir.

2. Mevcut Literatür

Gelişmiş ve gelişmekte olan bütün ülkelerde ekonomik gelişmeye paralel olarak enerji ihtiyacı ve tüketimi artmaktadır. Elektrik üretimi ve bunun güvenliği ile elektrik üretimi yetersizliğinin gelişmenin önünde bir kısıt olmaktan çıkarılmasına yönelik tartışmalar literatürde artan bir şekilde sıcak tartışmalara neden olmaktadır.

Elektrik tüketimi ile ekonomik büyüme arasındaki nedensellik ilişkisi dört kategoride ele alınabilir. Birincisi, elektrik kullanımındaki kısıtlamaların ekonomik büyümeyi olumsuz olarak etkileyeceğini ve diğer taraftan elektrik üretimindeki artışının ekonomik büyümeye olumlu katkı yapacağını ifade etmektedir. Bu görüşe göre, elektrik tüketiminden ekonomik büyümeye doğru tek yönlü bir ilişkinin varlığı söz konusudur (Shiu ve Lam, 2004; Altınay ve Karagöl, 2005). İkincisi, ekonomik büyümeden elektrik tüketimine doğru tek taraflı bir nedensellik ilişkisinin varlığıdır. Bu durumda elektrik tüketimi büyümenin önünde bir engel oluşturmamaktadır. Ayrıca elektrik tüketiminin büyüme önünde bir kısıt oluşturmaması, elektrik tüketimi konusunda koruyucu (tasarruf edici) politikaların uygulanmasına olanak sağlamaktadır (Ghosh, 2002). Üçüncü olarak, elektrik tüketimi ve ekonomik büyümenin birbirlerini belirlediği ve aynı zamanda birbirlerini etkilediği ve dolayısıyla değişkenler arasında iki yönlü (karşılıklı) bir nedensellik ilişkisinin olabileceği ifade edilmektedir (Jumbe, 2004; Yoo, 2005). Son olarak, iki değişken arasında bir nedensellik ilişkisinin bulunmaması söz konusu olabilir. Bu durum elektrik tüketimine ilişkin genişleyici ve korumacı politikaların ekonomik büyüme üzerinde etkisinin olmaması anlamına gelmektedir (Chen, Kuo ve Chen, 2007: 2612).

Enerji tüketimi ve ekonomik büyüme arasındaki ilişkiyi ampirik olarak ilk inceleyen çalışma Kraft ve Kraft (1978) tarafından yapılmıştır. Standart Granger nedensellik testinin (Granger, 1969) uygulandığı bu çalışmada, ekonomik büyümeden enerji tüketimine doğru tek taraflı bir nedensellik belirlenmiş ve bu durum (enerji tüketiminin büyüme önünde kısıt oluşturmaması) enerji tasarrufu politikalarının uygulanabileceği şeklinde yorumlanmıştır. Bu çalışmadan sonra enerji tüketimi ile ekonomik büyüme arasındaki deneysel ilişki birçok çalışmanın konusunu oluşturmuştur (Beenstock ve Willcocks, 1981; Samouilidis ve Mitropoulos, 1984; Yu ve Choi, 1985; Erol ve Yu, 1987; Burney, 1995; Yang, 2000; Stern, 2000; Ghosh, 2002; Fatai, Oxley ve Scrimgeour, 2004; Shiu ve Lam, 2004; Chen, Kuo ve Chen, 2007; Chiou-Wei, Chen ve Zhu, 2008). Değişik ülkeleri konu edinen bu çalışmalarda, genellikle zaman serileri analiziyle, iki değişken (enerji tüketimi ile ekonomik büyüme) arasındaki ilişki incelenmektedir. Uygulamalarda, önceleri standart Granger nedensellik testi (Granger, 1969) kullanılmışken son zamanlarda, kullanılan serilerin karakteristiklerini dikkate alan ve eşbütünleşme (cointegration) analizine dayalı hata düzeltme mekanizması (error correction mechanism) temelli Granger nedensellik testi (Granger, 1988) kullanılmaktadır. Ampirik sonuçlar, enerji tüketimi ile ekonomik büyüme arasındaki nedensellik ilişkisinin yönü üzerinde bir konsensüse ulaşmamaktadır. Sonuçlar ülkelere özgü bir durum ortaya

koymaktadır. Diğer bir ifadeyle bazı ülkelerde, büyümeden enerji tüketimine, bazılarında enerji tüketiminden büyümeye, bazılarında iki değişken arasında iki yönlü (enerjiden büyümeye ve büyümeden enerjiye) ve bazılarında ise, her iki değişken arasında bir nedensellik ilişkisi belirlenememiştir (Chiou-Wei, Chen ve Zhu, 2008: 3064).

Yukarıda özetlenen literatürün yanı sıra, enerjinin özel ve önemli bir boyutunu oluşturan elektrik tüketimi ile ekonomik büyüme arasındaki ilişkinin de ampirik çalışmalara konu edildiği görülmektedir. Aqeel ve Butt (2001), 1955–1996 dönemi için Hsiao (1981) versiyonuyla Granger nedensellik uygulaması sonucunda Pakistan için elektrik tüketiminden gelire doğru bir nedensellik bulgulamışlardır. Bunun aksine Ghosh (2002), 1950–1997 verileriyle Mısır için standart Granger nedensellik yöntemini kullandığı çalışmada, gelirden elektrik tüketimine doğru bir nedenselliğin olduğunu bulgulamıştır. Elektrik tüketimi ve büyüme üzerine diğer bir çalışmada, Jumbe (2004), 1970–1999 döneminde Malawi için hata düzeltme modeli ve Granger nedensellik testi uygulayarak iki taraflı bir nedenselliğin olduğunu göstermiştir. Bu çalışmaya benzer şekilde Sri Lanka için standart nedensellik uygulamasında Morimoto ve Hope (2004), elektrik tüketiminden gelire ve gelirden elektrik tüketimine doğru çift yönlü bir nedenselliğin olduğunu bulgulamışlardır. Elektrik tüketiminden gelire doğru nedensellik ortaya koyan diğer çalışmalardan biri, Shiu ve Lam (2004)’ın Çin için 1971–2000 dönemi verileriyle yaptığı hata düzeltme modeline dayalı nedensellik analizinin yapıldığı ve diğeri ise, Wolde-Rufael (2004)’ın Şangay ve Çin için 1952–1999 dönemine uygulanan Toda ve Yamamoto (1995) yönteminin kullanıldığı çalışmalar oluşturmaktadır. Yine Toda ve Yamamoto ve eşbütünleşme metotları kullanılarak 17 ülke ve 1971-2001 dönemi için Wolde-Rufael (2006)’ın çalışmasından elde edilen sonuçlar ülkelere özgü özellikler göstermektedir. Bazı ülkeler için nedenselliğin yönü gelirden elektrik tüketimine doğru iken bazı ülkeler için tam tersi, bazı ülkelerde de nedensellik ilişkisine rastlanılmayan sonuçlar elde edilmiştir. İki taraflı nedenselliğin ortaya konulduğu diğer çalışmaların ilkinde, Yang (2000), Taiwan için 1954–1997 verileriyle standart nedensellik uygulamış ve ikincisi ise, Yoo (2005)’in Kore için 1970–2002 datasıyla uyguladığı hata düzeltme modelidir. Son olarak Chen, Kuo ve Chen, (2007), 10 Asya Ülkesi için panel nedensellik testi uygulamış, ülkelere özgü sonuçlar ortaya çıkarmıştır.

Nedenselliğin yönü hakkında bazen birbirleriyle çelişen ve farklı ülkelerde farklı sonuçların bulunması; data setinin farklı olmasından, farklı ekonometrik metotların seçilmesinden ve ülkeye özgü karakteristik yapılardan kaynaklandığı söylenebilir. Özellikle değişik ülkelerde farklı sonuçların elde edilmesinde yerli enerji kaynaklarının, farklı politik- ekonomik, farklı siyasal düzenlemeler farklı kurumsal düzenlemeler ve farklı kültürlerin etkili olabileceği söylenebilir (Chen, Kuo ve Chen, 2007: 2612). Örneğin Yoo, (2005), Endonezya ve Tayland için elektrik tüketimi ve ekonomik büyüme arasında nedenselliğin olmamasını, bu ülkelerdeki elektrik tüketiminin büyük oranda temel yaşantı için kullanıldığını, geri kalanının ise ekonomik aktivitelerde kullanılmasından kaynaklanabileceğini ifade etmektedirler. Yine Morimoto ve Hope (2004), Sri Lanka’nın

enerji talebinin temelde hidroelektrik santralleri tarafından sağlandığını dolayısıyla ciddi bir kuraklığın bu ülkenin elektrik arzını önemli ölçüde azaltabileceğini ifade etmektedir.

Konuyla ilgili olarak Türkiye’de de son zamanlarda deneysel çalışmaların arttığı görülmektedir. Murry ve Nan (1996), 1970–1990 dönemi için Türkiye’nin de içinde bulunduğu 15 ülkeye standart Granger nedensellik testi uygulayarak, ülkelere özgü sonuçlar ortaya koymuşlardır. Türkiye için ise, elektrik tüketiminden gelire doğru bir nedenselliğin olduğu bulgulanmıştır. Terzi (1998) ise, 1950–1991 dönemi verilerini Engle-Granger eşbütünleşme yöntemiyle (Granger, 1986; Engle ve Granger, 1987) analiz etmiş ve bu iki değişken arasında uzun dönemli ilişki bulmuştur. Bu çalışmada elektrik tüketimi ile gelir arasında iki yönlü bir nedensellik ilişkisi belirlenmiştir. Sarı, Soytaş ve Özdemir (2001), enerji tüketimi ile GSYİH arasında uzun dönemli bir ilişkinin olduğunu Johansen eşbütünleşme yöntemiyle (Johansen, 1988; Johansen ve Juselius, 1990) 1960–1995 dönemi için göstermişler ve enerji tüketiminden gelire doğru tek taraflı bir nedensellik ilişkisi belirlemişlerdir. Benzer şekilde, Nişancı (2005), 1970–2003 dönemi için elektrik tüketimi ile ekonomik büyüme arasındaki ilişkiyi Johansen eşbütünleşme yöntemi kullanarak incelemiş ve nedenselliğin yönünü tek taraflı olarak elektrik tüketiminden gelire doğru bulmuştur. Altınay ve Karagöl (2005), 1950–2000 verisini kullanarak standart nedensellik uygulamış ve elektrik tüketiminden gelire doğru bir nedensellik bulgulanmıştır. Yine Karagöl (2007), elektrik tüketimi ve ekonomik büyüme ilişkisi için 1974–2004 verileriyle ARDL (Autoregressive Distributed Lag) modelini (Pesaran vd., 2001) kullanarak yaptığı çalışmada, kısa dönemde pozitif, uzun dönemde ise negatif bir ilişki ortaya koymuştur. Diğer bir ifadeyle uzun dönemde ekonomik büyüme olumsuz etkilenmektedir. Bu sonucun Türkiye’de enerji maliyetlerinin yüksekliğiyle ilgili olduğu ifade edilmiştir. Kar ve Kınık (2008) ise, Türkiye’de 1975–2005 dönemine ilişkin toplam elektrik tüketimi, sanayi elektrik tüketimi ve mesken elektrik tüketimi ile ekonomik büyüme arasındaki ilişkiyi zaman serileri analizindeki gelişmeleri dikkate alarak incelemişlerdir. Elde edilen sonuçlara göre, toplam, sanayi ve mesken elektrik tüketimleri ile ekonomik büyüme arasındaki uzun dönemli ilişkilerin varlığı Johansen eşbütünleşme testi ile belirlenmiş ve vektör hata düzeltme mekanizması yardımıyla nedenselliğin yönünün elektrik tüketiminden ekonomik büyümeye doğru olduğu görülmüştür. Ayrıca mesken elektrik tüketimi ile ekonomik büyüme arasında ise, çift yönlü bir nedensellik ilişkisi tespit edilmiştir.

Türkiye üzerine zaman serisi analizlerini kullanarak yapılan yukarıdaki çalışmalar topluca değerlendirildiğinde, elektrik (enerji) tüketiminden büyümeye doğru bir nedensellik ilişkisinin varlığı söz konusudur. Bu durum elektrik tüketiminin ekonomik büyüme önünde potansiyel olarak bir kısıt olabileceğini ifade etmektedir. Dolayısıyla bu durum bir yandan elektrik üretiminin artırılmasını ve diğer yandan mevcut üretimin etkin bir şekilde kullanılmasını gerektirmektedir.

Türkiye’de bölgesel gelişme politikaları ile bölgelerarası gelişmişlik farklarının azaltılmasına ve bu doğrultuda uygulanan başta teşvik politikaları olmak üzere Marmara

Bölgesi gibi geleneksel olarak gelişmiş bölgelerin dışında da cazibe merkezlerinin oluşturulmasına çalışılmaktadır. Ayrıca 1980’den itibaren ihracata dayalı büyüme modelinin benimsenmesi, büyük firmaların yanı sıra küçük ve orta ölçekli firmaların da önemini artırmıştır. Bu çerçevede oluşturulan ulusal ve bölgesel politikalar Anadolu’da birçok kentin yerel sanayi odağı haline gelmesine katkı sağlamıştır (Küçüker, 1998; Ongun, 1999; Telatar, 2000; Esen, 1998). Bütün bu gelişmeler bölgesel ve il bazlı analizlerin yapılmasını gerekli kılmaktadır. Türkiye için, yazarların bilgisine göre, elektrik tüketimi ile ekonomik gelişmişlik düzeyi ilişkisini il veya bölge bazında ele alan herhangi bir deneysel çalışma bulunmamaktadır. Bu çalışma bu konudaki boşluğu doldurma yönünde bir adım olarak değerlendirilmelidir.

3. Türkiye’de Elektrik Enerjisi

3.1. Türkiye’de Elektrik Enerjisinin Gelişimi

Türkiye’de elektrik enerjisi üretimi ilk defa 1902’de Tarsus’ta bir su değirmeni milinden üretilmeye başlanmıştır. İstanbul bölgesinde elektrik üretimine başlanması ise 1913 yılında Silahtarğa santralinin devreye alınmasıyla olmuş daha sonra diğer santrallerle de üretim desteklenmiştir (TEİAŞ, www.teias.gov.tr, 10.12.2008a).

Cumhuriyet öncesi dönemde, elektrik şebekesinin yaygınlaşmasına yönelik çalışmalar, yabancı şirketlere verilen imtiyazlarla olmaktaydı. Bu dönemde yabancı şirketlere imtiyazların verilmesinin nedenleri; sosyo-ekonomik şartların yarattığı zorlukların yanı sıra finansman darboğazı, teknolojik yönden yetersizlik, bilgi- beceri ve teknik yönden yetişmiş insan gücünün eksikliği olarak sıralanabilir (TEİAŞ, www.teias.gov.tr, 10.12.2008a). Hükümet tarafından verilen bu imtiyazlar özel şirketler eliyle yürütülmüştür. Yapılan imtiyaz sözleşmelerinde elektriğin satış fiyatı, para değerindeki düşüşlerin fiyatlar üzerine yapabileceği olumsuz etkileri önlemek amacıyla altın esasına bağlanmıştır. Bu nedenle de; Demir-Çelik, Seka, Sümerbank gibi kamuya ait kuruluşlar imtiyazlı şirketlerden elektrik satın almak yerine kendi santrallerini kurmuşlardır. 1945 yılında, 274 adet küçük tesisin toplam kurulu gücü 245,9 MW’dır. Bu tesislerin 190’ı belediyelerce, kalan 84’ü otoprodüktör kuruluşlarca işletilmektedir. 1950 yılına gelindiğinde imtiyazlı elektrik işletmeciliğine yeniden dönüşmesiyle hükümet politikasında değişikliğe gidilmiş ve çeşitli özel sektör ortaklıkları kurulmuştur. Bu kuruluşların en büyük ortağı ise, özel sektörün sermaye temininde karşılaştığı zorluklar nedeniyle Etibank olmuştur (Dolun, 2002: 3). Elektriğe olan gereksinimlerin artması ve üretimin daha az maliyetle gerçekleştirilmesi amacına yönelik olarak barajların yapılmasına yönelik 1953 yılında Devlet Su İşleri (DSİ) kurulmuş ve hidroelektrik santralleri aracılığıyla elektrik üretimi amaçlanmıştır (DİE, 1999: 271).

Ulusal enerji politikası amacıyla 1963 yılında, çeşitli bakanlıklara dağılmış bulunan enerji kuruluşları, Enerji ve Tabi Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) bünyesinde toplanmıştır. 1970 yılında artan üretim, dağıtım ve tüketim miktarı ve hizmetin yaygınlaşması kurumsal bir yapıyı zorunlu hale getirmiş ve bu bağlamda Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) kurulmuştur. Bu tarihte kurulu güç 2234,9 MW, üretimimiz de 8,6 milyar kWh seviyelerine yükselmiştir (TEİAŞ, www.teias.gov.tr, 10.12.2008a). 1984 yılı sonunda çıkarılan yasa ile enerji sektöründeki TEK tekeli kaldırılmış ve özel sektör işletmelerine gerekli izinler alınarak enerji üretimi, iletimi ve dağıtımı konusunda olanaklar sağlanmıştır. Ayrıca bu yılda TEK'in bünyesi, organları ve yapısı düzenlenerek bir Kamu İktisadi Kuruluşu hüviyetine kavuşması sağlanmıştır (DEKTMK, 1997: 215). 1988–1992 yıllarında, 10 kadar sermaye şirketi elektrik üretimi, iletimi, dağıtımı ve ticaretini yapmak üzere görevlendirilmiştir. TEK, 1993 yılında özelleştirme kapsamına alınmış ve bu düzenlemenin bir devamı olarak da TEAŞ ve TEDAŞ olarak iki ayrı iktisadi devlet teşekkülüne ayrılmıştır (TEİAŞ, www.teias.gov.tr, 10.12.2008a).

3.2. Türkiye’de Kurulu Gücün Gelişimi

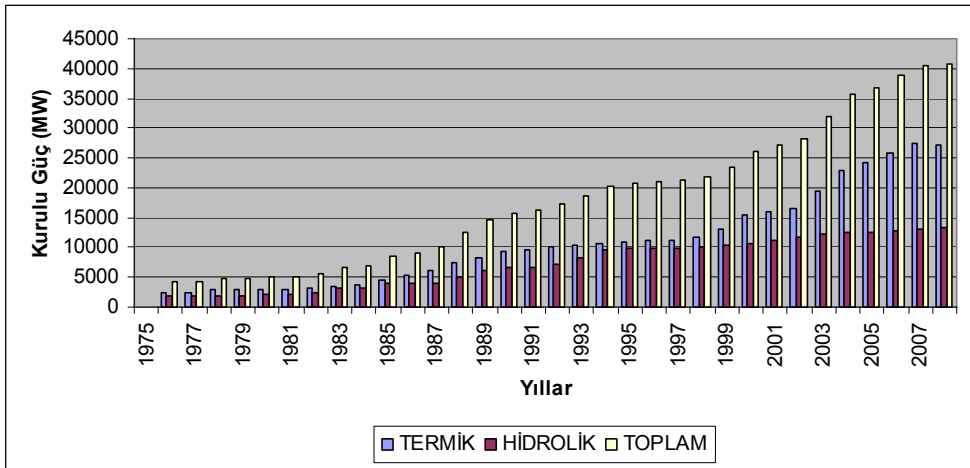
1923 yılında 32,8 MW olan elektrik santralleri kurulu gücü, 1963’de 1381 MW’ye, 1993 yılında ise 20337,1 MW’ye ulaşmıştır (www.teias.gov.tr, 10.12.2008). Türkiye elektrik üretim sistemi 1994 yılı öncesinde taşkömürü, linyit, fueloil, motorin ve hidrolik santrallerden oluşmaktaydı. 1995 yılından sonra doğalgaz yakıtlı santraller, 2000 yılından sonra da ithal kömür santralleri sisteme girmeye başlamıştır. Elektrik üretiminde yer alan enerji kaynakları çeşitlenmiş olup, 1984 yılından itibaren hidrolik santrallere ilave olarak jeotermal, rüzgâr, atık gibi diğer yenilenebilir enerji kaynaklarına ait tesisler de üretim sisteminde yer almaya başlamıştır (DEKTMK, 2004: 30). 1984 yılından sonrasında çıkarılan yasalarla özel sektörün elektrik enerjisi faaliyetlerine katkısının artırılması hedeflenmiş, 1999 yılı sonrasında elektrik enerjisi üretiminde kamu, özel sektör (üretim şirketleri ve otoprodüktörler) ayrıcalıklı şirketler ve kiralama yöntemiyle hizmet alınan mobil santraller faaliyet göstermektedir (DPT, 2001: 2). 1984 yılında toplam kurulu gücün içinde kamunun payı %85 iken, 2003 yılında toplam kurulu gücün içinde kamunun payı %56,5 olmuştur (DEKTMK, 2004: 31).

