

AKDENİZ ÜNİVERSİTESİ
SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ

Gülden BÖLÜK

**TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASINDA GELİŞMELER: REFORM, PERFORMANS
VE TALEP ANALİZİ**


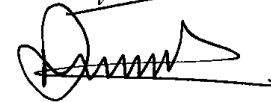



Danışman
Prof.Dr.A.Ali KOÇ

İktisat Anabilim Dalı
Doktora Tezi

Antalya, 2010

Akdeniz Üniversitesi
Sosyal Bilimler Enstitüsü Müdürlüğüne,

Güliden BÖLÜK'ün bu çalışması, jürimiz tarafından İktisat Ana Bilim Dalı Doktora Programı tezi olarak kabul edilmiştir.

Başkan : Doç. Dr. İzah Atıyos 
Üye (Danışmanı) : Prof. Dr. A. ALI KOC 
Üye : Doç. Dr. Selim Adem HATIRLI 
Üye : Doç. Dr. Nevruz ZAFER 
Üye : Doç. Dr. Selim Çelebi 

Tez Konusu: TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASINDA GELİŞMELER; REFORM,
PERFORMANS VE TALEP ANALİZİ

Onay : Yukarıdaki imzaların, adı geçen öğretim üyelerine ait olduğunu onaylım.

Tez Savunma Tarihi 15/06/2010

Mezuniyet Tarihi 24/06/2010

Prof. Dr. Burhan VARKIVANÇ
Müdür

.....

İÇİNDEKİLER

	Sayfa
ŞEKİLLER LİSTESİ	iv
TABLolar LİSTESİ	v
KISALTMALAR LİSTESİ	vii
ÖZET	x
SUMMARY	xii
ÖNSÖZ	xiv
GİRİŞ	1

BİRİNCİ BÖLÜM

ENERJİ, ELEKTRİK PİYASASI VE SERBESTLEŞME

1.1. Enerji Tanımı ve Enerji Piyasalarında Gelişmeler	5
1.1.1 Petrol Piyasası.....	8
1.1.2. Doğal Gaz Piyasası.....	12
1.1.3. Kömür Piyasası.....	15
1.1.4. Yenilenebilir Enerji Piyasası.....	16
1.1.5. Nükleer Enerji.....	19
1.2. Elektrik Enerjisi ve Elektrik Arz Endüstrisi	20
1.2.1. Üretim.....	21
1.2.2. Nakil.....	22
1.2.3. Dağıtım.....	23
1.2.4. Perakende Satış.....	23
1.3. Türkiye Elektrik Piyasasının Sektörel Analizi	23
1.3.1. Arz Yanı.....	24
1.3.1.1 Üretim.....	24
1.3.1.2. İletim.....	28
1.3.1.2.1. Enterkoneksiyon Çalışmaları.....	28
1.3.2. Talep Tarafı.....	29
1.3.2.1. Tüketim.....	29

İKİNCİ BÖLÜM
ELEKTRİK ARZ ENDÜSTRİSİNİN YENİDEN YAPILANDIRILMASI VE
TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASI REFORMU

2.1. Elektrik Arz Endüstrisinin Yeniden Yapılandırılması.....	33
2.1.1. Yeniden Yapılandırmanın Nedenleri.....	35
2.1.2. Yeniden Yapılandırmanın Unsurları.....	36
2.2. Yeniden Yapılandırmada Rekabetçi Piyasa Modelleri.....	39
2.2.1. Tek Alıcı Modeli.....	39
2.2.2. Toptan Satış Rekabeti Modeli.....	40
2.2.3. Perakende Satış Modeli.....	41
2.3. Elektrik Arz Endüstrisi Reformunun Etkileri.....	43
2.3.1. Performans Etkileri.....	45
2.3.2. Verimlilik Etkileri.....	48
2.4. Türkiye Elektrik Piyasasının Yeniden Yapılanması.....	51
2.4.1. Türkiye Elektrik Piyasasının Gelişimi.....	51
2.4.2. Özelleştirme Çalışmaları: 1980-2000 Dönemi	53
2.4.3. Elektrik Piyasası Reform: 4628 No’lu Elektrik Piyasası Kanunu.....	56
2.5. Türkiye Elektrik Sektörü Reform Modeli.....	57
2.5.1. Elektrik Sektörü Reformunda Karşılaşılan Sorunlar.....	65
2.6. Türkiye Elektrik Sektörü Reformunun Performans Etkileri.....	69
2.6.1. Rezerv Marj.....	71
2.6.2. Fiyatlar.....	71
2.6.3. Yatırımlar.....	74
2.6.4. Kapasite Kullanım Oranları.....	77
2.6.5. Karlılık.....	79

ÜÇÜNCÜ BÖLÜM
TÜRKİYE ELEKTRİK TALEBİNİN MODELLENMESİ

3.1. Translog Enerji Talebi (Türev Talep Olarak): Ampirik Literatür.....	84
3.1.1. Türkiye İmalat Sanayi Sektöründe Faktör Talebinin Modellenmesi.....	89
3.1.2. Veri ve Tahmin Sonuçları.....	93
3.1.3. Diğer Çalışmaların Sonuçları İle Karşılaştırma.....	97

3.2. Hanehalkı Elektrik Talebi İçin Ampirik Literatür	99
3.2.1. Panel Veri Analizi: Hanehalkı Elektrik Talebi İçin Seçilen Model.....	110
3.2.2. Panel Veri Seti ve Kaynakları.....	112
3.2.3. Tahmin Sonuçları.....	112
SONUÇ.....	120
KAYNAKÇA.....	126
EKLER.....	147
ÖZGEÇMİŞ.....	151

ŞEKİLLER LİSTESİ

	Sayfa
Şekil 1.1 : Elektrik Tüketiminde Kullanılan Yakıt Türlerinin Pay Gelişimi.....	6
Şekil 1.2 : Elektrik ve Diğer Enerji Fiyatlarının Gelişimi.....	7
Şekil 1.3 . Türkiye Ham Petrol Üretim, İthalat ve Tüketim Gelişimi, 1980-2008.....	10
Şekil 1.4 : Petrol Fiyatlarının Uzun Dönem Gelişimi.....	11
Şekil 1.5 : Doğal Gaz Fiyatlarının Uzun Dönem Gelişimi.....	14
Şekil 1.6 : Türkiye'nin 2008 Yılı Kurulu Gücünün Üretici Kuruluşlara Göre Dağılımı...	26
Şekil 1.7 : Türkiye'nin 2008 Yılı Elektrik Üretimini Üretici Kuruluşlara Göre Dağılımı.....	26
Şekil 1.8 : Türkiye Elektrik İthalat ve İhracatının Gelişimi, 1992-2008.....	31
Şekil 2.1 : Toptan Satış Rekabeti Piyasa Modeli.....	40
Şekil 2.2 : Türkiye Elektrik Piyasa Yapısının Gelişimi.....	58

TABLOLAR LİSTESİ

	Sayfa
Tablo 1.1: Türkiye Petrol Üretim ve Ticaret ve Tüketiminin Gelişimi, 1000 metrik ton...	9
Tablo 1.2 : Dünya Biyo-yakıt Üretimi.....	18
Tablo 1.3: Elektrik Arz Endüstrisinin Temel Fonksiyonları ve Ekipmanları.....	22
Tablo 1.4: Türkiye'nin Kurulu Elektrik Kapasitesinin Yıllık Değişimi, 1970-2008 (MW).....	25
Tablo 1.5: Birincil Kaynaklara Göre Kurulu Gücün Gelişimi, (Gwh).....	27
Tablo 1.6: İletim Trafo Adet ve Nakil Hat Uzunluklarının Yıllık Gelişimi.....	28
Tablo 1.7: Elektrik Tüketimi Gelişimi, 1985-2008, (Gwh).....	30
Tablo 2.1: Elektrik Reformunun Temel Aşamaları.....	38
Tablo 2.2: Elektrik Sektörünün Yeniden Yapılanmasında Rekabet Modelleri.....	42
Tablo 2.3 : Elektrik Piyasası Reformunun Performans Göstergeleri.....	47
Tablo 2.4: Tarife Düzenleme Yöntemleri.....	60
Tablo 2.5 : Rezerv Marjın Gelişimi, 1995-2009.....	72
Tablo 2.6: Türkiye Elektrik Üretim ve Tüketim Kayıplarının Gelişimi, 1984-2008.....	73
Tablo 2.7: Elektrik Fiyatlarının Gelişimi, \$/kWh.....	75
Tablo 2.8: Elektrik Kamu Yatırım Harcamaların Yıllar İtibariyle Gelişimi, 1994-2008, TL.....	76
Tablo 2.9: Türkiye Enerji Sektöründe Yabancı Yatırımcılar Tarafından Yapılan Birleşme ve Satın Alma İşlemleri (2004 – 2009).....	78
Tablo 2.10: EÜAŞ'ın Ortalama Kapasite Kullanım Oranları, %.....	80
Tablo 2.11: EÜAŞ, TEİAŞ ve TEDAŞ'ın Kar/Zarar Durumu, 2002-2008, YTL	94
Tablo 3.1: Translog Maliyet Fonksiyonun Tahmin Edilen Parametreleri.....	95
Tablo 3.2: Faktör Talep Esneklikleri.....	96
Tablo 3.3: Morishima İkame Esneklikleri (MES).....	96
Tablo 3.4.: İmalat Sanayi İçin Girdi Talep ve İkame Esneklikleri.....	98
Tablo 3.5: Hanehalkı Elektrik Talebine İlişkin Literatür ve Esneklikler.....	109
Tablo 3.6: Hanehalkı Sabit Etki Modeli Tahmin Sonuçları I.....	113
Tablo 3.7: Hanehalkı Sabit Etki Modeli Tahmin Sonuçları II.....	114
Tablo 3.8: Hanehalkı Rassal Etki Modeli Tahmin Sonuçları.....	116