Dünyada son yıllarda sınırlı olan fosil yakıt rezervlerinin tükenmesi kaygısıyla ve bunun yanı sıra ticari uygulamalara geçilebilmesi ve temiz enerji olarak benimsenmesinden dolayı enerji üretiminde yenilenebilir enerji kaynakları da dikkate alınmaktadır. Çeşme Germiyan da kurulmuş bir santral, Türkiye’nin şebeke bağlantılı ilk rüzgâr santralidir. Bu santral 1,5 MW’lık kurulu güce sahiptir. Diğer bir rüzgâr santrali ise, 7,2 MW’lık kurulu güce sahip olan Çeşme-Alaçatı santralidir. Yenilenebilir enerji kaynaklarından birisi olan jeotermal enerjiye dayalı olarak kurulmuş Denizli Kızıldere Jeotermal Elektrik Santrali 1984 yılından itibaren faaliyet gösteren 15 MW’lık bir santralidir.

Türkiye’de katı atık ve biyogaz santralleri de kuruludur. Elektrik üretimi amacıyla kurulması tasarlanan nükleer santrallerle ilgili olarak ilk çalışmalar 1967 yılında başlanmıştır. Akkuyu’da yapılması planlanan ilk nükleer santral 1993 yılına kadar çeşitli aşamalardan geçmiş fakat bu aşamalardan sonuç alınamamıştır. Türkiye’de yıllar itibariyle elektrik enerjisinin kurulu gücünün gelişimi Şekil 1’den faydalananarak incelenebilir.

Şekil 1’e göre, elektrik enerjisi kurulu gücünde yıldan yıla önemli artışların olduğunu gözlenmektedir. 1975–2007 döneminde, gerçekleşen toplam kurulu güç içindeki termik santral kaynaklı göstergelerin hidrolik santral kaynaklı göstergelere göre ele alınan dönemde her zaman daha fazla gerçekleştiği söylenebilir.

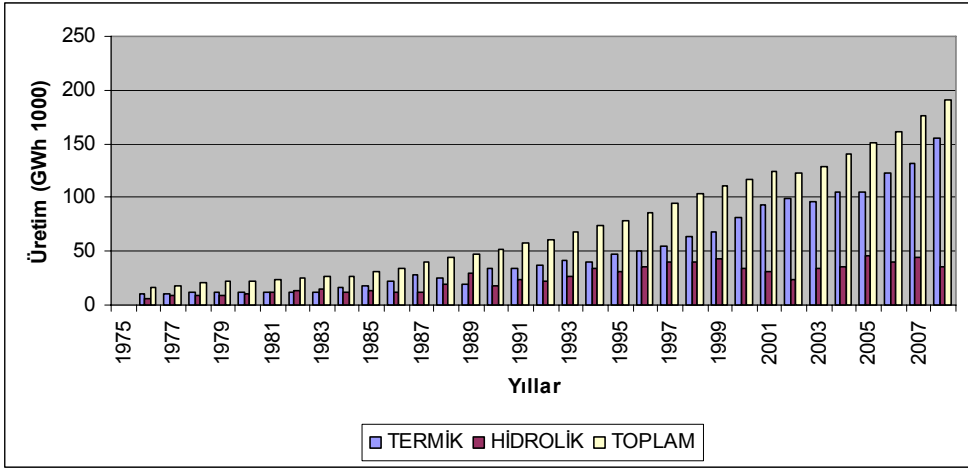
Şekil: 1
Türkiye’de Yıllar İtibariyle Elektrik Enerjisi Kurulu Güç (MW)



Kaynak: TEİAŞ (www.teias.gov.tr, 10.12.2008b).

1980’li yılların ortalarında yapılan düzenlemeyle, elektrik enerjisi sektörüne özel yatırım faaliyetlerini arttırmak için sektörün yeniden yapılandırılması gündeme gelmiştir. Fakat gerekli düzenlemeler zamanında yapılmadığından özel sektörün katkısı beklenen düzeyde olmamıştır (DPT, 2000: 216). Dolayısıyla üretimdeki payın büyük bir kısmı kamu sektöründedir. Kamu sektörünün yaklaşık %80 olan payı, kendi elektriğini kendin üret yöntemi ile özel sektörün yatırımlarının artmasıyla da azalmıştır (DEKTMK, 1997: 215–216).

Şekil: 2
Türkiye’de Yıllar İtibariyle Elektrik Enerjisi Üretimi (GWh)



Kaynak: TEİAŞ (www.teias.gov.tr, 10.12.2008b).

Şekil 2’de ise, Türkiye’de yıllar itibariyle elektrik enerjisi üretiminin termik ve hidrolik santrallerinden elde edilen miktarları ve toplam elektrik üretimi miktarını da göz önünde bulundurarak karşılaştırma yapılmaktadır. Toplam üretimde termik ve hidrolik santrallerdeki üretime ilaveten jeotermal ve rüzgâr enerjisi ile üretilen elektrik miktarları da bulunmaktadır. Ancak bu miktarlar çok küçük oranlarda olduğundan Şekil 2’de yer almamaktadır. 1975–2007 periyodunu kapsayan elektrik enerjisi üretimini incelediğimizde genel olarak termik santrallerinden elde edilen üretimin hidrolik santrallerden elde edilen üretimden daha fazla olduğu görülmektedir. 1981–1982–1983 ve daha belirgin olarak 1989 yılında hidrolik elektrik üretimi termik kaynaklı üretimden fazla gerçekleşmiştir. Diğer taraftan özellikle termik kaynaklı elektrik üretiminde ele alınan dönemde önemli artışların olduğu ve bu artışların toplam üretimi artırdığı görülmektedir.

3.4. Türkiye’de Elektrik Üretiminin Kaynakları

Türkiye’de üretilen brüt elektrik üretiminin enerji kaynaklarına göre dağılımı Tablo 1’de görülmektedir. Tablo 1’den anlaşılabacağı üzere, elektrik üretiminde kaynak çeşitliliğinin sınırlı olduğu görülmektedir. Elektrik üretiminin, 2001 yılı itibariyle, sırasıyla %40’ı doğal gaz, %28’i linyit ve %19,6’sı ise hidroelektrik santrallerden elde edilmiştir. Tablo 1 son yıllarda durumunun çok fazla değişmediğini ve hatta elektrik üretiminde doğalgazın daha yoğun bir şekilde kullanıldığını göstermektedir. 2007 verilerine göre, elektrik üretiminin yarısının doğalgazla, %20’sinin linyit, %19’unun hidroelektrik ve %8’inin ise taşkömüründen elde edildiği görülmektedir.

Türkiye’de doğalgaz üretiminin olmadığı ve yurtdışından ithal edildiği göz önüne alınırsa, elektrik üretiminde bu kanaldan dolayı bir dışa bağımlılığın söz konusu olduğu açık bir şekilde ifade edilebilir.

Tablo: 1
Türkiye’de Brüt Elektrik Üretimine Kaynaklarına Göre Dağılımı (%)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Taşkömürü	3,3	3,1	6,1	7,9	8,1	8,0	7,9
Linyit	28,0	21,7	16,8	14,9	18,5	18,4	20,0
İthal Kömür	1,1	1,1	4,2	6,3	6,3	0,0	0,0
Fuel-Oil	7,2	7,3	5,8	4,4	3,2	2,4	3,4
Motorin	0,7	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LPG	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nafta	0,4	0,7	0,7	0,6	0,2	0,0	0,0
Doğal Gaz	40,4	40,6	45,2	41,3	45,3	45,8	49,6
Yenilenebilir+Atık	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Hidrolik Toplam	19,6	26,0	25,1	30,6	24,4	25,1	18,7
Jeotermal+Rüzgar	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,3
TOPLAM	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

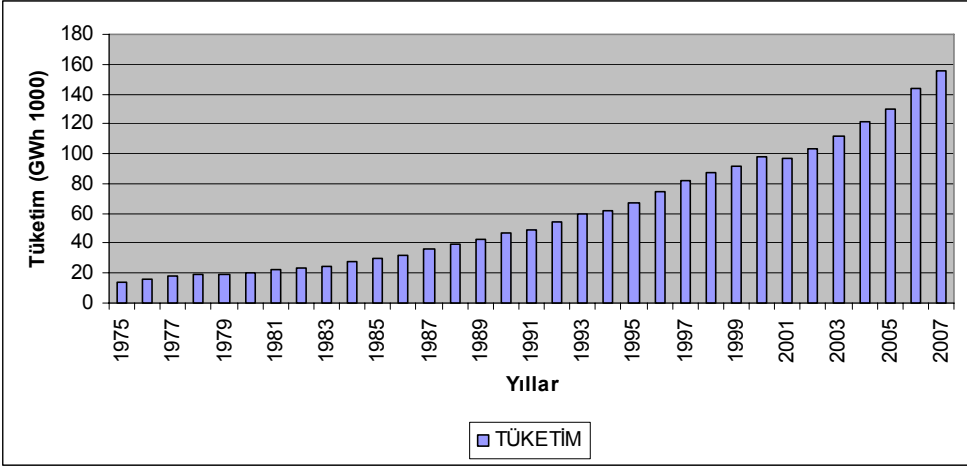
Kaynak: TEİAŞ (www.teias.gov.tr, 10.12.2008c).

3.5. Türkiye’de Elektrik Enerjisi Tüketimi

Bir alt yapı sektörü olan elektrik enerjisi sektörü, kendisi de dâhil olmak üzere bütün sektörlerle dolaylı ve dolaysız olarak girdi sağlamaktadır. Herhangi bir sektörde yaratılan katma değeri incelediğimizde elektrik enerjisi sektörünün payı oldukça büyük olmaktadır. Buna bağlı olarak elektrik enerjisi sektörünün milli gelir içerisindeki payının büyük olduğunu söylenebilir. Yani milli geliri arttırmak için elektrik enerjisi harcamak gerekmektedir (MPM, 1988: 9).

Türkiye’de elektrik enerjisi tüketiminin yıllar itibariyle gelişimi Şekil 3’te görülmektedir. Şekil 3 incelendiğinde, 1975–2007 periyodunda genel olarak toplam elektrik tüketimi artış göstermektedir. Elektrik enerjisinin kendisinden başka diğer sektörler için de önemli bir alt yapı girdisi olduğu düşünüldüğünde bu artışın normal olduğu açıktır. Şekil 3 ayrıntılı olarak ele alındığında ise, toplam elektrik tüketimi, 1975 yılında 13491,7 GWh iken, 1980 yılında bu değer 20398,2 GWh’a yükselmiş, 1990 yılında 1980 yılı değerlerini ikiye katlayarak 46820 GWh olarak gerçekleşmiş, 2000 yılında önceki on yıllık döneme benzer bir artışla 98295 GWh değerine ulaşılmış, 2005 yılında 130262,8 GWh olarak belirlenen değer 2007 yılı sonunda ise 155135 GWh’a yükselmiştir.

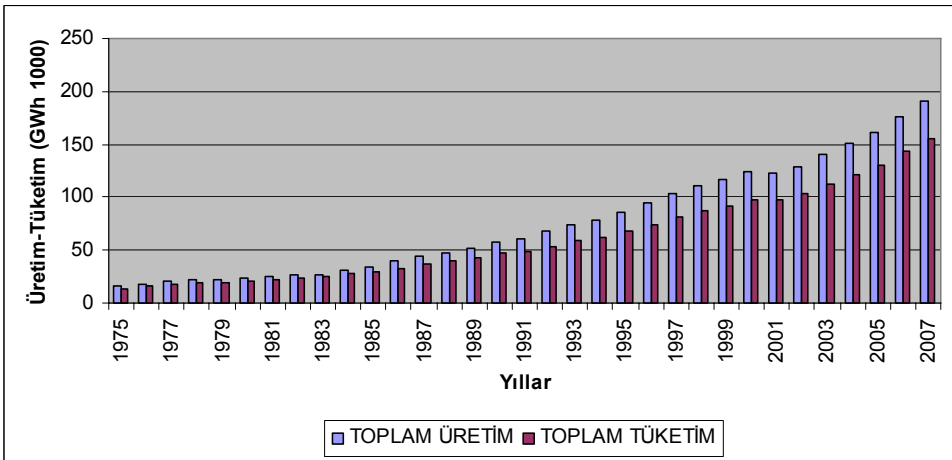
Şekil: 3
Türkiye’de Yıllar İtibariyle Toplam Elektrik Enerjisi Tüketimi



Kaynak: TEİAŞ (www.teias.gov.tr, 10.12.2008d).

Şekil 4’te ise, 1975–2007 dönemindeki elektrik üretimi ve tüketimi birlikte görülmektedir. Şekil 4’e göre Türkiye’de toplam elektrik üretimi toplam elektrik tüketiminden her zaman daha fazla olmuştur. Bu bağlamda Türkiye elektrik üretimi açısından kendine yeten bir ülke konumundadır.

Şekil: 4
Yıllar İtibariyle Elektrik Enerjisi Üretimi ve Tüketimi



Kaynak: TEİAŞ (www.teias.gov.tr, 10.12.2008d).

3.6. İl Düzeyinde Elektrik Tüketiminin Durumu

Yıllar itibariyle Türkiye’de elektrik üretimi ve tüketimine ilişkin analizin yanı sıra il düzeyindeki gelişmelerin de betimsel olarak incelenmesi yapılacak olan ekonometrik analizlere bir temel teşkil edebilir. Tablo 2’de illere göre kişi başına elektrik tüketimindeki gelişme görülmektedir. Elektrik tüketimi konusunda iller arasında önemli farklılıkların olduğu görülmektedir. Başta Marmara Bölgesinde olmak üzere görece gelişmiş illerde kişi başına elektrik tüketimi oldukça yüksektir. Diğer bir ifadeyle, sanayi ve ticaret merkezi konumundaki illerde kişi başına elektrik tüketimi, bazı illerin nüfus yoğunluğuna rağmen, diğer illere göre daha fazladır. Bu durum illerin gelişmişlik seviyesiyle elektrik tüketimi arasında bir ilişkinin olduğunu göstermektedir.

İl bazında kişi başına elektrik tüketiminin zaman içerisinde değişimi göz önüne alındığında yine sanayi ve ticaret merkezi konumundaki illerin elektrik tüketimini arttırdığı görülmektedir. Tablo 2’den görüldüğü gibi, son zamanlarda ekonomik gelişme konusunda adından sıkça bahsettiren bazı illerin (Denizli, Gaziantep, Malatya, Kahramanmaraş, Kayseri, Konya ve Sakarya gibi) elektrik tüketimi yıllar itibariyle katlanarak artmıştır. Diğer taraftan ekonomik gelişme sürecine eklenememiş illerde ise bu artışın sınırlı kaldığı görülmektedir. Bütün bunlar ekonomik gelişme ile birlikte elektrik tüketiminin artacağını göstermektedir.

Tablo 3’te de 2000 yılına ilişkin il bazında tüketilen elektriğin sektörel dağılımı yer almaktadır. Türkiye’de 2000 yılı sektörel elektrik tüketimleri değerlendirildiğinde, tüketilen toplam elektriğin %50’si sanayide, %24’ü meskende ve %10’u da ticarete kullanılmıştır. Geriye kalan tüketimi ise diğer kalemler oluşturmaktadır. Tükettiği elektriği en fazla sanayide kullanan il %93 ile Bilecik iken, en az sanayide kullanan il %1 ile Hakkari’dir. Kullanılan toplam elektrik içerisinde meskenlerde en fazla payı %51 ile Trabzon oluştururken en az tüketim yapan il ise %4 ile Bilecik’tir. Diğer taraftan bu rakamlar ticaret tüketimi için değerlendirildiğinde, il bazında en fazla elektrik tüketimini %33 ile Antalya kullanmışken, en az tüketimi ise %1’lik değeriyle Bilecik ili oluşturmaktadır. Tablo 3’teki diğer bir gösterge de kullanılan toplam elektriğin il bazındaki paylarıyla ilgilidir. Bu bakımdan değerlendirildiğinde Türkiye’de tüketilen toplam elektriğin en fazla olduğu il %18 ile İstanbul, en az tüketildiği il ise %0,038 ile Ardahan’dır.

Elektriğin yoğun bir şekilde sanayide kullanılması ve dolayısıyla ekonomik gelişme ile ilişkilendirilmesi il düzeyinde de bu ilişkinin incelenmesinin önemli olduğunu göstermektedir. Çünkü elektrik tüketiminin ekonomik gelişmenin önünde bir engel teşkil edip etmediği bu yönde yapılacak çalışmalarla da ortaya konulabilir. Diğer bir ifadeyle elektrik tüketiminin ilin ekonomik gelişmişlik düzeyine etkisinin deneysel olarak incelenmesi önem arz etmektedir.

Tablo: 2
İllerin Kişi Başına Elektrik Tüketimi (MWh)

İLLER	1996	2000	2004	2007	İLLER	1996	2000	2004	2007	İLLER	1996	2000	2004	2007
Adana	1396	1638	1916	2061	Giresun	504	725	582	965	Samsun	621	890	1053	1509
Adıyaman	688	831	901	1429	Gümüşhane	236	297	336	652	Siirt	514	852	948	1056
Afyon	638	815	847	1422	Hakkâri	204	370	360	553	Sinop	424	631	765	1115
Ağrı	165	402	507	445	Hatay	2123	2114	2167	2938	Sivas	709	657	762	1534
Amasya	685	877	927	1281	Isparta	993	1101	1382	1914	Tekirdağ	3189	3767	5091	6646
Ankara	1001	1249	1529	1821	İçel	904	1256	1179	1756	Tokat	341	487	467	816
Antalya	1314	1406	1698	2571	İstanbul	1670	1767	1869	2267	Trabzon	428	550	600	1195
Artvin	888	997	915	1448	İzmir	2491	2693	3168	4139	Tunceli	306	561	682	862
Aydın	851	960	1192	1763	Kars	318	501	632	761	Ş.Urfa	573	723	895	1213
Bahçeşehir	1076	1353	1314	1829	Kastamonu	663	963	1097	1351	Uşak	1121	1545	2001	2490
Bilecik	3561	7102	8205	5902	Kayseri	1037	1343	1650	2014	Van	225	385	413	531
Bingöl	174	293	345	443	Kırklareli	2159	2837	4470	5314	Yozgat	422	562	603	1073
Bitlis	162	266	247	497	Kırşehir	545	757	857	1207	Zonguldak	2825	3500	3898	3885
Bolu	2284	1913	2036	2561	Kocaeli	4138	4645	5769	6650	Aksaray	384	559	707	1155
Burdur	642	888	1008	1972	Konya	1150	1307	1429	2320	Bayburt	253	418	491	736
Bursa	2302	2654	3263	3092	Kütahya	790	920	970	1494	Karaman	618	875	1182	1854
Çanakkale	1595	1827	4039	5495	Malatya	657	838	940	1548	Kırıkkale	945	930	917	1548
Çankırı	387	468	565	1194	Manisa	897	1098	1418	1937	Batman	474	669	659	782
Çorum	604	741	837	1170	K.Maraş	906	1412	1861	2324	Şırnak	0	629	602	562
Denizli	1144	1715	2265	2727	Mardin	623	822	762	717	Bartın	758	836	1103	1311
Diyarbakır	368	514	777	801	Muğla	1268	1749	2300	2471	Ardahan	172	284	405	567
Edirne	1379	1450	1698	2178	Muş	205	330	374	478	Iğdır	193	388	330	601
Elazığ	1373	1527	1011	1557	Nevşehir	1116	1449	1548	1909	Yalova	0	4212	4356	3991
Erzincan	404	488	502	921	Niğde	1027	1203	1556	2228	Karabük	1039	1620	2582	3114
Erzurum	358	505	576	912	Ordu	422	590	689	1138	Kilis	254	512	745	779
Eskişehir	1072	1403	2033	2367	Rize	728	933	1042	1580	Osmaniye	0	496	520	945
Gaziantep	1148	1547	2109	2483	Sakarya	807	1169	1511	2133	Düzce	0	1038	1160	1765

Kaynak: TEDAŞ (www.tedas.gov.tr, 10.12.2008).