Tablo 3.9: Hanehalkı Panel GEKK Modeli Tahmin Sonuçları.....	118
Tablo 3.10: Sabit Etki ve Pooled GEKK Modellerinin Sonuçlarının Karşılaştırılması.....	119

KISALTMALAR LİSTESİ

AB	: Avrupa Birliği
ABD	: Amerika Birleşik Devletleri
ACC	: American Coal Council
AES	: Allen Elasticity of Substitution (Allen İkame Esnekliği)
AIDS	: Almost Ideal Demand System
AR (1)	: 1.Dereceden Otoregresif Süreç
AR (2)	: 2.Dereceden Otoregresif Süreç
BP	: British Petroleum
BTU	: British Thermal Unit
CCGT	: Combined-Cycle Gas Tribunes (Doğal Gaz Kombine Çevrim Santrali)
CGE	: Computable General Equilibrium Model (Hesaplanabilir Genel Denge Modeli)
DEK-TMK	: Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi
DOE	: United States Department of Energy
DPT	: Devlet Planlama Teşkilatı
DSİ	: Devlet Su İşleri
DW	: Durbin Watson Test İstatistiği
EAE	: Elektrik Arz Endüstrisi
EC	: European Commission
ECM	: Error Correction Model (Hata Düzeltme Modeli)
EİEİ	: Elektrik İşleri Etüt İdaresi
EKK	: En Küçük Kareler
EMO	: Elektrik Mühendisleri Odası
EPDK	: Elektrik Piyasası Düzenleme ve Denetleme Kurumu
EPK	: Elektrik Piyasası Kanunu
EÜAŞ	: Elektrik Üretim Anonim Şirketi
FAPRI	: Food and Agricultural Policy Research Institute
GNP	: Gross National Product (Gayri Safi Milli Hasıla)
GSMH	: Gayri Safi Milli Hasıla
GSYİH	: Gayri Safi Yurtiçi Hasıla
HES	: Hidro Elektrik Santrali
IAEA	: International Atomic Energy Agency (Uluslararası Atom Enerjisi Ajansı)
IEA	: International Energy Agency (Uluslararası enerji Ajansı)

IIPs	: Independent Power Producer (Bağımsız Güç Üreticileri)
IMF	: International Money Fund (Uluslararası Para Fonu)
İHD	: İşletme Hakkı Devri
İTU	: İstanbul Teknik Üniversitesi
LES	: Linear Expenditure System (Doğrusal Harcama Sistemi)
LNG	: Liquefied Natural Gas (Sıvılaştırılmış Doğal Gaz)
MAED	: Model for Analysis of Energy Demand
MES	: Morishima Elasticity of Substitution (Morishima İkame Esnekliği)
MO	: Maksimum Olabilirlik
MTA	: Maden Teknik Arama
MTEP	: Milyon Ton Petrol Eşdeğeri
MW	: Million Watt
OECD	: Organization for Economic Co-operation and Development (Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Teşkilatı)
OPEC	: Organization of Petroleum Exporting Countries (Petrol İhraç Eden Ülkeler Organizasyonu)
ÖİB	: Özelleştirme İdaresi Başkanlığı
PİGM	: Petrol İşleri Genel Müdürlüğü
PMUM	: Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi
PROALCOOL	: National Alcohol Program
RESSİAD	: Rüzgar Enerjisi ve Su Santralleri İşadamları Derneği
rTPA	: Regulated Third Party Access
SB	: Elektrik Enerjisi Sektörü Reformu ve Özelleştirme Strateji Belgesi
SB 2	: Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi
SFA	: Stochastic Frontier Approach
TAEK	: Türkiye Atom Enerjisi Kurumu
TCBYDTA	: Türkiye Cumhuriyeti Başbakanlık Yatırım Destek Tanıtım Ajansı
TEAŞ	: Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
TEDAŞ	: Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
TEİAŞ	: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
TEK	: Türkiye Elektrik Kurumu
TETAŞ	: Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi
TKİ	: Türkiye Kömür İşletmeleri
TMMOB	: Türkiye Makine Mühendisleri Odası Birliği
TPAO	: Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı

TÜİK	: Türkiye İstatistik Kurumu
UCTE	: Union for Cordination of Transmission of Electricity in Europe (Türkiye Avrupa Elektrik İletiminin Koordinasyonu Birliği)
UECM	: Unrestricted Error Correction Model (Kısıtsız Hata Düzeltme Modeli)
USİAD	: Ulusal Sanayici ve İş Adamları Derneği
3AEKK	: Üç Aşamalı En Küçük Kareler (3SLS)
VECM	: Vector Error Correction Model (Vektör Hata Düzeltme Modeli)
VZA	: Veri Zarflama Modeli
WB	: World Bank (Dünya Bankası)
WCI	: World Coal Institute
Yİ	: Yap-İşlet
YİD	: Yap-İşlet-Devret

Ö Z E T

Özellikle son yirmi yılda, liberalleşme ve özelleştirme akımlarının da etkisiyle, dünyada elektrik sektöründe özelleştirme, rekabet ve regülasyon unsurlarını kapsayan reform çalışmaları başlamıştır. Türkiye’de 1980 ve 1990’lı yıllarda özel kesimi elektrik üretim ve dağıtım faaliyetlerine dahil etmek için çeşitli kanunlar çıkarılmıştır. Ancak sektördeki temel reform süreci 2001 yılında 4628 No’lu Elektrik Piyasası Kanunu (EPK) ile başlanmış ve bu kanun rekabete dayalı elektrik piyasası oluşturmayı hedeflemiştir.

Bu çalışmada Türkiye elektrik piyasasında gerçekleştirilen reformun etkileri iki açıdan ele alınmaktadır. Birincisi, elektrik sektörünün performansı uluslararası yazında yaygın kabul gören rezerv marj, fiyat, yatırım, kapasite kullanım oranları ve karlılık göstergeleri ile değerlendirilmektedir. İkincisi, elektrik piyasası reformu kapsamında beklenen fiyat düşüşlerinin (maliyet kaynaklı) ve EPK’nın öngördüğü çapraz sübvansiyonların kaldırılmasının fiyat değişimleri yoluyla ekonomi üzerindeki etkileri incelenmektedir. Bu bağlamda elektriğin en büyük iki tüketici grubu olan imalat sanayi ve hanehalkı için talep modeli tahmin edilmiştir. Talep projeksiyonlarının güvenilir ve ekonomik değişkenleri içeren talep modellerine dayalı yapılması, talep projeksiyonları temelinde üretim projeksiyonlarının hazırlanması, arz güvenliğinin sağlanması, reform sürecinde elektrik sektöründe düzenlemelerin sürdürülebilirliği açısından önemli unsurlardır.

Elektrik sektörünün performansı kapsamında arz güvenliğini ifade eden rezerv marj oranlarının, her ne kadar sektör uzmanları tarafından optimale yakın olduğu ifade edilse de, yüksek olduğuna dair ip uçlarına ulaşılmıştır. Elektrik maliyetlerinde önemli artışlara neden olan kayıp kaçak oranlarında son yıllarda dağıtım aşamasında düzelmeler olsa da, oranlar hem OECD hem de dünya ortalamasının hala üzerindedir. Elektrik sektöründe yatırım harcamalarında son 1-2 yılda Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği’nin (DUY) uygulamaya konulması ile birlikte bir artış gözlemlense de, yatırımlarda dikkate değer artış olduğu söylenemez. Kapasite kullanım oranları hem termik hem de hidrolik santrallerde azalmaktadır. Elektrik sektöründeki önemli kuruluşların finansal durumu istikrarlı değildir. Hem bölgeler hem de tüketiciler arasındaki çapraz sübvansiyonlar hala devam etmektedir.

Çalışmada, Türkiye elektrik tüketiminde en büyük paya sahip olan imalat sanayisinin (%46.2) elektrik talebi Translog maliyet fonksiyonu tanımlanarak tahmin edilmiştir. Elektrik tüketiminde en büyük ikinci paya sahip olan hanehalkı elektrik talebi ise 81 il düzeyinde ve

1994-2001 dönemi için oluşturulan panel veri seti kullanılarak tahmin edilmiştir. Translog maliyet fonksiyonu sonuçlarına göre, elektrik hem işgücü hem de sermaye üretim faktörleri ile tamamlayıcı girdilerdir. Bu sonuçlara göre elektrik sektörü reformu ile birlikte elektrik fiyatlarının düşmesi istihdamı artıracaktır. Diğer taraftan aramalı girdisi ile elektrik ikame olduğundan, elektrik fiyatlarındaki düşüş aramalı girdi kullanımını azaltacağından, imalat sanayisinde girdi maliyetlerinin azalmasına ve imalat sanayisinin rekabet gücünün artmasına katkıda bulunacaktır. Elektrik fiyatlarının düşmesi durumunda, imalat sanayinde yatırımların önemli miktarda artacağı söylenebilir. İmalat sanayisinin talebin fiyat esnekliği birim esneğe yakın, hanehalkının elektrik talebinin fiyat esnekliği ise düşüktür. Hanehalkı elektrik talebinin gelir esnekliği düşük olmakla birlikte, kişi başına gelir artışı, hanehalkı sayısındaki artış ve kentli nüfus oranındaki artış konut elektrik talebini artıracak temel değişkenlerdir.

DEVELOPMENTS IN ELECTRICITY MARKET IN TURKEY : REFORM, PERFORMANCE AND DEMAND ANALYSIS

S U M M A R Y

Many countries, in conjunction with the liberalization and privatization trends, have implemented the electricity market reform which covers of competition, regulation and privatization components in electricity supply industry particularly during the last two decades. In Turkey, some legislation to include the private participation into production and distribution segments of electricity supply have been implemented during the 1980-1990s. But the main progress in the electricity market aiming to develop a competitive market was initiated by Electricity Market Law (No:4628) in 2001.