Tablo: 3
İllerin Elektrik Tüketimlerinin Sektörel Dağılımı (2000)(%)

İLLER	Mesken	Ticaret	Sanayi	Pay	İLLER	Mesken	Ticaret	Sanayi	Pay	İLLER	Mesken	Ticaret	Sanayi	Pay
Adana	22	13	52	3,1	Gümüşhane	49	10	14	0,1	Sinop	48	8	21	0,1
Adıyaman	21	4	60	0,5	Hakkâri	26	5	1	0,1	Sivas	31	10	45	0,5
Afyon	23	9	49	0,7	Hatay	15	3	70	2,7	Tekirdağ	12	3	70	2,4
Agri	45	5	7	0,2	Isparta	21	7	48	0,6	Tokat	39	7	38	0,4
Amasya	32	6	39	0,3	İçel	24	10	49	2,1	Trabzon	51	12	15	0,5
Ankara	35	17	24	5,1	İstanbul	33	16	39	18,0	Tunceli	34	6	9	0,1
Antalya	28	33	19	2,5	İzmir	18	8	59	9,2	Ş.Urfa	21	4	13	1,1
Artvin	26	7	53	0,2	Kars	29	4	35	0,2	Uşak	19	7	62	0,5
Aydın	34	15	23	0,9	Kastamonu	29	6	47	0,4	Van	36	8	14	0,3
Balıkesir	26	12	45	1,5	Kayseri	23	5	58	1,4	Yozgat	30	6	43	0,4
Bilecik	4	1	93	1,4	Kırklareli	13	4	71	0,9	Zonguldak	10	2	83	2,2
Bingöl	49	6	2	0,1	Kırşehir	34	5	44	0,2	Aksaray	35	7	15	0,2
Bitlis	40	4	2	0,1	Kocaeli	11	3	79	5,7	Bayburt	50	8	2	0,0
Bolu	20	8	61	0,5	Konya	17	5	60	2,9	Karaman	25	7	30	0,2
Burdur	31	7	37	0,2	Kütahya	24	7	55	0,6	Kırıkkale	23	4	29	0,4
Bursa	14	5	74	5,7	Malatya	25	5	46	0,7	Batman	21	4	34	0,3
Çanakkale	19	6	59	0,9	Manisa	26	10	43	1,4	Şırnak	14	2	34	0,2
Çankırı	38	6	31	0,1	K.Maraş	14	3	66	1,4	Bartın	39	7	28	0,2
Çorum	33	7	42	0,5	Mardin	14	2	18	0,6	Ardahan	58	11	3	0,0
Denizli	19	7	62	1,5	Muğla	25	22	27	1,3	Iğdır	50	10	3	0,1
Diyarbakır	25	5	13	0,7	Muş	28	5	11	0,2	Yalova	13	4	77	0,7
Edirne	24	8	44	0,6	Nevşehir	16	6	17	0,5	Karabük	20	4	65	0,4
Elazığ	16	4	62	0,9	Niğde	15	3	35	0,4	Kilis	48	9	8	0,1
Erzincan	33	5	12	0,2	Ordu	39	6	42	0,5	Osmaniye	48	14	22	0,2
Erzurum	34	10	20	0,5	Rize	33	6	45	0,3	Düzce	36	16	34	0,3
Eskişehir	27	8	53	1,0	Sakarya	32	15	36	0,9	TEAŞ Büro-Loj.				1,2
Gaziantep	15	5	63	2,0	Samsun	36	10	39	1,1					
Giresun	31	6	41	0,4	Siiirt	21	3	43	0,2	Toplam	24	10	50	100

Kaynak: TEDAŞ (www.tedas.gov.tr, 10.12.2008).

Not: Sektörel dağılımın toplamının 100 olmasının nedeni, resmi daire, aydınlatma, tarımsal sulama ve diğer elektrik tüketim kalemleri tabloda gösterilmemiş olmasıdır. Kaynaklanmakta ve dolayısıyla kalan miktar bu kalemlerin toplamını göstermektedir.

4. Elektrik Tüketimi ve Ekonomik Gelişmişlik Düzeyi İlişkisinin Analizi

4.1. Data

Bu çalışma öncekilerden ayrılarak, elektrik tüketimi ile ekonomik gelişmişlik arasındaki ilişkiyi il bazında veriler kullanarak yatay kesit analiziyle ele almaktadır. Bu çerçevede Türkiye’deki illere ait veriler kullanılmıştır. Diğer bir ifadeyle elektrik tüketimi ile ekonomik gelişmişlik düzeyi arasındaki ilişki il düzeyinde analiz edilmiştir. Türkiye İstatistik Kurumu (TÜİK), 2001 yılından itibaren il bazında GSYİH verileri yayınlamadığı için, DPT’nin 2000 yılında illerin gelişmişlik seviyesini sıralamaya yönelik olarak yapmış olduğu il gelişmişlik performanslarını gösteren İllerin Performans Göstergeleri (DPT, 2000) isimli çalışmasının verileri kullanılmıştır. Ampirik analizlerde kullanılacak olan veriler ve tanımları, Tablo 4’te sunulmaktadır.

Tablo: 4
Değişkenlerin Tanımlanması

Değişkenin Adı	Anlamı (İl bazında)	Yılı	Ölçümü (Kaynağı)
PCY	Kişi Başına Gayri Safi Yurt İçi Hasıla	2000	DPT (Milyar TL)
PECEC	Kişi Başına Elektrik Tüketimi Miktarı	2000	DPT (Mws)
EGIT	Eğitim Sektörü Gelişmişlik indeksi	2000	DPT
ISIYS	İmalat Sanayi İşyeri Sayısı	2000	DPT (Adet)
ISYCOS	İmalat Sanayi Yıllık Çalışanlar Ortalama Sayısı	2000	DPT (Kişi)
PCISKD	Kişi Başına İmalat Sanayi Katma Değeri	2000	DPT (Milyon TL)
PCİSET	Kişi Başına İmalat Sanayi Elektrik Tüketimi	2000	DPT (Kws)

4.2. Ekonometrik Yöntem ve Tahmin Sonuçları

Elektrik tüketimi ve ekonomik büyüme arasındaki etkileşimi inceleyen çalışmalarda, iki değişkenin (elektrik veya enerji tüketimi ile ekonomik büyüme veya GSYİH) zaman serisi analiziyle ele alındığı ve bu iki değişken arasındaki ilişkinin gerek standart Granger testi (Ghosh, 2002; Morimoto ve Hope, 2004; Yang, 2000; Altınay ve Karagöl, 2005) gerekse hata düzeltme mekanizmasına dayanan Granger nedensellik testi (Jumbe, 2004; Shiu ve Lam, 2004; Yoo, 2005; Terzi, 1998; Sarı, Soytas ve Özdemir, 2001; Nişancı, 2005) ile incelendiği yukarıda ayrıntılı bir şekilde açıklanmıştır. Elektrik tüketimi ile ekonomik büyüme (gelişme) arasındaki ilişkiyi deneysel olarak inceleyen çalışmalarda ise, ilişkinin yönünün ülkeye özgü olduğu ve dolayısıyla literatürde değişkenler arasındaki ilişkinin yönü konusunda bir uzlaşmanın olmadığı vurgulanmıştır.

Diğer taraftan zaman serisi kullanarak Türkiye üzerine yapılan çalışmalarda (Altınay ve Karagöl, 2005; Terzi, 1998; Sarı, Soytas ve Özdemir, 2001; Nişancı, 2005) ise,

genel olarak elektrik (enerji) tüketiminden ekonomik büyümeye doğru bir nedensellik ilişkisinin tespit edildiği konusunda bir uzlaşma görülmektedir. Ampirik çalışmalardan elde edilen bu bulgu, elektrik tüketimi ile ekonomik gelişme arasındaki ilişkiyi tam olarak açıklayan teorik bir çerçevenin olmadığı durumda, il verilerini kullanarak yatay kesit analizi tercih edilecek bir çalışmada bağımlı değişkenin seçimini kolaylaştırmaktadır.

Bu tartışmalardan yola çıkarak, elektrik tüketimi ile ekonomik gelişmişlik düzeyi arasındaki ilişki şu şekilde ifade edilebilir:

$$PCY_i = \alpha_i + \beta_i PCEC + \delta_i X_i + \varepsilon_i \quad (1)$$

Denklem (1)’deki PCY, kişi başına geliri; PCEC, kişi başına elektrik tüketimini; X, kişi başına geliri etkilemesi muhtemel diğer (kontrol) değişkenleri ve ε ise, hata terimini göstermektedir. Alt indis i ise, 2000 yılı için verisi bulunan illeri ($i=1, 2, \dots, 81$) simgelemektedir.

Tahmin edilecek Denklem (1)’in oluşturulma rasyonallitesi, makro anlamda ekonomik büyüme teorilerinde ve deneysel uygulamalarındaki gelişmeler yardımıyla açıklanabilir (Romer, 1986, 1990; Lucas, 1988). Ekonomik büyümeyi etkileyen faktörlerin belirlenmesine yönelik yapılan ekonometrik tahminlerde, özellikle eşbütünleşme analizini kullanan çalışmalarda, gelirin (ya da kişi başına gelirin) bağımlı değişken olduğu modellerde, sermaye birikiminin bir göstergesi olarak yatırım /gelir oranı, istihdam edilen işgücü sayısı, beşeri sermaye göstergesi ve büyümeyi etkilemesi olası diğer değişkenler (dışa açıklık, finansal gelişmişlik, Ar-Ge, kamu harcamaları, gibi) bağımsız değişkenler olarak yer alabilmektedir.¹ Benzer şekilde ülkeler arasındaki gelişmişlik farkını açıklamak için olası faktörleri veya ülkelerarası gelişmişlik farkının zaman içinde azalması anlamında “yakınsamanın (convergence)” olup olmadığını belirlemeye çalışan araştırmalarda da benzer bir yapı kullanılmaktadır.²

Ekonomik büyüme literatürüne dayanan bölgesel gelişme çalışmalarında da benzer bir çerçevenin olduğu görülmektedir. Diğer bir ifadeyle, illerarası (ya da bölgelerarası) gelişmişlik farkının nedenlerini ve bu farklılığın zaman içinde azalıp azalmadığını (yakınsamanın olup olmadığını) inceleyen çalışmalarda da benzer bir teorik ve deneysel çerçevenin benimsendiği görülmektedir (Levine ve Renelt, 1992; Mankiw, Romer ve Weil, 1992; Subasat, 2003). Dolayısıyla il bazında kişi başına geliri açıklayan faktörlerin başında yatırımlar (sermaye birikiminin göstergesi olarak) ve istihdam edilen

¹ Bu konudaki literatür için bakınız: Renelt (1991), Roubini ve Sala-I Martin (1992); Coe ve Moghadam (1993), Leigh (1996), Yülek (1997), Karabulut ve Emsen (1997), Kibriçioğlu (1998), Kar ve Taban (2003) ve Taban (2008).

² Bu yöndeki çalışmalar için bakınız :Baro (1991), Levine ve Renelt (1992), Mankiw, Romer ve Weil (1992), Durlauf ve Quah (1999) Temple (1999) ve Islam (2003).

işgücü olmak üzere, beşeri sermaye gibi değişkenlerin olması gerekmektedir. Ancak Türkiye için il bazında kamu yatırımlarına ilişkin veriler (dışsal olarak belirlense ve düzgün dağılmasa da) mevcut iken, özel yatırımlara ilişkin bir veri seti mevcut değildir. Gelişmişlik düzeyini açıklayan tek değişken olarak elektrik tüketimini kullanmak ise, gerçekçi olmayacaktır. Dolayısıyla gerek ulusal gerekse bölgesel ve il seviyesinde kişi başına geliri açıklaması muhtemel diğer değişkenleri, tahmin edilen modellere kontrol değişkeni olarak eklemek literatürde yaygın olarak tercih edilmektedir (Filiztekin, 1998; Sağbaş, 2002; Yıldırım, 2004; Giudici ve Mollick, 2008).³

Tablo: 5
Ekonomik Gelişme ve Elektrik Tüketimi Arasındaki İlişki

Bağımsız Değişkenler	Bağımlı Değişken					
	1 ^{II}	2 ^{II}	3 ^{II}	4 ^{II}	5	6
	PCY	PCY	PCY	PCY	PCY	PCY
PCEC	0.4166*** (0.13)	0.2584** (0.116)	0.3632*** (0.111)	0.325*** (0.115)	0.2490** (0.107)	0.231** (0.108)
EGIT		0.4327*** (0.05)			0.0406*** (0.069)	0.42*** (0.066)
ISIYS			0.0012** (0.0005)		0.0004*** (0.0005)	
ISYCOS				1.01E ⁻⁰⁵ ** (5.03E ⁻⁰⁶)		3.65E ⁻⁰⁶ (4.14E ⁻⁰⁶)
Sabit	0.9591*** (0.017)	1.1271*** (0.143)	0.9307*** (0.141)	0.994*** (0.14)	1.097*** (0.148)	1.127*** (0.139)
R ²	0.42	0.64	0.47	0.48	0.64	0.64
F istatistiği		60.63	30.22	26.92	38.92	34.91
Gözlem Sayısı	81	81	81	62	81	62
Not: a) Ekonometrik tahminler E-views 5.1 versiyonu ile yapılmıştır. b) ***, 0.01; **, 0.05 ve *, 0.10 anlamlılık seviyelerini göstermektedir. c) Parantez içindeki değerler standart hataları vermektedir. d) Üst indis H, tahmin edilen modelde 'değişen varyans' sorununun White testi ile tespit edilmesi üzerine, değişen varyans sonucunu dikkate alarak yapılan yeni tahmini göstermektedir. Bu yolla katsayılar değişmemekte, ancak standart hataları değişmekte ve bu yeni tahmin sonucuna göre katsayıların anlamlı olup olmadıkları önem arz etmektedir.						

Bu tartışmalardan yola çıkarak oluşturulan ve Kişi Başına Gelirin (PCY) bağımlı değişken olduğu modellere, Kişi Başına Elektrik Tüketimine (PCEC) ek olarak, Eğitim Seviyesi Gelişmişlik İndeksi (EGİT), İmalat Sanayi İşyeri Sayısı (ISIYS) ve İmalat Sanayi Yıllık Çalışanlar Ortalama Sayısı (ISYCOS) değişkenleri de bağımsız değişken

³ Son zamanlarda il bazında verilerin kullanıldığı çalışmalarda bir artış gözlenmektedir. Güngör (1997), il bazında beşeri sermaye ile ekonomik büyüme arasındaki ilişkiyi; Cömertler ve Kar (2007), il bazında mala karşı işlenen suç oranını belirleyen sosyo-ekonomik değişkenleri; Ardic ve Damar (2007), Yıldırım, Öcal ve Erdoğan (2007) ise, il bazında finansal gelişmişlik seviyesi ile ekonomik büyüme arasındaki ilişkiyi incelemektedir.

olarak eklenmiştir. Burada EGİT, içsel büyüme literatüründeki beşeri sermaye göstergesi olarak ele alınabilir.⁴ ISIYS ve ISYCOS değişkenlerini ise, çalışan (istihdam edilen) kişi sayısının bir göstergesi olarak değerlendirmek mümkündür. PCY’nin bağımlı değişken olarak yer aldığı modellerin tahmin sonuçları, Tablo 5’te sunulmaktadır.

Yapılan tahminlerin normal dağılım, sabit varyans, içsel bağıntı ve çoklu bağıntı sorunlarını taşıyıp taşımadığının tanısal (diagnostik) testlerden kontrol edilmesi gerekmektedir. Yatay kesit verilerinin kullanıldığı çalışmalarda ise, en yaygın görülen ekonometrik sorun değişen varyans olmaktadır. Dolayısıyla tahminlerin değişen varyans sorununu gidererek yapılması gerekmektedir. Yatay kesit verileri ile ilgili dikkat edilmesi gereken diğer bir konu ise, R^2 ile ilgilidir. Belirlilik katsayısı olarakta bilinen R^2 , bağımlı değişkendeki değişmelerin ne kadarının bağımsız değişken(ler)deki değişme(ler) tarafından açıklandığını göstermektedir. Yatay kesit verileriyle yapılan tahminlerden elde edilen R^2 ’lerin ise, genel olarak küçük olduğu bilinmektedir. Wallace ve Silver (1988:123), R^2 ’nin 0.3 ve daha düşük bulunmasının yatay kesit verisiyle çalışılan analizlerde yaygın bir şekilde görüldüğünü ve yine Studenmund (1992: 47) yatay kesit verilerinde 0.50 büyüklüğünde bir R^2 ’nin iyi bir uygunluk (a good fit) olduğunu ifade etmektedir. Bu açıklamalar, Tablo 5’te yer alan tahminlerden elde edilen R^2 ’lerin düşük olmadığını göstermektedir.

Tablo 5’e göre, tahmin edilen bütün modellerde (Model 1–6), kişi başına elektrik tüketiminin (PCEC) istatistiksel olarak %5 anlamlılık seviyesinde anlamlı olduğu ve elektrik tüketimindeki bir artışın geliri (PCY) arttırdığı görülmektedir. Modellerde PCEC’nin tahmin edilen katsayısı, 0.23 ile 0.41 arasında değişmektedir. Birinci modelde PCEC’in katsayısı şu şekilde yorumlanır: Kişi başına elektrik tüketimindeki bir birimlik artış kişi başına geliri 0.41 birim artış yaratmaktadır. Ayrıca kontrol değişkeni olarak kullanılan EGİT, ISIYS ve ISYCOS değişkenlerinin modele katılması durumunda da PCEC’in pozitif ve anlamlı etkisinin devam ettiği görülmektedir (Model 2–69).

Tahminlerde kullanılan il bazında beşeri sermayenin (EGİT), Kişi Başına Gelire (PCY) etkisinde pozitif ve istatistiksel olarak anlamlı olduğu anlaşılmaktadır (Model 2, 5 ve 6). Bu durum literatürde beşeri sermayenin ekonomik büyümeyi artıracığını ifade eden içsel büyüme teorilerinin öngörülleri ile uyumlu bir sonuçtur. İl bazındaki gelir seviyesini açıklamada İmalat Sanayi İşyeri Sayısının (ISIYS) (Model 3 ve Model 5) ve İmalat Sanayi Yıllık Çalışanlar Ortalama Sayısının (ISYCOS) (Model 4) etkili olduğu ve bu değişkenlerin il Kişi Başına Gelir Seviyesi üzerinde pozitif etki yarattığı anlaşılmaktadır.

⁴ Güngör (1997), beşeri sermayenin ekonomik büyümeye olumlu katkı yaptığını, il bazında veriler kullanarak, ampirik olarak göstermektedir.

Tablo: 6
İmalat Sanayinde Katma Değer ve Elektrik Tüketimi

Bağımsız Değişkenler	Bağımlı Değişken	
	7 ^H	8 ^H
	PCISKD	PCISKD
PCİSET	0.5391*** (0.111)	0.4696*** (0.12)
ISYCOS		0.0039* (0.002)
Sabit	12.486 (44.26)	0.6789*** (0.012)
R ²	0.57	0.59
F istatistiği		48.45
Gözlem Sayısı	81	81
Not: a)***, 0.01; **, 0.05 ve *, 0.10 anlamlılık seviyelerini göstermektedir. b) Parantez içindeki değerler standart hataları vermektedir. c) Üst indis H, tahmin edilen modelde 'değişen varyans' sorununun White testi ile tespit edilmesi üzerine, değişen varyans sonucunu dikkate alarak yapılan yeni tahmini göstermektedir.		