In this study, the effects of electricity market reform in electricity sector in Turkey was examined in two aspects. First, the performance of electricity sector was assessed by key indicators widely accepted in international literature such as reserve margin, price, investment, capacity utilization rates and profits. Second, economy wide effects of price changes (based on cost improvements) from electricity market reform and abolishment of cross subsidization between consumer groups and regions were analyzed. In this respect, electricity demand of the two major user segment was estimated. Reliable demand projection which includes economic variables is so important in terms of participation of demand side into market, ensuring the supply security and sustainability of regulations in electricity sector in reform process.

In the context of electricity sector performance, although the experts in this field stated that the reserve margins were close to optimum, the reserve margin rates which means security of supply, there are some hints about these rates are still high. Though the theft and loss rates (especially in distribution segment) have been changing towards desired direction, the rates are still above the both OECD and world average. After the implementation of DUY (The Balancing and Reconciliation Law) investments started to increase in electricity sector in last two years but still the amount of investment is lower than desired level. The capacity utilization rates have decreased in both thermal and hydraulic power stations. The financial positions of the key institutions in electricity sector is weak and not stable. The cross subsidization in both among the regions and consumer groups still continue.

In this study, the electricity demand of manufacturing sector which has the biggest share (%46.2) in electricity consumption was estimated by Translog Cost Function. The electricity demand of household which has the second biggest share in electricity consumption was estimated by panel data set consisting of 81 provincial level data for 1994-2001 periods. The Translog cost function estimation results indicate that electricity and capital production factors are complementary. This results suggest that price decreases due to electricity market reform will increase the employment. Since the electricity and raw materials are substitute inputs, the electricity price decrease will also reduce raw material using, so the raw material cost will become less and the competitiveness will increase in manufacturing sector. If the price of electricity decreases, the investments will substantially increase in the manufacturing sector. While the own price elasticity of electricity demand for manufacturing sector is close to unitary, electricity demand elasticity of household is low. Though the income elasticity for household is low, per capita income growth, increase of household number and urban population rate will encourage the residential electricity demand.

Ö N S Ö Z

Elektrik piyasası reformu ve elektrik talebinin modellenmesi konusunda ilgisi ve önerileri ile büyük desteğini gördüğüm çok sevgili danışman hocam Prof.Dr.A.Ali KOÇ'a,

Yaptığı eleştiriler ile çalışmama katkıda bulunan değerli hocalarım Prof.Dr. Selim Adem HATIRLI'ya ve Doç.Dr.Selim ÇAĞATAY'a,

Tezin yazımı ve sunum öncesi hazırlıklarda yardımlarını esirgemeyen Yrd.Doç.Dr. Ömer İSKENDEROĞLU'na, sevgili arkadaşlarım Araş.Gör.Serhat AŞÇI'ya ve Araş.Gör.Ebru AKTEKİN'e ve

Yaşamım boyunca maddi ve manevi destekleri ve sevgileri ile bana güç veren aileme,

Teşekkürü borç bilirim.

GİRİŞ

Sürdürülebilir kalkınma ve refah düzeyinin yükselmesinde enerjinin rasyonel ve verimli kullanılması önemli role sahiptir. Son yıllarda enerji konusunda giderek artan bir ilgi ve endişe söz konusudur. Dünya genelinde nüfus artışı, ekonomik gelişme ve teknolojik ilerlemelere bağlı olarak artan enerji talebi karşısında enerji arzının kısıtlı olması teknolojik ilerlemelere rağmen, enerjinin temel mal ve hizmetler için stratejik önemini artırmaktadır.

Dünya genelinde 1973 yılında yaşanan Petrol Şoku tüm ülkeleri enerjinin arz güvenliği, tedarik maliyeti ve etkin kullanımında önlemler almaya sevk etmiştir. Ekonomik ve sosyal gelişmedeki öneminden dolayı, hükümetler enerji konularının analizi ve etkin enerji politikalarının geliştirilmesi üzerine odaklanmışlardır. Özellikle elektrik enerjisi diğer enerji kaynaklarına göre daha geniş bir kullanım alanına sahiptir. Neredeyse tüm mal ve hizmetlerin üretilmesinde temel girdi olmasının yanı sıra, hanehalkları tarafından da tüketilen nihai bir ürün olması nedeniyle ekonomide hayati öneme sahiptir. Elektrik enerjisinin stoklanamaması, yakın ikamesinin olmaması gibi spesifik özellikleri elektrik arz endüstrisinin klasik rekabetçi endüstrilerden farklı olarak, hem rekabetçi hem de rekabetçi olmayan aşamaları içinde barındıran dikey entegre bir yapılanma olarak organize olmasına yol açmıştır.