Analiz daha da spesifikleştirilirse, Kişi Başına Gelir (PCY) yerine, Kişi Başına İmalat Sanayi Katma Değeri (PCISKD)'nin bağımlı değişken olarak ele alındığı modellerde ise (Tablo 6), Kişi Başına İmalat Sanayi Elektrik Tüketiminin (PCİSET) (Model 7–8) ve İmalat Sanayi Yıllık Ortalama Çalışanlar Sayısının (ISYCOS) (Model 8) değişkenlerinin bağımlı değişkeni pozitif ve istatistiksel olarak anlamlı olarak etkilediği görülmektedir.

Elde edilen bulgular, il bazında imalat sanayinde kullanılan elektrik tüketiminin imalat sanayinde yaratılan katma değeri belirleyen bir faktör olduğunu ortaya koymaktadır.

5. Sonuç

Artan enerji üretimiyle ortaya çıkan hava kirliliğinin de etkisiyle birlikte adı sıkça duyulan küresel ısınma ile ilgili tartışmalar ülkelerin enerji kaynaklarının daha etkin nasıl kullanılabileceğini de gündeme getirmektedir. Buradaki en önemli konu ise, elektrik tüketimi ile ekonomik büyüme arasındaki deneysel ilişkinin nasıl olduğudur. Bu ilişki teorik dört farklı şekilde olabilir: Elektrik tüketiminden gelire veya gelirden elektrik tüketimine doğru tek yönlü, karşılıklı bir şekilde iki yönlü veya hiç bir ilişkinin olmaması. Her bir durumun varlığında yapılacak politika önerisinde farklılık göstereceği açıktır.

Zaman serilerini kullanan ve elektrik tüketimi ile gelir arasında nasıl bir nedensellik ilişkisinin olduğunu araştıran çalışmaların sonuçlarında bütün ülkeler için bir uzlaşmanın olmadığı görülmektedir. Ancak Türkiye üzerine yapılan ve zaman serilerini kullanan deneysel çalışmalarda (konu il bazında analiz edilmemiştir) genellikle elektrik

tüketiminden ekonomik büyümeye doğru bir nedensellik ilişkisinin varlığı üzerinde bir konsensüs olduğu görülmektedir. Bu durum elektrik tüketimindeki bir darboğazın ekonomik büyümenin önünde bir engel oluşturma potansiyelinin olduğunu ve dolayısıyla elektrik üretimi projeksiyonlarında bu durumun göz önüne alınması gerektiğini göstermektedir.

Türkiye’deki elektrik üretimi ve tüketimi verileri birlikte betimsel olarak değerlendirildiğinde birbirlerine oldukça yakın olduğu görülmektedir. Diğer bir ifadeyle, Türkiye’nin elektrik üretiminde ciddi oranda bir fazlalık bulunmamaktadır. Hatta ekonominin önümüzdeki birkaç yıl hızlı ve tempolu bir şekilde büyümesi durumunda mevcut üretimin yetersiz olacağı ve yeni üretim kanallarının hızla hayata geçirilmesi gerektiği de açıktır. Buna ilaveten, ekonomik gelişme performansları ile dikkati çeken bazı Anadolu kentlerinin elektrik tüketimini oldukça kısa bir dönem içinde iki-üç katladıkları anlaşılmaktadır.

Bu arka plandan hareket eden bu çalışma, elektrik tüketimi ile ekonomik gelişmişlik seviyesi arasındaki ilişkinin il düzeyindeki durumunu dikkate almaktadır. Bir yandan ülkedeki bölgelerarası gelişmişliği azaltmak ve diğer yandan ekonomik gelişmişliği ülke geneline yaymak amacıyla oluşturulan bölgesel gelişme politikalarının önemi her geçen gün ön plana çıkmakta ve bu doğrultuda hükümetlerin teşvik dâhil çeşitli bölgesel gelişme stratejisi uygulamaya çalıştıkları görülmektedir. Anadolu’da yeni cazibe merkezleri oluşturmaya yönelik bu çabaların geleceği, elektrik enerjisinin bu gelişmelerin önünde bir engel olmamasıyla da yakından ilgilidir.

Türkiye’deki 81 ilin 2000 yılı verileri kullanılarak yapılan yatay kesit tahminleri, kişi başına gelirin kişi başına elektrik tüketiminden pozitif olarak etkilendiğini ortaya koymuştur. Bu etkinin, beşeri sermaye, iş yeri sayısı ve ortalama çalışan sayısı gibi değişik kontrol değişkenlerinin eklenmesi durumunda da geçerli olduğu görülmektedir. Ayrıca imalat sanayi katma değeri de imalat sanayi elektrik tüketimi tarafından belirlenmektedir. Kısacası, yatay kesit verilerinin kullanılmasıyla elde edilen deneysel sonuçlar, il bazında elektrik tüketiminin geliri pozitif olarak etkilediğini göstermektedir. Bu sonuç zaman serileri kullanarak elde edilen bulgularla paralellik arz etmektedir.

Her iki yöntemden sağlanan bulgular birlikte değerlendirildiğinde, elektrik tüketiminin (zaman serilerinde) büyümeyi (yatay kesit analizlerinde gelir seviyesini) belirlediği ve dolayısıyla bu değişkendeki bir kısıtın (darboğazın) büyüme (gelir) üzerinde engelleyici bir potansiyele sahip olduğu anlaşılmaktadır. Elektrik tüketiminin büyük çoğunluğunun (yaklaşık %50’sinin) sanayide kullanıldığı düşünüldüğünde konunun önemi daha da aciliyet arz etmektedir. Diğer bir ifadeyle elektriği ekonomik gelişmenin önünde bir engel olmaktan çıkaracak bir politika demetinin bir an önce uygulanmaya başlaması gerekmektedir. Bu çerçevede kısa vadede mevcut üretimin etkin bir şekilde kullanımına yönelik stratejiler uygulanabilir. Ancak orta vadede ekonomik büyüme (gelişme)

projeksiyonlarıyla tutarlı bir şekilde elektrik üretiminin güvence altına alınması gerekmektedir. Bu yapılırken geleneksel elektrik üretim kaynaklarının etkin kullanımının yanında, yenilenebilir enerji kaynakları ve (belki!) nükleer enerji dâhil alternatif yöntemlerin de bir an önce değerlendirilmesinde fayda bulunmaktadır. Elektrik üretimini artırmaya yönelik seçenekler değerlendirilirken dikkat edilmesi gereken bir diğer unsur ise, elektrik üretiminde doğalgaz kullanımının yüksekliğidir. Bu, elektrik üretiminde dışa bağımlılığın boyutunu göstermektedir. Dolayısıyla elektrik üretimi konusunda orta vadede eylem planları geliştirilirken bu konuda bir duyarlılık gösterilerek, çeşitlenmeye gidilmesi ve dışa bağımlılığın azaltılması yolunda da adımlar atılmalıdır.

Kaynakça

- Altınay, G. ve E. Karagöl (2005), “Electricity Consumption and Economic Growth: Evidence from Turkey”, *Energy Economics*, 27, 849-856.
- Aqeel, A. ve M.S. Butt (2001), “The Relationship between Energy Consumption and Economic Growth in Pakistan”, *Asia-Pacific Development Journal*, 8 (2), 101–109.
- Ardıç, O.P. ve H. E. Damar (2007), “Financial Sector Deepening and Economic Growth: Evidence from Turkey”, *Topics in Middle Eastern and North African Economies*, 9.
- Barro, R.J. (1991), “Economic Growth in A Cross Section of Countries”, *Quarterly Journal of Economics*, May, 407-443.
- Beenstock, M. ve P. Willcocks (1981), “Energy Consumption and Economic Activity in Industrialized Countries: The Dynamic Aggregate Time Series Relationship”, *Energy Economics*, 3 (4), 225–232.
- Burney, N. (1995), “Socioeconomic Development and Electricity Consumption, A Cross-Country Analysis Using the Random Coefficient Method”, *Energy Economics*, 17 (3) 185-195.
- Chen, S.T., H. Kuo, ve C.C. Chen (2007), “The Relationship between GDP and Electricity Consumption in 10 Asian Countries”, *Energy Policy*, 35, 2611-2621.
- Chiou-Wei, S.Z., C.F. Chen, ve Z. Zhu (2008), “Economic Growth and Energy Consumption Revisited Evidence From Linear and Nonlinear Granger Causality”, *Energy Economics*, 30, 3063-3076.
- Coe, D.T. ve R. Moghadam (1993), “Capital and Trade as Engines of Growth in France, An Application of Johansen's Cointegration Methodology”, *IMF Staff Papers*, 40 (3), 542-566.
- Cömertler, N. ve M. Kar (2007), “Türkiye’de Suç Oranının Sosyo-Ekonomik Belirleyicileri: Yatay Kesit Analizi”, *Ankara Üniversitesi Siyasal Bilgiler Fakültesi Dergisi*, 62 (2), 37-57.

- DEKTMK (Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi) (1997), *1997 Enerji Raporu*, Ankara.
- DEKTMK (Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi) (2004), *Elektrik Enerji Sektörü*, Ankara.
- DİE (Devlet İstatistik Enstitüsü) (1999), *İstatistiksel Göstergeler (1923-1998)*, Yayın no: 2252, Ankara: DİE.
- Dolun, L. (2002), *Türkiye’de Elektrik Enerjisi Üretimi ve Kullanılan Kaynaklar*, Türkiye Kalkınma Bankası A.Ş., Ankara.
- DPT (Devlet Planlama Teşkilatı) (2000), “İllerin Performans Göstergeleri”, <<http://www.dpt.gov.tr/bgyu/ipg/ipg.html>>, 07.12.2008.
- DPT (2001), *Elektrik Enerjisi Özel İhtisas Komisyonu Raporu*, DPT: 2569 - ÖİK: 585, DPT: Ankara.
- Durlauf, S. N. ve D.T. Quah (1999), *The New Empirics of Economic Growth*, içinde John B. Taylor and Michael Woodford (editors), *Handbook of Macroeconomics*, Vol. 1, Amsterdam: North Holland, <www.santafe.edu/~durlauf/file/dq.pdf>, 10.04.2009.
- Engle, R.F. ve C.W.J. Granger (1987), “Co-integration and Error Correction: Representation, Estimation and Testing”, *Econometrica*, 55, 251-276.
- Erol, U. ve E.S.H. Yu (1987), “On the Relationship Between Energy and Income for Industrialized Countries”, *Journal of Energy and Employment*, 13 (1), 113-122.
- Esen, O. (1998) *Anadolu’da Kalkınma Süreçleri ve Malatya Örneği*, Ankara: Türkiye Ekonomi Kurumu.
- Fatai, K., Oxley, L. ve F.G. Scrimgeour (2004), “Modelling The Causal Relationship Between Energy Consumption and GDP in New Zealand, Australia, India, Indonesia, The Philippines and Thailand”, *Mathematics and Computers in Simulation*, 64, 431-445.
- Filiztekin, A. (1988), “Convergence Across Industries and Provinces in Turkey”, *Koç University Working Paper*, 1998/8, İstanbul.
- Ghosh, S. (2002), “Electricity Consumption and Economic Growth in India”, *Energy Policy*, 30, 125-129.
- Giudici, E. ve A.V. Mollick (2008), “Convergence in the Eastern Caribbean States”, *Annals of Regional Science*, 42, 893-909.
- Granger, C.W.J. (1986), “Developments in the Study of Cointegrated Economic Variables”, *Oxford Bulletin of Economics and Statistics*, 48, 213-228.
- Granger, C.W.J. (1969), “Investigating Causal Relations by Econometric Models and Cross-Spectral Methods”, *Econometrica*, 37, 24-36.
- Granger, C.W.J. (1988), “Some Recent Developments in a Concept of Causality”, *Journal of Econometrics*, 39, 199-211.

- Güngör, N.D. (1997), “Education and Economic Growth in Turkey 1980-90: A panel Study”, *METU Studies in Development*, 24 (2), 185-214.
- Hsiao, C. (1981), “Autoregressive Modeling and Money Income Causality Detection”, *Journal of Monetary Economics*, 7 (1), 85-106.
- Islam, N. (2003), “What Have We Learnt from the Convergence Debate? A Review of the Convergence Literature”, *Journal of Economic Surveys*, 17 (3), 309-62
- Johansen, S. ve K. Juselius (1990), “Maximum Likelihood Estimation and Inference on Cointegration – with Application to the Demand for Money”, *Oxford Bulletin of Economics and Statistics*, 52, 169-210.
- Johansen, S. (1988), “Statistical Analysis of Cointegration Vectors”, *Journal of Economic Dynamics and Control*, 12, 231-254.
- Jumbe, C.B.L. (2004), “Cointegration and Causality Between Electricity Consumption and GDP: Empirical Evidence from Malawi”, *Energy Economics* 26, 61–68.
- Kar, M. ve E. Kınık (2008), “Türkiye’de Elektrik Tüketimi Çeşitleri ve Ekonomik Büyüme Arasındaki İlişkinin Ekonometrik Analizi”, *Afyon Kocatepe Üniversitesi, İktisadi ve İdari Bilimler Fakültesi Dergisi*, 10 (2), 333-353.
- Kar, M. ve S. Taban (2003), “Türkiye’de Kamu Harcama Türlerinin Ekonomik Büyümeye Etkileri”, *Ankara Üniversitesi, Siyasal Bilgiler Fakültesi Dergisi*, 58 (3), 145-169.
- Karabulut, K ve Ö.S. Emsen (1997), “Kalkınma Teorileri ve Geliştirilen Son Büyüme Modeli: Yeni Büyüme Teorisi”, *Atatürk Ü. İ.İ.B.F. Dergisi*, 11 (3-4), 27-50.
- Karagöl, E. (2007), “Türkiye’de Elektrik Tüketimi ile Ekonomik Büyüme İlişkisi: Sınır Testi Yaklaşımı”, *Doğuş Üniversitesi Dergisi*, 8 (1), 72-80.
- Kelly, T. (1997), “Public Expenditures and Growth”, *Journal of Development Studies*, 34 (1), 60-84.
- Kibritçioglu, A. (1998), “İktisadi Büyümenin Belirleyicileri ve Yeni Büyüme Modellerinde Beşeri Sermayenin Yeri”, *Ankara Üniversitesi. SBF Dergisi*, 53 (1-4), 207-230.
- Kraft, J. ve A. Kraft (1978), “On the Relationship between Energy and GNP”, *Journal of Energy Development*, 3, 401-403.
- Küçükler, C. (1998), *Anadolu’da Hızlı Sanayileşen Kentler: Denizli Örneği*, Ankara: Türkiye Ekonomi Kurumu.
- Leigh, L. (1996), “Financial Development and Economic Growth: An Econometric Analysis for Singapore”, *Working Papers*, WP/96/15, Washington, D.C., I.M.F.
- Levine, R. ve D. Renelt (1992), “A Sensitivity Analysis of Cross-country Growth Regressions”, *American Economic Review*, 82, 942–963
- Lucas, R. (1988), “On the Mechanics of Economic Development”, *Journal of Monetary Economics*, 22 (1), 3-42.

- Mankiw, G., D. Romer, ve D.N. Weil (1992), “A Contribution to the Empirics of Economic Growth”, *Quarterly Journal of Economics*, 107, 407–437.
- Morimoto, R. ve C. Hope (2004), “The Impact of Electricity Supply on Economic Growth in Sri Lanka”, *Energy Economics*, 26, 77–85.
- MPM (Milli Prodüktivite Merkezi) (1988), *Türkiye’de Elektrik Enerjisi ve Verimlilik*, Milli Prodüktivite Merkezi Yayınları Yayın No: 367, Ankara.
- Murry, D.A. ve G.D. Nan (1996), “A Definition of the Gross Domestic Product–Electrication Interrelationship”, *The Journal of Energy and Development*, 19 (2), 275–283.
- Nişancı, M. (2005), “Türkiye’de Elektrik Enerjisi Talebi ve Elektrik Tüketimi ile Ekonomik Büyüme Arasındaki İlişki”, Selçuk Üniversitesi İİBF Sosyal ve Ekonomik Araştırmalar Dergisi, 5 (4), 107-120.
- Ongun, M. T. (1999), *Anadolu’da Hızla Sanayileşen Kentler: Kahramanmaraş Örneği*, Ankara: Türkiye Ekonomi Kurumu.
- Pesaran, H., Y. Shin ve R.J. Smith, (2001), “Bound Testing Approaches to the Analysis of Long Run Relationships”, *Journal of Applied Econometrics*, 16 (3), 289-326.
- Renelt, D. (1991), “Economic Growth: A Review of the Theoretical and Empirical Literature”, *Working Papers*, WPS 678, Washington, D.C.: World Bank.
- Romer, P.M. (1986), “Increasing Returns and Long Run Growth”, *Journal of Political Economy*, 94 (5), 1002-1037.
- Romer, P.M. (1990), “Endogenous Technological Change”, *Journal of Political Economy*, 98 (5), S71-S102.
- Roubini, N. and X. Sala-i Martin (1992) “Financial Repression and Economic Growth”, *Journal of Development Economics*, 39, 5-30.
- Sağbaş, İ. (2002), “İller Arası Gelir Farklılıkları ve Yakınsama”, *ODTÜ 6. Uluslararası Ekonomi Kongresi*, 11–14 Eylül 2002, Ankara, 356.
- Samouilidis, J. ve C.S. Mitropoulos (1984), “Energy and Economic Growth in Industrializing Countries: the Case of Greece”, *Energy Economics*, 6 (3), 191–206.
- Sarı, R., U. Soytas, ve Ö. Özdemir (2001), “Energy Consumption and GDP Relations in Turkey: A Cointegration and Vector Error Correction Analysis”, *Economics and Business in Transition: Facilitating Competitiveness and Change in the Global Environment Proceedings*, 838-844: Global Business and Technology Association.
- Shiu, A. ve P.L. Lam (2004), “Electricity Consumption and Economic Growth in China”, *Energy Policy*, 32, 47-54.
- Stern, D.I. (2000), “A Multivariate Cointegration Analysis of the Role of Energy in the US Macroeconomy”, *Energy Economics* 22 (2), 267–283.

- Studenmund, A.H. (1992), *Using Econometrics: A Practical Guide*, second edition, New York: Harper Collins Publishers.
- Subasat, T. (2003), “Does export promotion Increase Economic Growth? Some Cross-Section Evidence”, *Development Policy Review*, 20 (3), 333-349.
- Taban, S. (2008), *İktisadi Büyüme Kavram ve Modeller*, Ankara: Nobel Yayın Dağıtım.
- TEDAŞ (Türkiye Elektrik Dağıtım A. Ş.), *Yıllar İtibariyle Sektörel Elektrik Tüketimi*, <http://www.tedas.gov.tr/29,Istatistiki_Bilgiler.html>, 10.12.2008.
- TEİAŞ (Türkiye Elektrik İletim A.Ş.), *Türkiye’de Elektrik Enerjisi Gelişiminin Kısa Tarihçesi*, <[www.teias.gov.tr/istatistikler/tarihce\(turk\).htm](http://www.teias.gov.tr/istatistikler/tarihce(turk).htm)>, 10.12.2008a.
- TEİAŞ, *Kurulu Güç ve Üretimin Yıllar İtibariyle Gelişimi*, <<http://www.teias.gov.tr/ist2007/13.xls>>, 10.12.2008b.
- TEİAŞ, *Türkiye Brüt Elektrik Enerjisi Üretiminde Birincil Enerji Kaynaklarının Yıllar İtibariyle Gelişimi*, <<http://www.teias.gov.tr/ist2007/32.xls>>, 10.12.2008c.
- TEİAŞ, *Türkiye Elektrik Enerjisi Üretim-Tüketim ve Kayıplarının Yıllar İtibariyle Gelişimi*, <[http://www.teias.gov.tr/ist2007/30\(84-07\).xls](http://www.teias.gov.tr/ist2007/30(84-07).xls)>, 10.12.2008d.
- Telatar, E. (2000), *Ekonomik Gelişme Teşvikler ve Sivas*, Ankara: Türkiye Ekonomi Kurumu.
- Temple, J. (1999), “New Growth Evidence”, *Journal of Economic Literature*, 37(March), 112-156.
- Terzi, H. (1998), “Türkiye’de Elektrik Tüketimi ve Ekonomik Büyüme İlişkisi”, *İşletme ve Finans Dergisi*, 13 (3), 62-72.
- Toda, H.Y. ve Y. Yamamoto (1995), “Statistical Inference in Vector Autoregressions with Possibly Integrated Process”, *Journal of Econometrics*, 66 (1), 225–250.
- Wallace, T.D. ve J.L. Silver, (1988), *Econometrics: An Introduction*, Reading, Massachusetts: Addison-Wesley Publishing Company.
- Wolde-Rufael, Y. (2004), “Disaggregated Industrial Energy Consumption and GDP: The Case of Shanghai”, *Energy Economics*, 26, 69–75.
- Wolde-Rufael, Y. (2006), “Electricity Consumption and Economic Growth: A Time Series Experience for 17 African Countries”, *Energy Policy*, 34, 1106–1114.
- Yang, H.Y. (2000), “A note of the Causal Relationship between Energy and GDP in Taiwan”, *Energy Economics*, 22, 309-317.
- Yıldırım, J. (2004), “Regional Policy and Economic Convergence in Turkey: A Spatial Data Analysis”, 18th European Advanced Studies Institute in Regional Science, <http://www.wz.uni.lodz.pl/ersa/abstr/yildirim_p.pdf>, 15.02.2009
- Yıldırım, J., N. Öcal, ve M. Erdoğan (2007), “Financial Development and Economic Growth in Turkey: A Spatial Effect Analysis”, *Spatial Econometrics Conference*, 11-14 July, Fitzwilliam College, University of Cambridge, UK.

- Yoo, S.H. (2005), “Electricity Consumption and Economic Growth: Evidence from Korea”, *Energy Policy*, 33, 1627–1632.
- Yu, E.S.H. ve J.Y. Choi (1985), “The Casual Relationship between Energy and GNP: an International Comparison”, *Journal of Energy and Development*, 10 (2), 249–272.
- Yülek, M.A. (1997), “İçsel Büyüme Teorileri, Gelişmekte Olan Ülkeler ve Kamu Politikaları Üzerine”, *Hazine Dergisi*, Sayı 6, Nisan, 89–105.

Quality of Supply and Efficiency: An Analysis of Portuguese Electricity Distribution Networks

Thomas WEYMAN-JONES

Júlia Mendonça BOUCINHA

Catarina Fêteira INÁCIO

T.G.Weyman-jones@lboro.ac.uk

julia.boucinha@edp.pt

CatarinaFeteira.Inacio@edp.pt

Arz Kalitesi ve Etkinlik: Portekiz Elektrik Dağıtım Şebekelerinin Analizi

Abstract

Efficiency and productivity analysis is a standard part of the tool-box of electricity and gas network regulators. In this paper the data envelopment analysis approach to benchmarking the performance of electricity networks is applied to a group of regional networks which differ in the quality of supply measured by, for example, interruptions. We show that efficiency comparisons differ when quality of supply is allowed for. We extend the efficiency comparisons to construct quality-adjusted Malmquist productivity indices in a manner which can be employed in both intra-firm management review and in regulatory benchmarking.

Key Words : Regulation and Industrial Policy, Electricity Distribution, Supply Quality.

JEL Classification Codes : L15, L51, L94.

Özet

Etkinlik ve verimlilik analizi elektrik ve doğalgaz şebeke regülatörlerinin alet çantalarının standart bir parçasıdır. Bu çalışmada elektrik şebekeleri performansını kıyaslamaya yönelik veri zarflama analizi, örneğin elektrik kesintileriyle ölçülen, arz kalitesi bakımından farklılıklar gösteren bir grup bölgesel şebekeye uygulanmaktadır. Çalışmada arz kalitesi hesaba katılarak yapılan etkinlik karşılaştırmalarında farklılıklar olduğu gösterilmektedir. Ayrıca etkinlik karşılaştırmaları kaliteyi de dikkate alan Malmquist verimlilik endeksi oluşturularak firma içi yönetimin tetkikine ve regülasyon kıyaslamasına el verecek şekilde genişletilmektedir.

Anahtar Sözcükler : Regülasyon ve Endüstriyel Politika, Elektrik Dağıtımı, Arz Kalitesi.

1. Introduction

There is both a regulatory and a management interest in the performance of integrated regional electricity networks. Where the networks are integrated into a single holding company with separate regional management structures and an overall corporate management, data collection procedures are standardized and audited centrally. This lends itself to the application of non-parametric DEA methods, and it is this type of sample that we are able to use in this paper, in order to evaluate the levels of efficiency of the Portuguese electricity distribution networks. There is strong interest in quality of supply amongst the outputs, but, in electricity networks, quality of supply is usually associated with undesirable outputs.

In this paper, following a brief description of the efficiency and productivity analysis model using mathematical programming, we show how quality of supply can be incorporated into the analysis. This can be done in two ways. In the first we examine a model in which network efficiency is adjusted for the quality of supply, but assuming that quality of supply is not a variable that the individual networks try to optimise. Subsequently, we model a situation in which the networks are able to choose quality of supply as a strategic variable which they can improve in order to show their efficiency and productivity in a better light.

2. The Electricity Distribution Networks in Portugal

EDP Distribuição Energia, operates the regulated distribution in Portugal and its activity is regulated by ERSE (Energy Services Regulator) which defines the tariffs, parameters and prices for electricity and other.

EDP Distribuição owns approximately 99% of the electricity distribution networks in mainland Portugal and the company needs to guarantee the level of quality defined by the regulatory parameters and in accordance with customer expectations, while the number of electricity customers in mainland Portugal has been increasing on average, by 1.1% each year for the past five years. The company's need to adapt to new market conditions resulting from the liberalization process in the electricity sector imposed a priority objective of increasing customer satisfaction, focusing on the improvement of the Quality of Service. In the context of the Electricity Sector's Service Quality, ERSE (Energy Services Regulator) assures the fulfillment of Service Quality Regulation partly through the annual publication of the Service Quality Report. Technical Service Quality is measured by the TIEPI - Interruption Time Equivalent to Installed Capacity - index. This indicator has registered significant improvements in recent years and in the past five years; the TIEPI has decreased by approximately 70%.

In structure, the company has changed its management strategy in response to market liberalization and regulatory trends. In the sample examined here, covering the period 2003-2006, the primary focus is on the 14 regional distribution networks which are separately managed within an overall holding company structure. The network managers have responded differentially to central incentives to deliver efficiency improvements under regulatory guidelines, so that it is an important aspect of the analysis that the different networks have targeted different areas of efficiency improvement in order to show each network in the best light. This is exactly the approach which is embodied in the data envelopment analysis model. An extensive data gathering exercise was carried out within the company for this study.

3. Network Input and Outputs

The analysis is based on Data Envelopment Analysis for efficiency measurement, according to which the technical efficiency measure for a given network (TE) can take a value between zero and 100 percent. This model is stated as follows:

find network weights to :

$$\min \theta TE$$

such that for each output and input :

$$\sum (\text{network output} \times \text{network weight}) \geq (\text{network output})_{\text{network being measured}}$$

$$\sum (\text{network input} \times \text{network weight}) \leq TE \times (\text{network input})_{\text{network being measured}}$$

all network weights ≥ 0

Technical efficiency therefore measures the percentage of network's input which an efficient network on the frontier would use, to meet the same output targets as the network being evaluated. If the network is efficient, this will be 100%. If it is less than 100% then the network is inefficient. This model displays an input orientation. This means that the networks are assumed to choose the efficient level of their inputs in order to meet output targets that are not under their immediate control. This orientation seems to fit the real situation of the networks better than an output orientation, in which the networks choose the number of customers, and energy delivered with a fixed input budget of operating expenses.

Input: OPEX (€): In this network analysis we concentrate on operating expenditures as the only controllable input used by the networks in the short term. A further critical reason for concentrating on this input is that it is the chief target of the electricity regulatory authority during the relevant period. ERSE in its initial regulatory reviews focused strongly on operating expenditure for price-capping, as has been the case

for many other regulatory authorities. As with many other regulators, capital expenditure is the focus of a different and longer term regulatory oversight.

We use three categories of output:

1. Energy delivered (kWh)
2. Number of customers connected ('000s)
3. Network lines, circuit length (km)

The choice of these outputs reflects a standard classification used in many models, Bagdadioglu et al (2007), Jamasb and Pollitt (2001). The use of lines as an output reflects the difficulty of reaching customers in some areas relative to others. It also reflects the provision of a service connection as a separate output. The initial results apply the envelopment method to a set of models combining OPEX with these outputs separately and in combination. Each model is also estimated under different scale assumptions.

Note that as extra outputs are added, each is represented by a new constraint in the envelopment method calculation. Each new constraint makes it more difficult for the envelopment method calculation to minimise the measured efficiency, *TE*. Therefore each new constraint increases the measured relative efficiency of the network being studied. Our objective is to investigate how these measured efficiencies increase as more variables and constraints are added. We ask whether there is any measured inefficiency left after many variables and constraints have been added as explanatory factors. If there is, then that inefficiency may require some work by network managers to reduce OPEX.

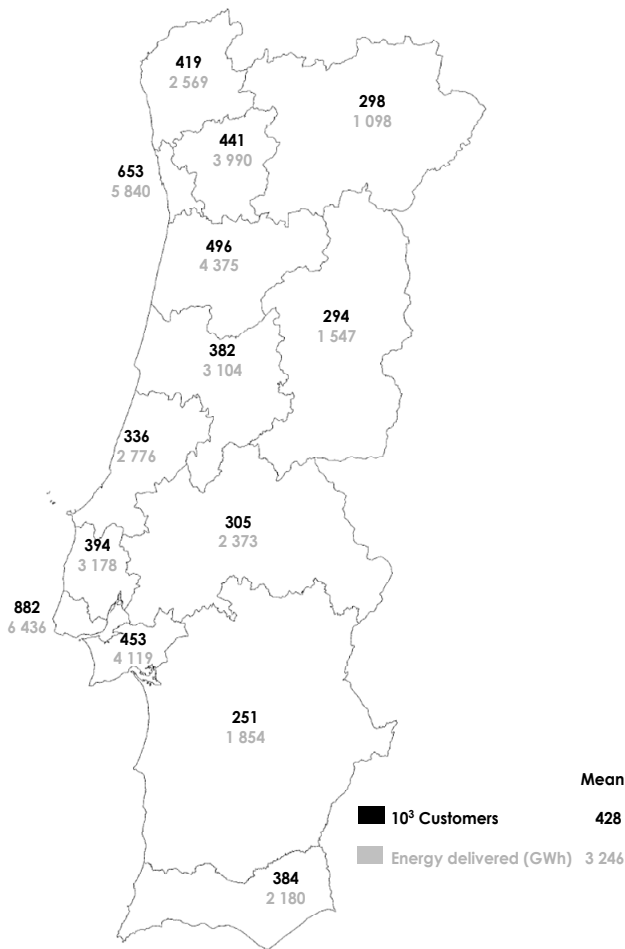
4. Operating Characteristics or Uncontrolled Environmental Variables

Each network will have characteristics of its operating environment which are outside its control. These should be included in the analysis, so that its measured efficiency is not distorted, Coelli et al (2003). We use three variables as uncontrolled operating characteristics:

1. Customer density: measured by (area/number of customers) ($\text{km}^2/\text{customers}$)
2. Requirement to bury lines underground: measured by (subterranean network length/total network length)
3. Requirement to connect low voltage customers relative to medium voltage customers: measured by (LV energy delivered/total energy delivered).

Each of these factors may make it more difficult to control costs. We treat them as uncontrolled additional output variables. If a network is disadvantaged relative to the others by any of these variables, its measured efficiency in using OPEX is raised. In an input oriented model such as the one we are using, there is no distinction between outputs in the sense that they are all regarded as outside the networks' control. The basic model we use for the efficiency and productivity analysis therefore has one input, operating expenses: OPEX, six output variables and minutes of lost load. The data sources for all the data are EDP Distribuição Energia. The following map of the Portuguese mainland illustrates the areas of the different networks, including also some data on the outputs used (number of customers and energy delivered).

Networks' Customers and Energy (2006)



5. Quality of Supply

The number of studies of quality of supply in electricity distribution networks is relatively small. However a general review of the issue is discussed in Burns et al (2006). These authors argue that one consequence of price cap regulation is that the utility may have an incentive to reduce quality of service (outputs) in order to earn a higher return, and in response to this distortion regulators have developed quality of service regulatory mechanisms alongside, or within, price control mechanisms. One of the earliest examples is electricity distribution in Norway, where revenue caps are used to regulate electricity distribution companies, with a minimum and maximum return on capital. In 2002 a further element was added to the assessment of allowed revenue, an adjustment for quality of service performance, Langset (2001). The quality measure used is the value of energy not supplied to consumers. Before introducing the revenue adjustment the Norwegian energy regulator, NVE, introduced mandatory reporting of interruptions greater than 3 minutes for end-users at all voltage levels in 2000 (data was collected from 1995). Those surveyed provided information on the direct costs associated with interruptions of different lengths and at different points in time. The survey results were updated to reflect information on average interruption duration throughout the year (not at peak load times only) and general price increases.

More generally, researchers have used variables similar to those reported by EDP Distribuição. Examples are the work of Giannakis et al (2005) and Growitsch et al (2009). Both sets of authors argue that data envelopment analysis and other types of efficiency study of electricity distribution networks should make use of data on minutes of lost load and numbers of interruptions to augment the usual input and output variables, as we have done in this paper. Different networks have different performances in quality of supply: interruptions, minutes of lost load, etc. We can adjust downwards the measured efficiency of networks that have poor quality of supply performance, by treating these bad qualities of supply variables in one of three different ways, e.g. see Scheel (2001):

1. as a negative output
2. as an inverted output
3. as an input

A network with a high negative value for quality of supply violations should appear as less efficient than one with a low negative value for quality of supply violations. Negative outputs have an impact similar to additional inputs. Firms with higher negative outputs or higher use of inputs should appear to be less efficient than others. An alternative procedure is to treat the inverse of quality of supply as an output. Networks with poor quality of supply performance (high number of minutes of lost load) would have a low value for this inverse output measure of quality of supply, and therefore would appear as

inefficient. The theoretical impact on the model is not necessarily the same for each different way of treating the quality of supply variable, but the availability of different types of modelling software also plays a role in choosing the precise type of model we can use. In the productivity measurement we wish to carry out, the available software cannot accommodate negative outputs when productivity change over time is to be measured. (This was not the case when we were concerned with efficiency measurement only.) Consequently we use the other two measures. The inverse of quality of supply is used as an output, and quality of supply itself is measured as an input.

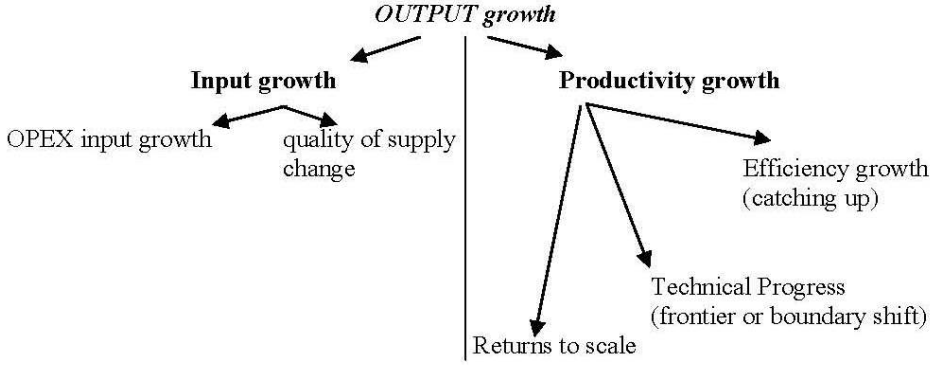
Both versions are important. We can maintain an input orientation, and treat quality of supply as an uncontrolled variable outside the networks' control by using the inverse of quality of supply as an uncontrolled output. Then, still in an input orientation, we can treat quality of supply as strategic variable that could be controlled by the networks, by modelling it as an input. The result is that we have three models of productivity measurement in an input orientation¹:

1. Without quality of supply
2. With quality of supply measured by the inverse of minutes of lost load as an uncontrolled variable (uncontrolled output)
3. With quality of supply measured by minutes of lost load as a controlled variable (controlled input)

6. Productivity Change

In measuring relative efficiency, we were concerned only with the relative performance of the different networks in a particular year. We now wish to investigate the evolution of the network performance over a number of years. This requires us to measure productivity change. An obvious way to measure productivity is output per unit of input. However an economic decomposition finds many additional layers in this simple relationship. The decomposition can be built up in stages:

¹ *The orientation only becomes important when we need to adjust productivity change to allow for different network scale.*



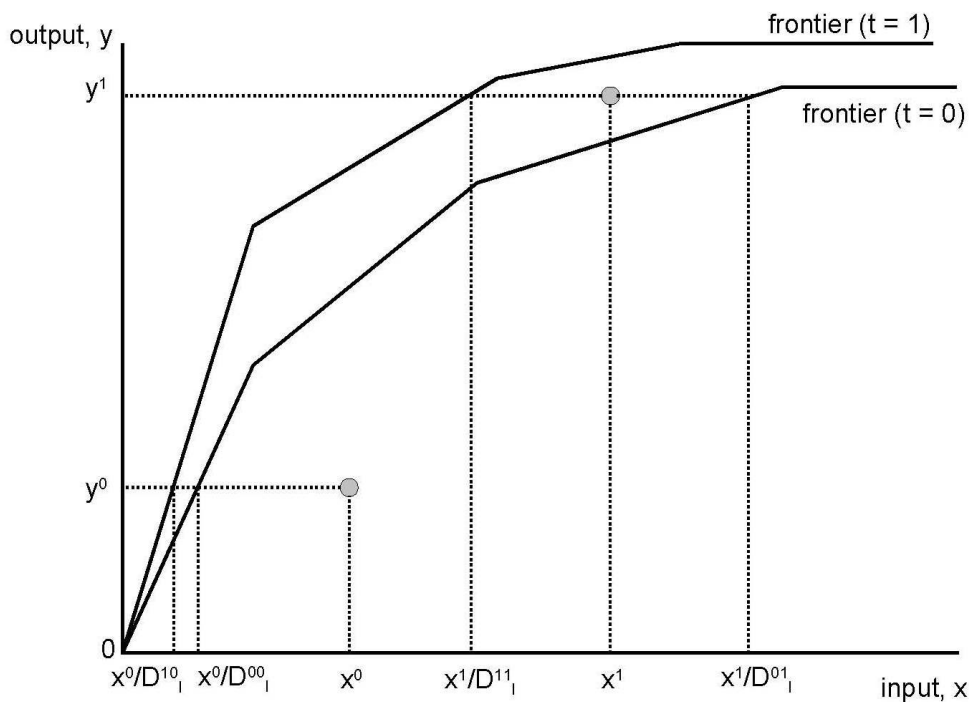
When this form of analysis is carried out allowing for many outputs, we obtain: *a total factor productivity growth decomposition*, see for example Fried et al (2007). This may often show different results compared to simple ratios of output to input.

The appendix presents the full analysis in technical detail, but the essential ideas can be seen in figure 1, where a single input and a single output is assumed. In our network analysis we expand the models to include several inputs, and several uncontrolled characteristics of the networks. We measure input as operating expenses, and then try to adjust for quality of supply as measured by minutes of lost load.