1980'lerde başlayan liberalleşme ve özelleştirme akımlarının da etkisiyle, dünyada elektrik sektöründe yeniden yapılanma süreci başlamıştır. Elektrik sektörü reform çalışmaları dikey entegre kamu teşebbüslerinin üretim, nakil ve dağıtım aşamalarının yasal ve fonksiyonel olarak ayrıştırılmasını ve doğal tekel niteliğinde olmayan kısımlarının (yani nakil haricindekiler) yeniden yapılandırılmasını kapsamaktadır. Elektrik endüstrisi reformlarının temel amacı, fiyatların arz ve talep dengesine bağlı olarak rekabetçi piyasa koşullarında oluşmasını sağlayarak toplam refahın artırılmasıdır.

Türkiye'de hükümetler, dünyadaki serbestleşme ve özelleştirme akımlarından etkilenmiş, 1980-1990'larda özel kesimi üretim ve dağıtım faaliyetlerine dahil etmek için çeşitli kanunlar çıkarmıştır. Türkiye'de elektrik arzı 1990'lara kadar üretim, iletim ve dağıtımdan oluşan dikey bütünleşik kamu girişimi olan Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) tarafından yürütülmekte iken, 1994 yılında TEK, Türkiye Üretim ve İletim A.Ş. (TEAŞ) ile Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. (TEDAŞ) olarak ikiye ayrılmıştır. Ancak tüm bu çalışmalar elektrik sektörünün temel yapısında önemli bir değişiklik yaratmamıştır. Elektrik sektörünü yeniden yapılandırarak rekabete dayalı elektrik piyasası oluşturmayı amaçlayan 2001 yılında yürürlüğe giren 4628

Sayıli Elektrik Piyasası Kanunu, daha önceki girişimlerden farklı olarak elektrik sektörünü ciddi şekilde serbestleştirme sağlayarak yeniden yapılandırmayı hedeflemiştir. Elektrik Piyasası Kanunu ve reform sürecini tanımlayan 2004 tarihli Elektrik Enerjisi Sektörü Reformu ve Özelleştirme Strateji Belgesi sürecin sonunda tüm tüketicilerin tedarikçilerini seçme olanağına kavuştuğı bir piyasa yapısı öngörmüştür.

Türkiye elektrik sektörü reformunun önemli bir parçası elektrik fiyatlarının maliyetlerini yansıtacak şekilde belirlendiğı ve çapraz sübvansiyonların yer almadığı bir tarife uygulamasına geçilmesidir. Yine elektrik piyasasının yeniden yapılanmasından beklenen sonuçlardan biri de, piyasada rekabetin tesis edilmesi ve etkinliğin artması ile birlikte elektrik fiyatlarının düşmesidir. Elektrik fiyatlarındaki değişmelerin ekonomi ve toplum üzerindeki etkilerinin ne olacağına belirlenmesi hem reform çalışmalarının başarılı bir şekilde tamamlanabilmesi hem de toplumun refahını artırılması yönünde politika yapıcılarının daha etkin politikalar uygulamaya koyabilmesi açısından büyük önem arz etmektedir. Elektrik piyasası reformunun beklenen performans göstergelerinden biri de hanehalkı elektrik fiyatları ile sanayi elektrik fiyatları arasındaki paritenin değişmesidir. Elektrik fiyatlarındaki değişmelerin etkilerinin belirlenebilmesi için hanehalkı düzeyinde talebin fiyat ve gelir esneklikleri ile diğer sosyo-ekonomik değişkenlerin hanehalkı elektrik talebi üzerinde etkilerinin de tahmin edilmesi gerekir. Ayrıca elektriğin diğer önemli kullanıcısı olan imalat sanayi üzerinde elektrik fiyatında ortaya çıkacak değişikliklerin etkisini ölçmek için elektrik faktör fiyatı talep esnekliği, ikame esnekliği ve teknik ikame esnekliklerinin tahmin edilmesi gerekir.

Elektriğin saklanamaz nitelikte olması sebebiyle ne eksik ne de fazla olmayacak şekilde talebinin öngörülmesi, hem kesintilerden kaynaklanan olumsuz sonuçların hem de atıl yatırımların önüne geçerek elektrik arzının gelecekte yeterli ve sürdürülebilir şekilde tedarik edilmesi açısından anahtar bir role sahiptir. Türkiye’de elektrik reformu kapsamında enerji talebinin ekonomik temelli ve ekonometrik model ile tahmin edilmesi gerektiğı 2006 yılında yürürlüğe giren *Elektrik Enerjisi Talep Tahminleri Hakkında Yönetmelik* ile tanımlanmıştır. Elektrik piyasası reformu sonucunda gerek etkinlik kazançları gerekse maliyet esaslı fiyatlandırma ve çapraz sübvansiyonların kaldırılması ile kullanıcıların fiyat değişmeleri ile karşılaşmaları kaçınılmaz gözükmektedir. Tüketicilerin bu fiyat değişmeleri karşısında talep miktarlarının nasıl etkileneceğı elektrik arz ve talep dengesinin sağlanmasında etkili rol oynayacaktır.

Bu çalışmanın amacı; enerji piyasalarındaki gelişmelerle birlikte elektrik arz endüstrisinin reformu sürecinde bugüne kadar yapılmış olan çalışmalarını sektördeki performans etkileri ile birlikte değerlendirmek, elektrik piyasasındaki reform çalışmalarının etkilerini hanehalkı ve imalat sanayi elektrik talep modellemesi çerçevesinde ele almak ve reform çalışmalarının başarısı açısından bazı önerilerde bulunmaktır.

Bu çalışma üç ana bölümden oluşmaktadır. Çalışmanın birinci bölümünde elektrik enerjisi ve elektrik enerjisine ikame ve girdi olmaları nedeniyle diğer enerji piyasalarındaki gelişmeler hem dünya hem Türkiye özelinde ele alınmaktadır. Bu bölümde ayrıca elektrik enerjisi ve elektrik arz endüstrisinin özelliklerinin yanı sıra Türkiye elektrik piyasasının sektörel özelliklerine yer verilmiştir.

Çalışmanın ikinci bölümünde, dünyadaki gelişmelerden yola çıkarak elektrik arz endüstrisinde yeniden yapılanmanın nedenleri, yeniden yapılanma modelleri ve yeniden yapılanmanın aşamalarının neler olduğu açıklanmıştır. Bunun yanı sıra Türkiye’de elektrik sektöründeki yeniden yapılanma çalışmaları tarihsel bir çevrede ele alınmakta, reform sürecinde atılan adımlar ve reform çalışmalarının performans etkileri, karşılaşılan sorunlarla birlikte tartışılmaktadır. Türkiye özelinde elektrik sektörü reformunun performansını değerlendiren çalışmalar, yapılan düzenlemelerin gerçekleşmesi üzerine odaklanmakta iken, bu çalışmada reformun performans etkileri uluslararası performans göstergeleri kullanılarak değerlendirilmiştir.

Çalışmanın üçüncü ve son bölümünde ise, elektrik piyasası reformunun etkileri imalat sanayi ve hanehalkı elektrik talebinin modellenmesi yoluyla değerlendirilmiştir. Arz güvenliğinin sağlanması ve talep tarafının piyasa dahil edilmesi elektrik piyasası reformunun amaçları arasında yer almaktadır. Ayrıca elektrik piyasasında etkin politikaların oluşturulabilmesi, piyasa reformu sonucunda elektrik fiyatlarındaki değişmelerin hem sanayi hem de hanehalkı elektrik tüketimi vasıtasıyla mikro ve makro düzeyde ekonomi üzerinde önemli etkileri ortaya çıkacaktır. Elektrik sektöründe düzenlemelerin sürdürülebilirliği açısından güvenilir talep projeksiyonlarının yapılması büyük önem taşımaktadır. Bu amaçla, çalışmanın bu bölümünde hem imalat sanayisinin hem de hanehalkının (mesken) elektrik talebi tahmin edilmiştir. Türkiye’de elektrik talebi modellemeleri daha çok zaman serisi ve eş-bütünleşme yöntemiyle yapılmış, elektrik (ya da enerji) ile milli gelir arasındaki nedensellik ilişkilerinin test edilmesi şeklinde ele alınmıştır. Özellikle imalat sanayisinin doğrudan elektrik talep modellemesi henüz çalışılmamış, sadece toplam enerji talebini modelleyen

literatürde tek bir çalışma yapılmıştır. Türkiye’de hanehalkı elektrik tüketimi ve gelir arasındaki ilişki de yine zaman serisi yöntemi ile tahmin edilmiştir. Bu çalışmada, ilk kez Türkiye imalat sanayi elektrik talebi Translog Maliyet Fonksiyonu yaklaşımı ile modellenmiştir. Bunun yanı sıra 81 il düzeyinde hanehalkı elektrik talebi de panel veri seti ile ilk kez tahmin edilmiştir. Talep tahminlerinin sonuçları literatürdeki çalışmaların sonuçları ile karşılaştırılarak, elektrik fiyatındaki değişmelerin etkileri esneklik katsayıları temelinde değerlendirilmiştir.

BİRİNCİ BÖLÜM

ENERJİ, ELEKTRİK PİYASASI ve SERBESTLEŞME

1. 1. Enerji Tanımı ve Enerji Piyasalarındaki Gelişmeler

Son yıllarda enerji konusunda giderek artan düzeyde bir ilgi ve endişe söz konusudur. Bunun nedeni artan enerji talebine karşılık enerji kaynaklarının kısıtlı olmasından dolayı enerji açıklarının oluşmasıdır. Enerji teknolojik ilerlemelere rağmen mal ve hizmet üretimi için temel girdi olarak önemini halen korumaktadır. Bunun yanı sıra enerji kullanımı (arz güvenliği, kişi başına enerji kullanımı) bireylerin ve ulusların ekonomik refahının en önemli göstergelerinden biridir.