In figure 1, we observe a network with input-output values (x^0, y^0) and (x^1, y^1) in periods 0 and 1 respectively. In each case the network is inefficient relative to the frontier of the reference technology of that period. The measurement problem requires that we determine the productivity growth of the network between these two periods. In period 1 the network lies closer to the relevant production frontier than in period 0, but the frontier itself has shifted. After allowing for input growth from x^0 to x^1 , the productivity change can be decomposed into an efficiency change reflecting whether the network is catching-up with the frontier, and a technical change reflecting the shift in the frontier. Note that efficiency scores can be represented in figure 1 in terms of the values of the inverse of the distance to the chosen frontier reference technology. For example the technical efficiency of observation (x^0, y^0) relative to the period 1 frontier is:

$$[TE_I^1(y^0, x^0)] = [D_I^1(y^0, x^0)]^{-1} = (0x^0 / (0(x^0 / D_I^{10})))^{-1} = 1 / D_I^{10}$$

Figure: 1
Efficiency Change, Technical Change and Productivity Change



efficiency change, technical change and productivity change

In terms of the diagram in figure 1, we can write the Malmquist index of total factor productivity change as follows. Let the distance function values be written as:

$$D_t^{00} = D_t^0(y^0, x^0)$$

$$D_t^{10} = D_t^1(y^0, x^0)$$

$$D_t^{01} = D_t^0(y^1, x^1)$$

$$D_t^{11} = D_t^1(y^1, x^1)$$

Then the Malmquist input oriented index of total factor productivity change is:

$$M_I(y^1, x^1, y^0, x^0) = \left(\frac{D_I^{10}}{D_I^{11}} \frac{D_I^{00}}{D_I^{01}} \right)^{0.5} = \left(\frac{D_I^{00}}{D_I^{11}} \right) \left(\frac{D_I^{10}}{D_I^{00}} \frac{D_I^{11}}{D_I^{01}} \right)^{0.5}$$

so that $M_I(y^1, x^1, y^0, x^0) = TFPCH = EFFCH \times TECH$

where *EFFCH* is technical efficiency change and *TECH* is technical change, see Coelli, Estache, Pereleman and Trujillo (2003) — p. 48, equations 3.35 and 3.36. Strictly we assume constant returns to scale in the reference technology for this measure to be a valid measure of TFPCH. Since the diagram in figure 1 allows for non-constant returns to scale, our measure should also allow for scale change. The DEAP software used in this analysis does do this and provides a Malmquist index that satisfies:

$$TFPCH = EFFCH \times TECH = PECH \times SECH \times TECH$$

where *PECH* is pure technical efficiency change and *SECH* is scale efficiency change. To calculate these measures we must specify the orientation of the DEA model.

7. Network Models and Results

We present three sets of results. All are based on the use of the full range of variables: Model A:

- * Input: operating expenses (OPEX)
- * Outputs: customers, energy, lines
- * Environmental variables: inverse of customer density, proportion of low voltage distribution, proportion of subterranean network

Model B: model A with quality of supply measured as *the inverse of minutes of lost load*, and treated as an *output*. This has the effect of adjusting the efficiency scores and productivity changes for quality of supply but does not assume that the networks treat quality of supply as a strategic variable to be optimised.

Model C: model A with quality of supply measured as minutes of lost load and treated as an *input*. This adjusts the efficiency and productivity analysis for quality of supply, and assumes that networks choose whether to improve the quality of supply in addition to reducing OPEX.

The following charts and graphs illustrate for each of the three models, A, B and C:

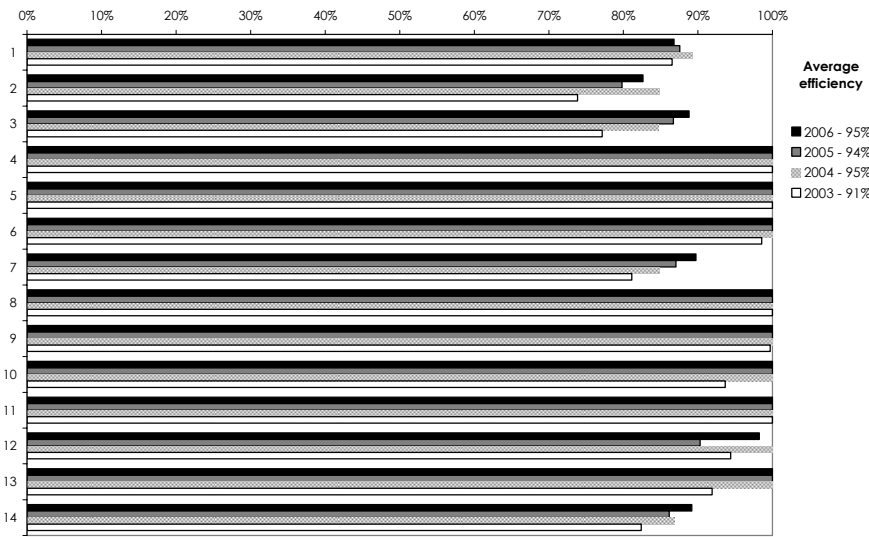
1. individual DEA efficiency scores with constant and with variable returns to scale
2. the Malmquist productivity growth index from 2003 to 2006 for networks performing better and worse than the mean productivity growth
3. the decomposition of this Malmquist productivity growth into efficiency change (catching up) and technical change (boundary shift).

All these results are summarized in charts D.

8. No Quality of Supply Adjustment

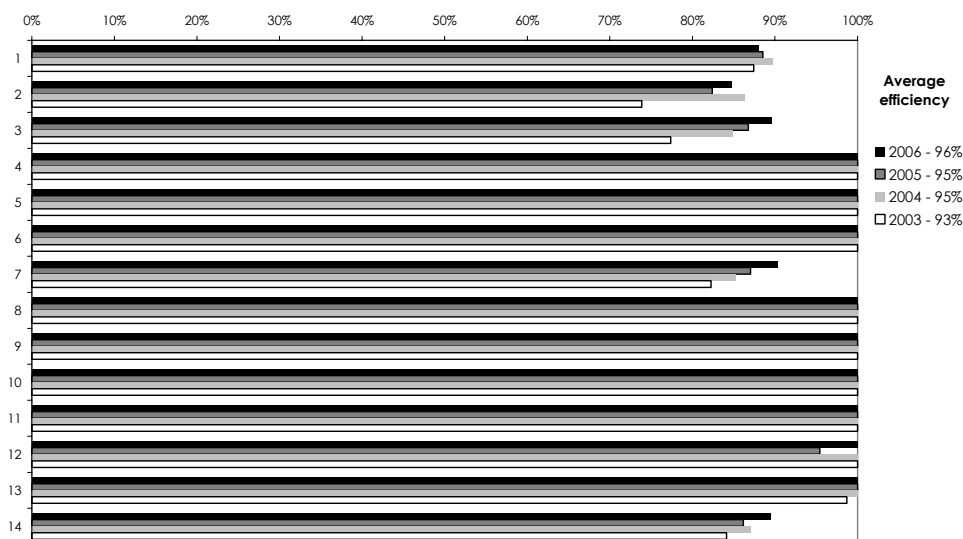
Beginning with model A, where there is no adjustment for quality of supply, it is nevertheless important to adjust for variable returns to scale (VRS), as two of the networks become fully efficient in all years of the sample, when allowing for the effect of scale at which the networks have to operate.

Chart A1
Efficiency Scores of Each of the Networks under Constant Returns to Scale



Model A: no quality of supply adjustment:
INPUTS: OPEX
OUTPUTS: Customers, Energy, Lines, Area/ Customer, Underground Lines/ Total, Energy LV/ Total.

Chart A2
Efficiency Scores of Each of the Networks under Variable Returns to Scale



Model A: no quality of supply adjustment:

INPUTS: OPEX

OUTPUTS: Customers, Energy, Lines, Area/ Customer, Underground Lines/ Total, Energy LV/ Total.

The evolution of (Malmquist) total factor productivity growth without quality of supply adjustment is shown in charts A3 and A4. In most of the networks productivity growth has been positive when averaged over the years 2003 to 2006, with an average productivity growth rate of 6,1% per year. This is better than the overall productivity growth rate for Gross Domestic Product in the European Union, as well as in Portuguese economy, over this period, so that even without the adjustment for quality of supply improvements, the networks have on average performed at least as well as many other sectors of the European economies.

Chart A3
Malmquist Productivity Growth from 2003 to 2006
Networks Which Performed Better Than the Mean Productivity Growth (Excluding Quality of Supply)

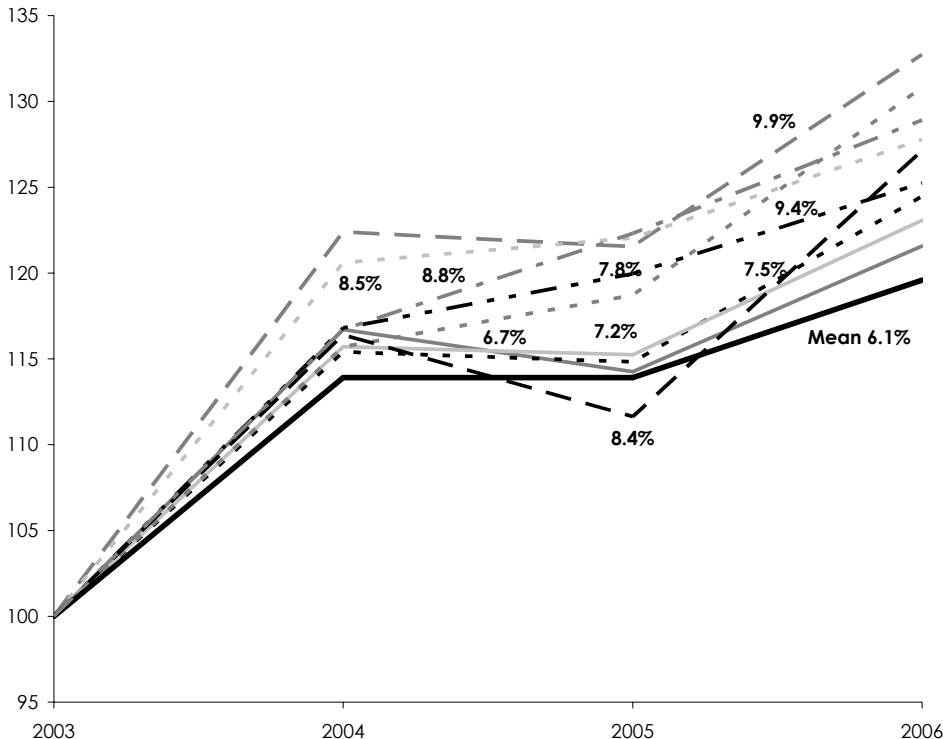
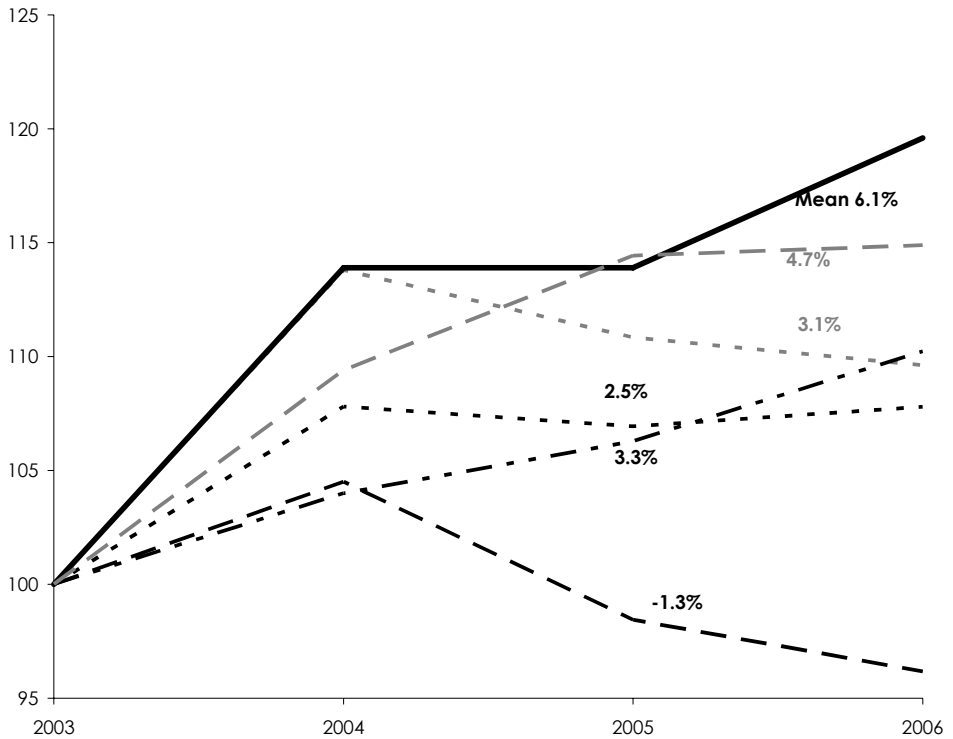
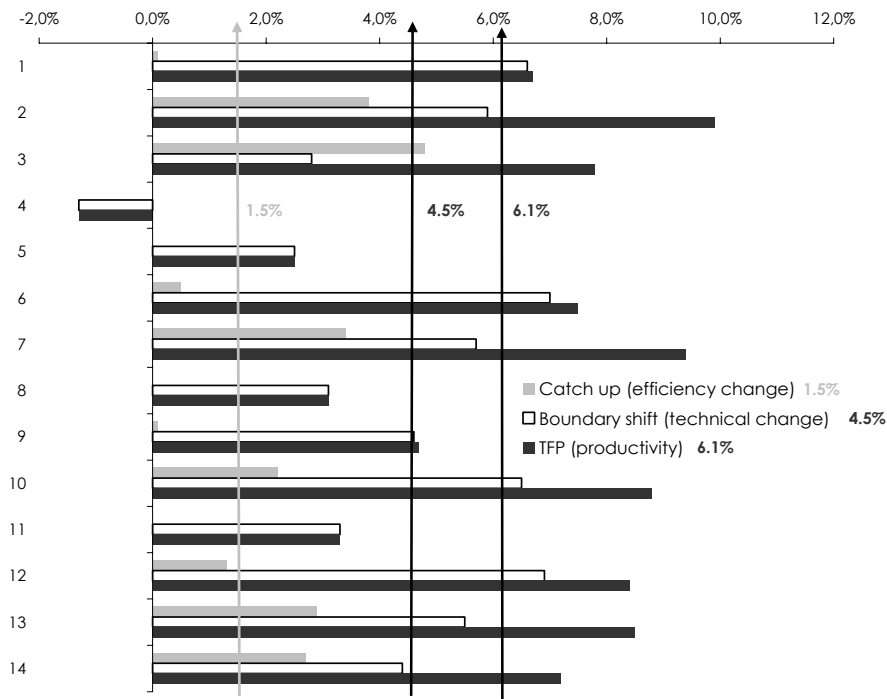


Chart A4
Malmquist Productivity Growth from 2003 to 2006
Networks which Performed worse than the Mean Productivity Growth (Excluding Quality of Supply)



Finally in chart A5, we display the decomposition of Malmquist productivity growth into efficiency change and technical change when there is no adjustment for quality of supply. In this model the presence of negative technical change in one network when the sample shows positive technical change on average means that this network in some years was only able to produce at levels below the frontier for earlier years.

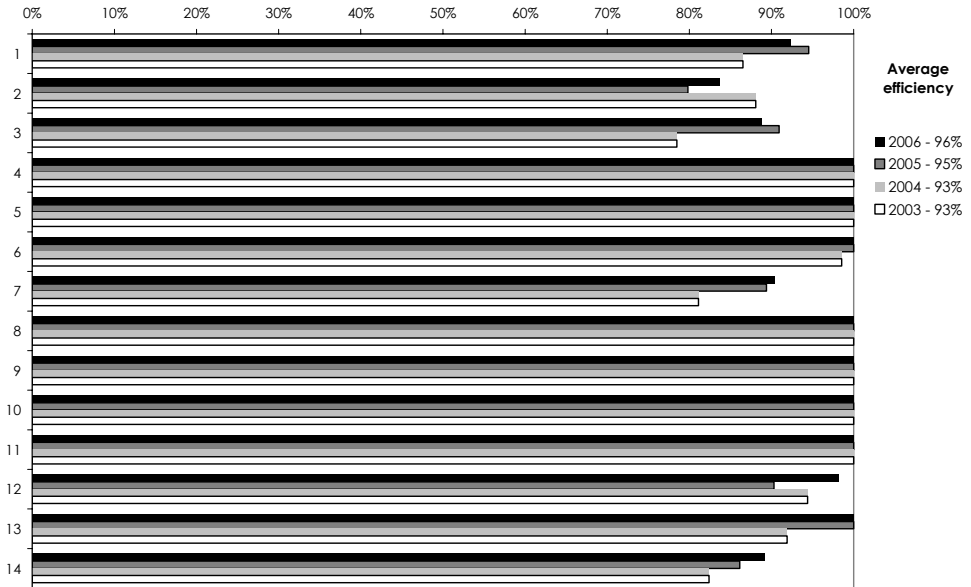
Chart A5
Decomposition of Productivity Growth for All Networks from 2003 to 2006
(Excluding Quality of Supply)



9. Adjusting for Quality of Supply as an Uncontrolled Variable

The charts labelled B1 through to B5 report the results for the model where the efficiency and productivity analysis has been adjusted for quality of supply by entering the inverse of minutes of lost load as an output variable. Once again, it is important to adjust for variable returns to scale, as shown in charts B1 and B2.

Chart B1
Individual Efficiency Scores Adjusted for Quality of Supply as an Uncontrollable
Input under Constant Returns to Scale

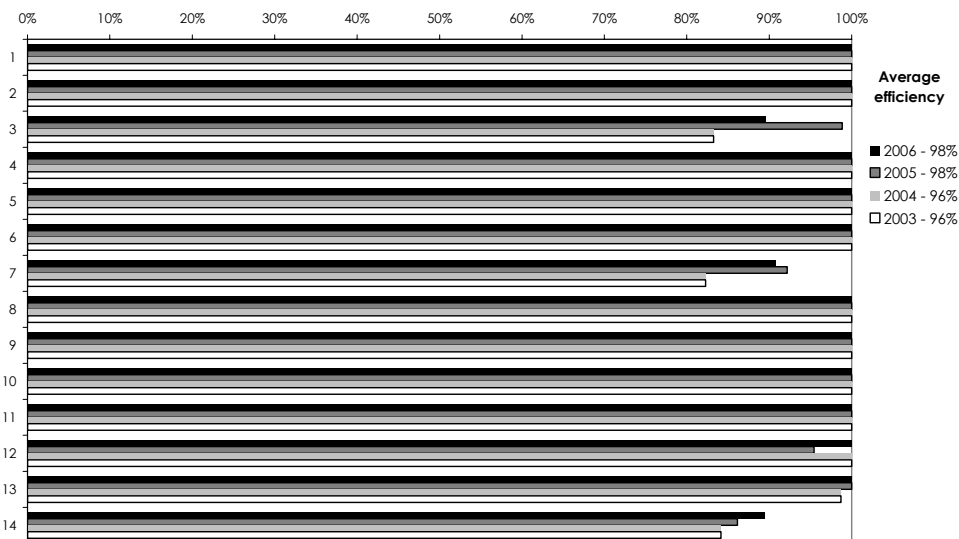


Model B: quality of supply adjustment as an uncontrollable variable:

INPUTS: OPEX,

OUTPUTS: Customers, Energy, Lines, Area/ Customer, Underground Lines/ Total, Energy LV/ Total, inverse of minutes of lost load.

Chart B2
Individual Efficiency Scores Adjusted for Quality of Supply as an Uncontrollable Input under Variable Returns to Scale



Model B: quality of supply adjustment as an uncontrollable variable:

INPUTS: OPEX,

OUTPUTS: Customers, Energy, Lines, Area/ Customer, Underground Lines/ Total, Energy LV/ Total, inverse of minutes of lost load.

In charts B3 and B4, we show the effect of adjusting for quality of supply, as an uncontrolled variable, on the Malmquist productivity index for each of the networks over the period 2003 to 2006. Compared with the model which made no allowance for quality of supply, the mean rate of productivity growth has more than doubled from 6,1% per year to 12,4% per year. Clearly, when quality of supply improvements are counted, some of the networks show very significant increases in productivity growth. In some cases these are comparable to the improvements recorded in the UK networks after privatisation. It is noticeable that the spread of performance is widening, and that some networks are not showing such significant improvements.

Chart B3
Malmquist Productivity Growth from 2003 to 2006
Networks which Performed Better Than the Mean Productivity Growth after
Adjusting for Quality of Supply as an Uncontrollable Variable

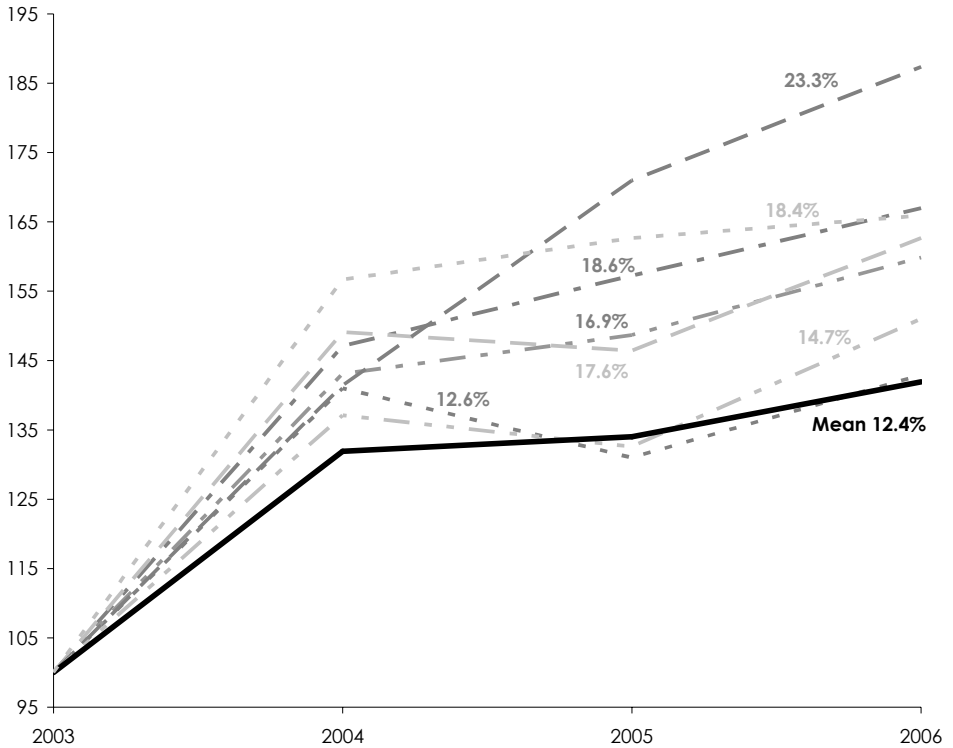
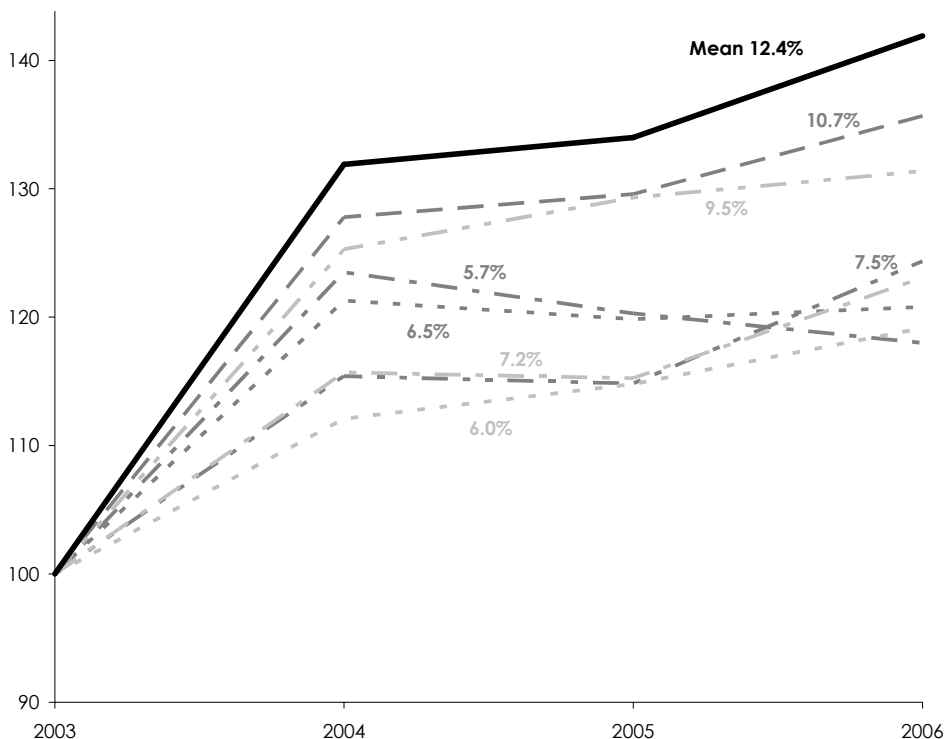
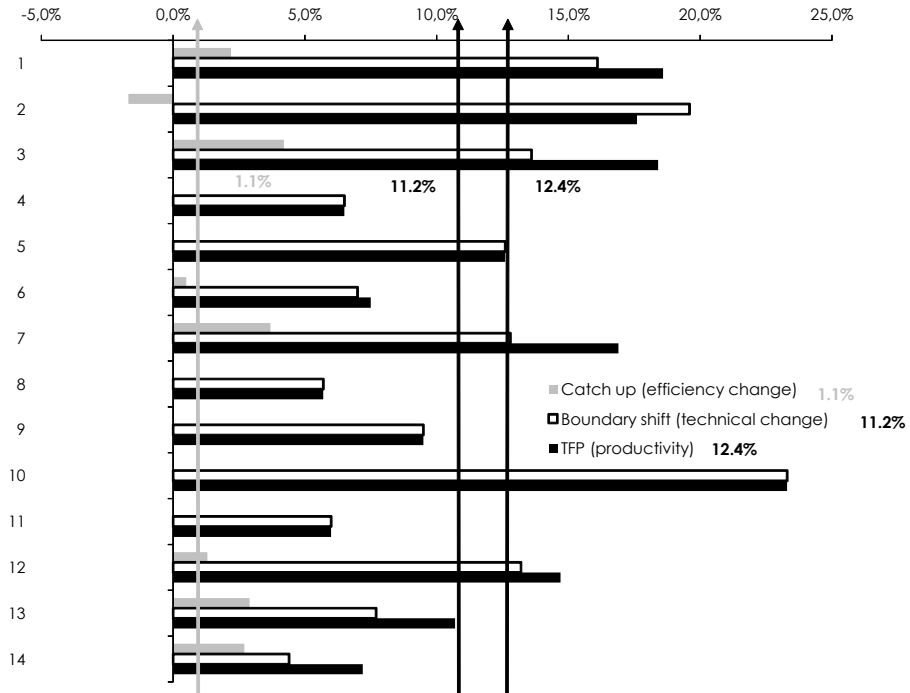


Chart B4
Malmquist Productivity Growth from 2003 to 2006
Networks which Performed worse than the Mean Productivity Growth after
Adjusting for Quality of Supply as an Uncontrollable Variable



In chart B5, we report the Malmquist decomposition for the networks. The results are, in general, more favourable than the situation when no allowance is made for quality of supply. Mean efficiency change is 1,1% per year, mean technical change is 11,2% per year and mean overall productivity change is 12,4% per year.

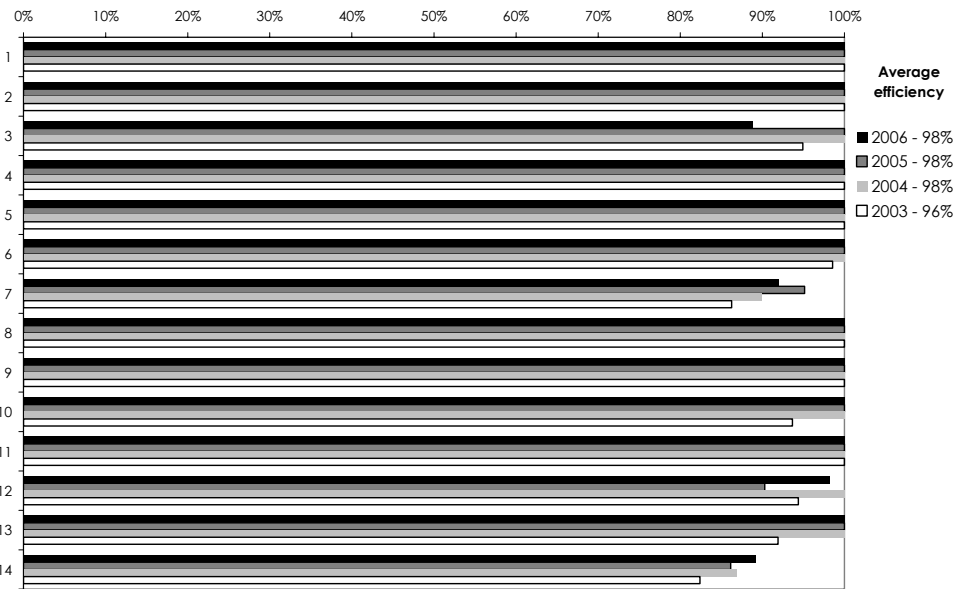
Chart B5
**Decomposition of Productivity Growth as an Uncontrollable Variable for All
Networks from 2003 to 2006**



10. Adjusting for Quality of Supply as a Strategic Variable

The networks have put resources into improving quality of supply, so it is important that this variable should be measured as a controllable input which is part of their strategic planning. The effect of doing this is to improve the results still further, as shown in charts C1 and C2.

Chart C1
Individual Efficiency Scores Adjusted for Quality of Supply as a Controllable Input
under Constant Returns to Scale

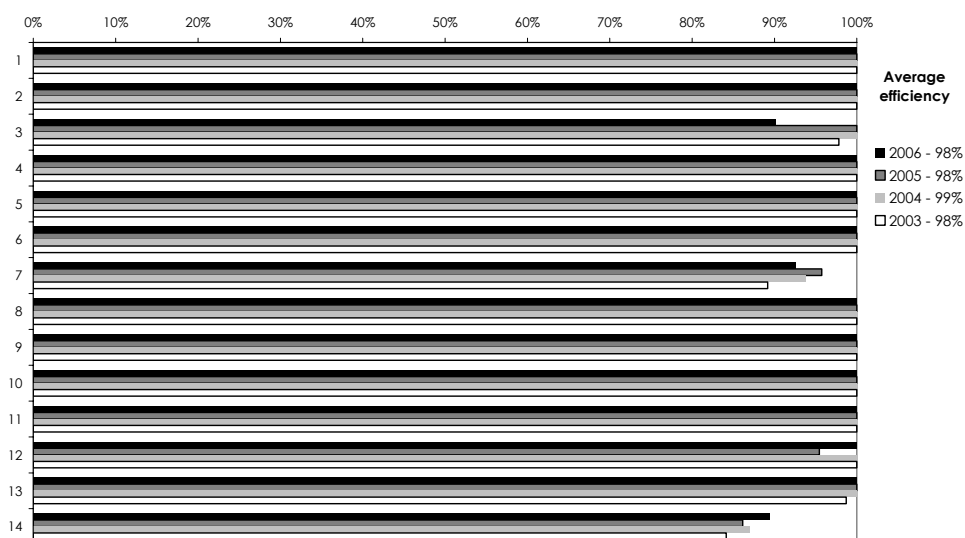


Model C: quality of supply adjustment as a controllable input:

INPUTS: OPEX, minutes of lost load

OUTPUTS: Customers, Energy, Lines, Area/ Customer, Underground Lines/ Total, Energy LV/ Total.

Chart C2
Individual Efficiency Scores Adjusted for Quality of Supply as a Controllable Input
under Variable Returns to Scale



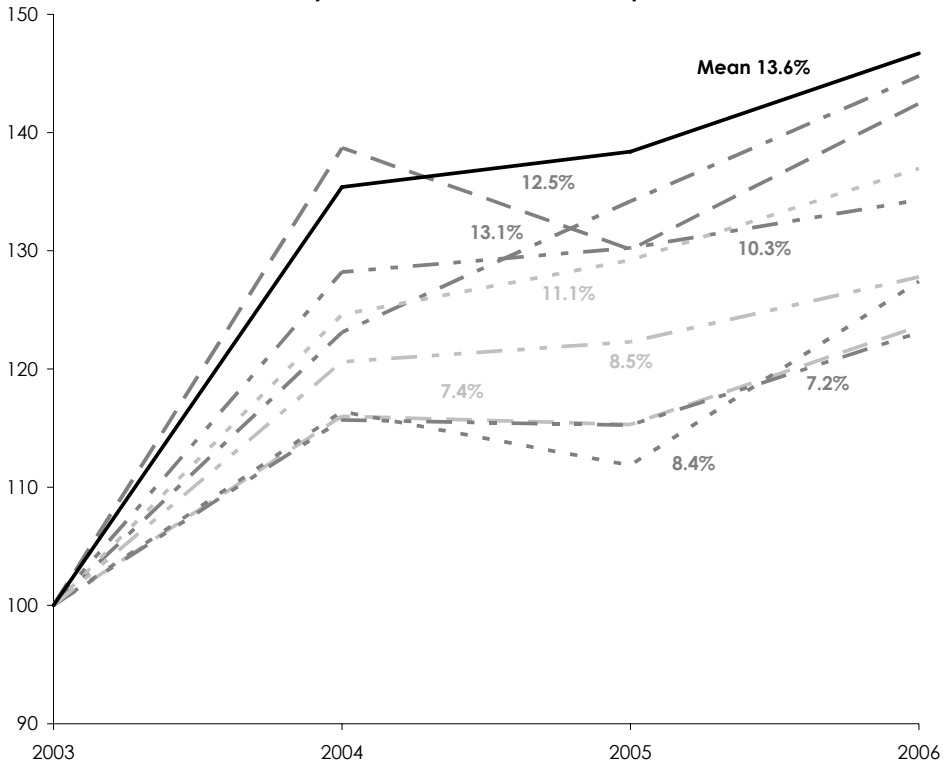
Model C: quality of supply adjustment as a controllable input:

INPUTS: OPEX, minutes of lost load

OUTPUTS: Customers, Energy, Lines, Area/ Customer, Underground Lines/ Total, Energy LV/ Total.

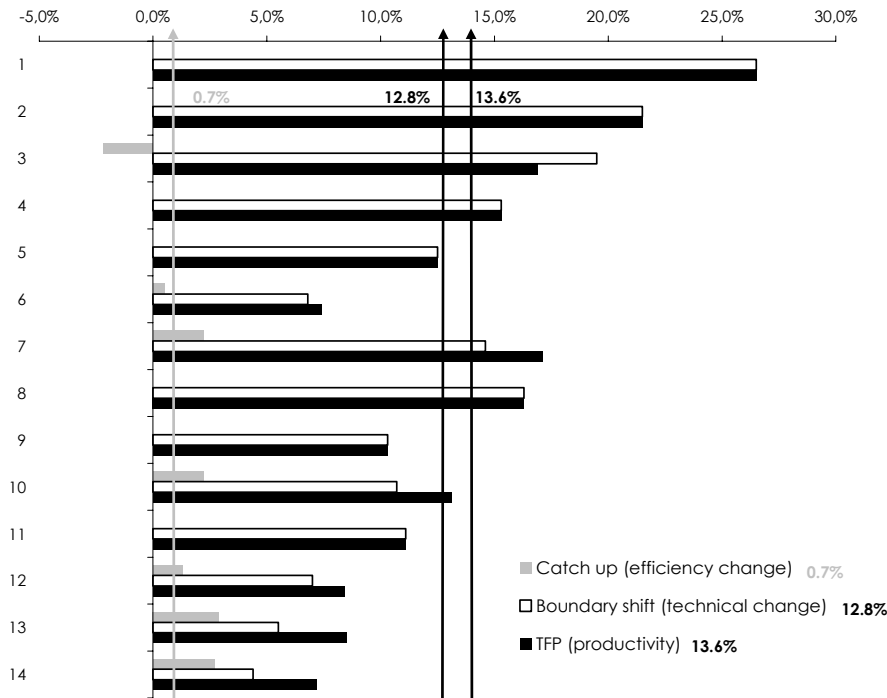
In charts C3 and C4, we show the Malmquist productivity trends for the networks performing above and below the mean performance. The mean performance itself has improved to an annual rate of 13,6% productivity growth, with quality of supply as a strategic variable to be optimized.

Chart C4
Malmquist Productivity Growth from 2003 to 2006
Networks which Performed worse than the Mean Productivity Growth after
Adjusting for Quality of Supply as a Controllable Input



Turning to the decomposition of productivity growth adjusted for quality of supply as a controllable input, we find that the total factor productivity change (13,6% per year) is composed of 0,7% average efficiency change and 12,8% average technical change.

Chart C5
Decomposition of Productivity Growth Adjusted for Quality of Supply as a Controllable Input for all Networks from 2003 to 2006



All these results are summarized in charts D1 and D2, showing that two of the networks become efficient when quality of supply is taken into account. These results also show that by considering quality of supply as a strategic variable, modelled in the form of a controllable input, we have a more accurate evaluation of each network’s total factor productivity growth.

Chart D1
Effect of Quality of Supply on Networks' Efficiency Scores
(Variable Returns Scale – 2006)

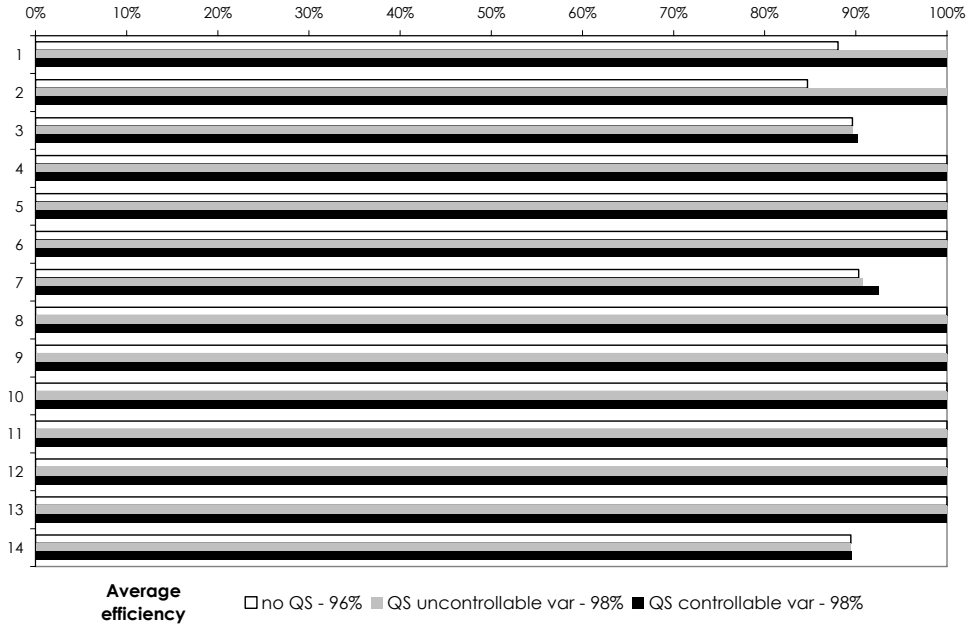
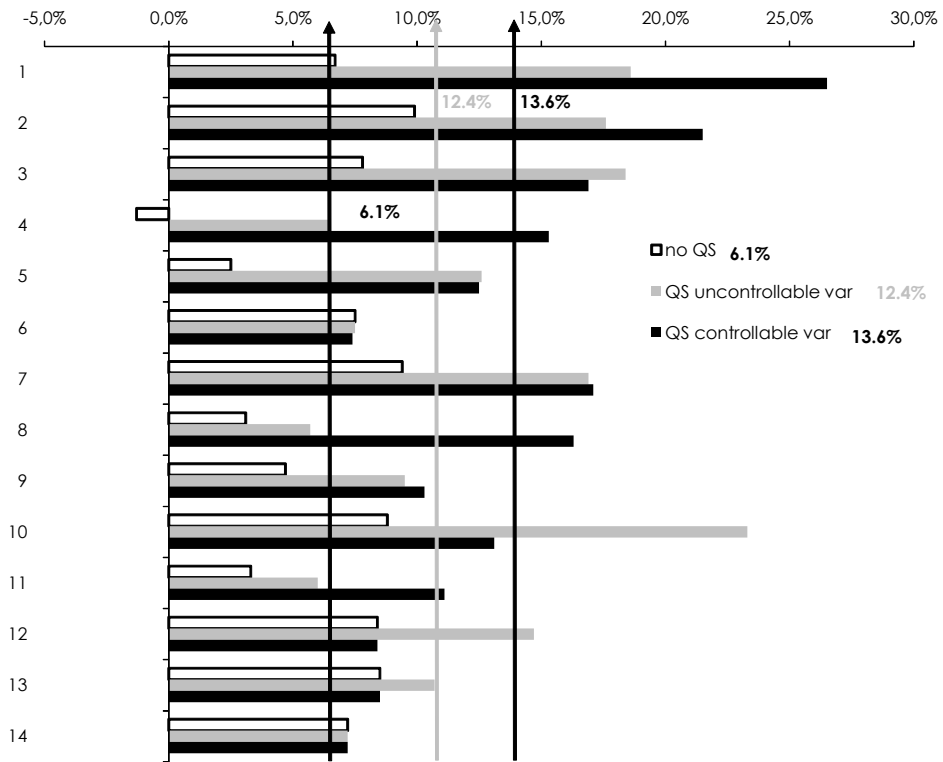


Chart D2
Effect of Quality of Supply on the Decomposition of Productivity Growth 2003/2006



11. Conclusions on Quality of Supply and Efficiency and Productivity Analysis

In this analysis, we have modelled technical efficiency of the Portuguese electricity distribution networks, and its rate of improvement, i.e. the total factor productivity change. We used three models, leaving out quality of supply, including quality of supply as an uncontrolled variable, and including quality of supply as a strategic variable under the networks' control. We measured both constant and variable returns to scale in our models.

The results are relatively clear. First it is important to allow for variable returns to scale since the feasibility of re-scaling different networks is not possible under the current company and regulatory structure in the short run. Variable returns to scale technology adjusts the efficiency scores for this factor. More significantly, adjusting for quality of supply is also extremely important, and it raises the measured productivity growth rate of the networks.

Allowing quality of supply to be a variable that can be strategically optimised by the networks offers a further improvement in measured productivity growth. This is particularly important for networks which have invested in quality of supply improvements.

Average rates of productivity growth are very high in some cases, close to the very high rates experienced in UK distribution after adjustment to privatisation in the mid 1990s. This suggests that the company has responded strongly to the regulatory impact of efficiency benchmarking in Portugal.

We observe a widening of the spread of productivity growth consistent with the experience in other European countries after deregulation. This has policy implications for the whole of the European Union energy market development. We are able to conclude that efficiency benchmarking by regulators based on internal comparisons within a single regulated entity can deliver productivity gains. Nevertheless, to ensure that these comparisons remain meaningful in price-capping regulatory system, it is important to make quality of supply adjustments to benchmarked efficiency scores. We have demonstrated in this paper a number of useful ways that this can be achieved.

References

- Bagdadioglu, N., C. Waddams Price, and T.G. Weyman-Jones (2007), "Measuring Potential Gains from Mergers among Electricity Distribution Companies in Turkey using a Non-parametric Model", *The Energy Journal*, 28, 2, 83-110.
- Burns, Phil, Cloda Jenkins and Thomas Weyman-Jones (2006), "Information Revelation and Incentives", in: Michael Crew and David Parker (eds.) *International Handbook of Regulation*, Edward Elgar, Cheltenham.
- Coelli, T.J., A. Estache, S. Perelman and Lourdes Trujillo (2003), *A Primer on Efficiency Measurement for Utilities and Transport Regulators*, Washington, World Bank Institute.
- Fare, R., S. Grosskopf, M. Norris and Z. Zhang (1994), "Productivity Growth, Technical Progress and Efficiency Change in Industrialized Countries", *American Economic Review*, 84, 66-83.

- Fried, Harold O., C.A. Knox Lovell and Shelton S. Schmidt (2007), “Efficiency and Productivity”, in: Harold O. Fried, C.A. Knox Lovell and Shelton S. Schmidt (eds.) *The Measurement of Productive Efficiency and Productivity Growth*, Oxford, Oxford University Press.
- Giannakis Dimitrios, Tooraj Jamasb, Michael Pollitt (2005), “Benchmarking and incentive regulation of quality of service: an application to the UK electricity distribution networks”, *Energy Policy*, Volume 33, Issue 17, November, 2256-2271.
- Growitsch, Christian, T. Jamasb and M. Pollitt (2009), “Quality of Service, Efficiency, and Scale in Network Industries: An Analysis of European Electricity Distribution”, *Applied Economics*, Vol. 41 (20), 2555-2570.
- Jamasb, T., and M. Pollitt (2001), “Benchmarking and Regulation: international electricity experience”, *Utilities Policy*, 9, 3, 107-30.
- Langset T. (2001), *Quality dependent revenues – incentive regulation of quality of supply*, Oslo, The Norwegian Water Resources and Energy Directorate, (NVE).
- Ray, Subhash C. (2004), *Data Envelopment Analysis: theory and techniques for economics and operations research*, Cambridge, Cambridge University Press.
- Scheel, H. (2001), “Undesirable Outputs in Efficiency Evaluations”, *European Journal of Operational Research*, 132, 2, 400-10.

Appendix 1: Malmquist Index Construction

This analysis can first be applied to input distance functions. To ensure that positive productivity growth appears as an index value exceeding unity in value, we use the inverse of the input distance functions in the Malmquist index definition. There are two possible Malmquist input based productivity indices depending on the year chosen as base.

$$M_{It} = \left[\frac{D_I^t(x_{t+1}, y_{t+1})}{D_I^t(x_t, y_t)} \right]^{-1} = \left(\left[\frac{D_I^{t+1}(x_{t+1}, y_{t+1})}{D_I^t(x_t, y_t)} \right] \left[\frac{D_I^t(x_{t+1}, y_{t+1})}{D_I^{t+1}(x_{t+1}, y_{t+1})} \right] \right)^{-1}$$

i.e., total factor productivity change = [efficiency change] x [technical change]

and

$$M_{It+1} = \left[\frac{D_I^{t+1}(x_{t+1}, y_{t+1})}{D_I^{t+1}(x_t, y_t)} \right]^{-1} = \left(\left[\frac{D_I^{t+1}(x_{t+1}, y_{t+1})}{D_I^t(x_t, y_t)} \right] \left[\frac{D_I^t(x_t, y_t)}{D_I^{t+1}(x_t, y_t)} \right] \right)^{-1}$$

i.e., total factor productivity change = [efficiency change] x [technical change].

Fare et al (1994) introduced the Fisher ideal index version of these indices to remain neutral with respect to the base:

$$M_I(x_{t+1}, y_{t+1}, x_t, y_t) = \sqrt{M_{It} M_{It+1}}$$

$$M_I(x_{t+1}, y_{t+1}, x_t, y_t) = \left[\frac{D_I^{t+1}(x_{t+1}, y_{t+1})}{D_I^t(x_t, y_t)} \right]^{-1} \left(\left[\frac{D_I^t(x_t, y_t)}{D_I^{t+1}(x_t, y_t)} \right] \left[\frac{D_I^t(x_{t+1}, y_{t+1})}{D_I^{t+1}(x_{t+1}, y_{t+1})} \right] \right)^{-0.5}$$

i.e., total factor productivity change = [efficiency change] x [technical change].

Each index can therefore be decomposed into a measure of efficiency change and technical change.

To maintain the result that the Malmquist productivity indices show $M > 1$ for positive total factor productivity growth, the input based technical efficiencies are used. These are the reciprocals of the input based distance functions.

$$M_I(x_{t+1}, y_{t+1}, x_t, y_t) = \left[\frac{TE_I^{t+1}(x_{t+1}, y_{t+1})}{TE_I^t(x_t, y_t)} \right] \left(\left[\frac{TE_I^t(x_t, y_t)}{TE_I^{t+1}(x_t, y_t)} \right] \left[\frac{TE_I^t(x_{t+1}, y_{t+1})}{TE_I^{t+1}(x_{t+1}, y_{t+1})} \right] \right)^{0.5}$$

These indexes are calculated on the assumption of constant returns to scale. However, a further decomposition is possible:

i.e., total factor productivity change

$$= [\text{efficiency change}] \times [\text{technical change}]$$

$$= [\text{pure efficiency change}] \times [\text{scale change}] \times [\text{technical change}]$$

This is the procedure we followed. Note that the overall productivity change is the same whichever decomposition is used and whichever orientation is used. However, the decomposition into scale and pure efficiency change does depend on the orientation used.

Each distance function is calculated as linear programme. For example the relative efficiency of a network observed in year s compared to the reference technology frontier of a different period t is:

$$TE_I^t(y^s, x^s) = (D_I^t(y^s, x^s))^{-1} = \min \theta$$

s.t.

$$X^t \lambda \leq x_0^s \theta \Rightarrow X^t \lambda + s^- = x_0^s \theta$$

$$Y^t \lambda \geq y_0^s \Rightarrow Y^t \lambda - s^+ = y_0^s$$

$$\lambda, s^-, s^+ \geq 0$$

About the Authors

Mikulas LUPTACIK

He is professor in Vienna University, Department of Economics and Business Administration.

Heinrich OTRUBA

He is professor in Vienna University, Department of Economics and Business Administration.

Don BREDIN

He is senior lecturer in University College Dublin, School of Business.

Cal MUCKLEY

He is lecturer in University College Dublin, School of Business.

Ray REES

He is professor in University of Munich, Faculty of Economics, Center for Economic Studies.

Sebastian SCHOLZ

He is lecturer in University of Munich, Faculty of Economics, and Graduate School of Economics.

Ismail Hakki ISCAN

He is assistant professor in Bilecik University, Faculty of Economics and Administrative Sciences, Department of Economics.

Yetkin CINAR

He is doctor research assistant in Ankara University, Faculty of Political Sciences, Department of Management.

Alparslan A. BASARAN

He is research assistant in Hacettepe University, Faculty of Economics and Administrative Sciences, Department of Public Finance.

Necmiddin BAGDADIOGLU

He is associate professor in Hacettepe University, Faculty of Economics and Administrative Sciences, Department of Public Finance.

Huseyin AGIR

He is lecturer in Kahramanmaraş Sutcu Imam University, Faculty of Economics, Administrative Sciences, and Department of Economics.

Muhsin KAR

He is associate professor in Cukurova University, Faculty of Economics and Administrative Sciences, Department of Economics.

Thomas WEYMAN-JONES

He is professor in Loughborough University, Faculty of Social Sciences and Humanities,
Department of Economics.

Júlia Mendonça BOUCINHA

She is with EDP - Energias de Portugal.

Catarina Féteira INÁCIO

She is with EDP - Energias de Portugal.

Yazarlar Hakkında

Mikulas LUPTACIK

Viyana Üniversitesi, İktisat ve İşletme Bölümü'nde öğretim üyesi olarak görev yapmaktadır.

Heinrich OTRUBA

Viyana Üniversitesi, İktisat ve İşletme Bölümü'nde öğretim üyesi olarak görev yapmaktadır.

Don BREDIN

Dublin Kolej Üniversitesi, İşletme Okulu'nda kıdemli öğretim görevlisi olarak görev yapmaktadır.

Cal MUCKLEY

Dublin Kolej Üniversitesi, İşletme Okulu'nda öğretim görevlisi olarak görev yapmaktadır.

Ray REES

Münih Üniversitesi, İktisat Fakültesi, İktisadi Çalışmalar Merkezi'nde öğretim üyesi olarak görev yapmaktadır.

Sebastian SCHOLZ

Münih Üniversitesi, İktisat Fakültesi, İktisat Okulu'nda öğretim görevlisi olarak görev yapmaktadır.

İsmail Hakkı İŞCAN

Bilecik Üniversitesi, İktisadi ve İdari Bilimler Fakültesi, İktisat Bölümü'nde öğretim üyesi olarak görev yapmaktadır.

Yetkin ÇINAR

Ankara Üniversitesi, Siyasal Bilgiler Fakültesi, İşletme Bölümü'nde doktoralı araştırma görevlisi olarak görev yapmaktadır.

Alparslan A. BAŞARAN

Hacettepe Üniversitesi, İktisadi ve İdari Bilimler Fakültesi, Maliye Bölümü'nde araştırma görevlisi olarak görev yapmaktadır.

Necmiddin BAĞDADIÖĞLU

Hacettepe Üniversitesi, İktisadi ve İdari Bilimler Fakültesi, Maliye Bölümü'nde öğretim üyesi olarak görev yapmaktadır.

Hüseyin AĞIR

Kahramanmaraş Sütçü İmam Üniversitesi, İktisadi ve İdari Bilimler Fakültesi, İktisat Bölümü'nde doktoralı öğretim görevlisi olarak görev yapmaktadır.

Muhsin KAR

Çukurova Üniversitesi, İktisadi ve İdari Bilimler Fakültesi, İktisat Bölümü'nde öğretim üyesi olarak görev yapmaktadır..

Thomas WEYMAN-JONES

Loughborough Üniversitesi Sosyal ve Beşeri Bilimler Fakültesi, İktisat Bölümü'nde öğretim üyesi olarak görev yapmaktadır.

Júlia Mendonça BOUCINHA

Portekiz EDP Dağıtım şirketinde görev yapmaktadır.

Catarina Féteira INÁCIO

Portekiz EDP Dağıtım şirketinde görev yapmaktadır.

NOTES FOR CONTRIBUTORS

1. Articles not published or submitted for publication elsewhere are accepted either in Turkish or English.

2. Manuscripts should be typed on one side of a A4 sized paper and should not exceed 25, 1,5-spaced pages with the *Times New Roman* 12-font character size. Only e-mail posts are welcomed for article submissions.

3. The first page should include (i) the title of the article; (ii) the name(s) of the author(s); (iii) institutional affiliation(s) of the author(s); (iv) an abstract of not more than 100 words in both English and Turkish; (v) keywords; (vi) JEL codes. The name, address, e-mail address, phone and fax numbers and academically sphere of interest of the author(s) should be indicated on a separate page.

4. Tables, figures and graphs should be numbered consecutively and contain full references. The titles of the tables, figures and graphs should be placed at the heading of them; the references of tables, figures and graphs should be placed at the bottom of them. Decimals should be separated by a comma. Equations should be numbered consecutively. Equation numbers should appear in parentheses at the right margin. The full derivation of the formulae (if abridged in the text) should be provided on a separate sheet for referee use.

5. Footnotes should be placed at the bottom of the page.

6. All references should be cited in the text (not in footnotes), and conform to the following examples:

It has been argued (Alkin, 1982: 210-5)....

Griffin (1970a: 15-20) states....

(Gupta *et.al.*, 1982: 286-7).

(Rivera-Batiz and Rivera-Batiz, 1989: 247-9; Dornbusch, 1980: 19-23).

7. References should appear at the end of the text as follows:

Books: Kenen, P.B. (1989), *The International Economy*, Englewood Cliffs, N.J.: Prentice-Hall, Inc.

Periodicals: Langeheine, B. and U. Weinstock (1985), "Graduate Integration", *Journal of Common Market Studies*, 23(3), 185-97.

Articles in edited books: Krugman, P. (1995), "The Move Toward Free Trade Zones", in P. King (ed.), *International Economics and International Economic Policy : A Reader*, New York: McGraw-Hill, Inc., 163-82.

Other sources: Central Bank of the Republic of Turkey (2003), *Financial Stability*. Press Release. March 24. Ankara, <<http://www.tcmb.gov.tr>>. Chang, R. (1998), "The Asian Crisis", *NBER Discussion Paper*, 4470, National Bureau of Economic Research, Cambridge, Mass.

8. Cited web pages should exist at the References with their full address and certain cited date as follows:

....., <<http://www.pegem.hacettepe.edu.tr/dergi.htm>>, 18.12.2006.

YAZARLARA DUYURU

1. Sosyoekonomi dergisinde sadece Türkçe ve İngilizce makaleler yayımlanmaktadır. Dergiye gönderilen makaleler başka bir yerde yayımlanmamış veya yayımlanmak üzere gönderilmemiş olmalıdır.

2. Yazılar A4 boyutunda kâğıdın bir yüzüne bir buçuk aralıkla, *Times New Roman* karakterinde, 12 punto ile ve 25 sayfayı geçmeyecek şekilde yazılmalıdır. E-posta dışındaki gönderiler kabul edilmemektedir.

3. Yazının ilk sayfasında şu bilgiler yer almalıdır: (i) yazının başlığı; (ii) yazar(lar) ın adı; (iii) yazar(lar)ın bağlı bulunduğu kurumun adresi; (iv) en çok 100 kelimelik Türkçe ve İngilizce özet, (v) anahtar sözcükler ile (vi) çalışmanın JEL kodları. Aynı bir sayfada yazarın adı, adresi, e-mail adresi, telefon ve faks numaraları ile akademik ilgi alanları belirtilmelidir.

4. Tablo, şekil ve grafiklere başlık ve numara verilmeli, başlıklar tablo, şekil ve grafiklerin üzerinde yer almalı, kaynaklar ise tablo, şekil ve grafiklerin altına yazılmalıdır. Rakamlarda ondalık kesirler virgül ile ayrılmalıdır. Denklemlere verilecek sıra numarası parantez içinde sayfanın en sağında ve parantez içinde yer almalıdır. Denklemlerin türetilişi, yazıda açıkça gösterilmemişse, hakemlerin değerlendirmesi için, türetme işlemi bütün basamaklarıyla ayrı bir sayfada verilmelidir.

5. Yazılarda yapılan atıflara ilişkin dipnotlar sayfa altında yer almalıdır.

6. Kaynaklara göndermeler dipnotlarla değil, metin içinde, sayfa numaralarını da içererek, aşağıdaki örneklerde gösterildiği gibi yapılmalıdır:

.....belirtmiştir (Alkin, 1982: 210-5).

.....Griffin (1970a: 15-20) ileri sürmektedir.

(Gupta vd., 1982: 286-7).

(Rivera-Batiz ve Rivera-Batiz, 1989: 247-9; Dornbusch, 1980: 19-23).

7. Metinde gönderme yapılan bütün kaynaklar, sayfa numaraları ile birlikte, kaynakçada aşağıda örneklenen biçim kurallarına uyularak belirtilmelidir:

Kitaplar: Kenen, P.B. (1989), *The International Economy*, Englewood Cliffs, N.J.: Prentice-Hall, Inc.

Dergiler: Langeheine, B. ve U. Weinstock (1985), "Graduate Integration", *Journal of Common Market Studies*, 23(3), 185-97.

Derlemeler: Krugman, P. (1995), "The Move Toward Free Trade Zones", P. King (der.), *International Economics and International Economic Policy : A Reader* içinde, New York: McGraw-Hill, Inc., 163-82.

Diğer Kaynaklar: Türkiye Cumhuriyet Merkez Bankası (2001), *2002 Yılında Para ve Kur Politikası ve Muhtemel Gelişmeler*, Basın Duyurusu, 2 Ocak, Ankara, <<http://www.tcmb.gov.tr>>.

Chang, R. (1998), "The Asian Crisis", *NBER Discussion Paper*, 4470, National Bureau of Economic Research, Cambridge, Mass.

8. Kaynakça'da web sitelerine yapılan atıflar muhakkak, gün, ay, yıl olarak alındığı tarih itibarıyla ve tam adresleriyle birlikte belirtilmelidir. Örneğin:

....., <<http://www.pegem.hacettepe.edu.tr/dergi.htm>>, 18.12.2006.