Enerji piyasası çalışmalarında başlıca dört ana başlık dikkate alınmaktadır:

1. Birincil enerji kaynakları: i) petrol, ii) doğal gaz ve iii) kömür.
2. Yenilenebilir Enerji: i) dalga, güneş, rüzgar enerjisi, ii) yenilenebilir atık (biyoyakıtları da içeren biomass) , iii) hidrojen enerjisi
3. Nükleer enerji
4. Elektrik enerjisi (USİAD, 2004, s.4; Şahin, 2008; ETKB, 2009¹).

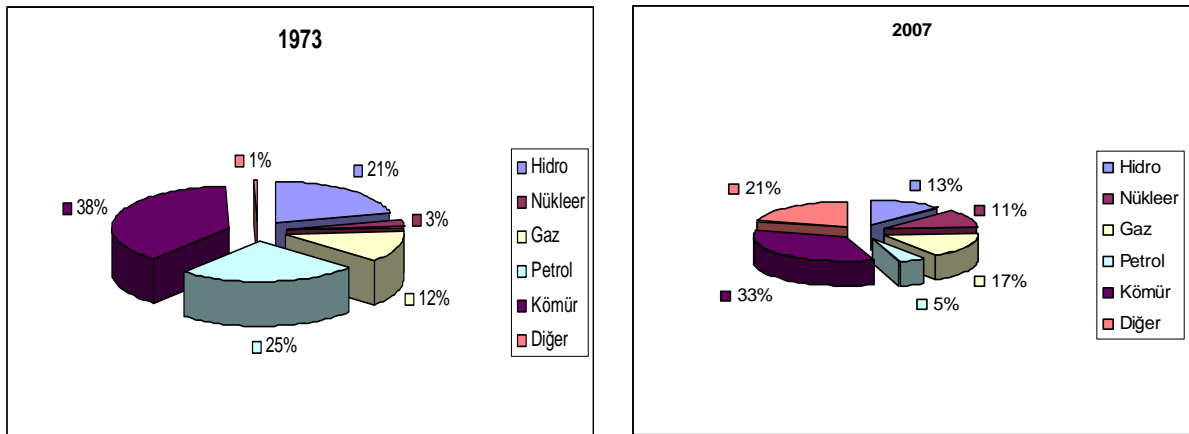
Ekonomik ve sosyal gelişmedeki öneminden dolayı, enerji konularının tanımlanması, analizi ve enerji politika seçeneklerinin geliştirilmesi hükümetler ve araştırmacıların ele aldığı önemli bir konudur. Özellikle 1973 Petrol Şoku sonrasında, tüm ülkeler enerji sektörü problemleri ile ilgilenmek için etkin politikalar ve kurumlar tesis etmeye başlamışlardır (Munasinghe ve Meier, 2008, s.3). Enerji talebi en azından kısa ve orta vadede esnek değildir. Bu nedenle enerji arzındaki oynaklıklar, fiyatlarda oldukça şiddetli değişmelere yol açmaktadır. Diğer yandan enerji fiyatları üretimde değişken maliyetler içinde önemli paya sahiptir.

Dünya enerji arzı, son 24 yıllık sürede 2 kat artış göstermiş ve Uluslararası Enerji Ajansı (International Energy Agency, IEA)'nın verilerine göre, 2007 yılı itibariyle 12,029 Mtoe'ne ulaşmıştır (bu rakam 1973 yılı için 6,115 Mtoe idi). Dünya toplam enerji tüketimi 1973

¹ Bknz. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB), www.enerji.gov.tr.

yılında 4,675 Mtoe iken aynı zaman aralığında ikiye katlanarak 8,286 Mtoe'ne ulaşmıştır. Toplam enerji tüketimi içerisinde elektrik tüketimi de aynı şekilde ikiye katlanmış ve 1973'de %9.4 olan payı, 2007 yılında %17.1 olarak gerçekleşmiştir (IEA, 2009).

Dünya elektrik üretimi, 2007 yılı itibarıyla 19,771 TWh'a ulaşmıştır². Dünya toplam elektrik tüketimi 1973 yılında 6,116 TWh iken, tüketim miktarı son 24 yılda üç kattan fazla artış göstermiştir. Elektrik üretiminde kullanılan enerji kaynaklarının kompozisyonu incelendiğinde 1973 yılına göre, hidro enerji ve petrolün payı azalırken, doğal gaz ve nükleer enerjinin payı önemli oranda artış göstermiştir. Nitekim 1973 yılında nükleer enerjinin payı %3.3 iken 2007 yılında bu oran %13.8', doğal gazın payı ise %12.1 iken bu oran %20.9'a ulaşmıştır. Şekil 1.1'de de görüldüğü üzere, kömür ve diğer enerji türlerinin kullanımında az da olsa artış söz konusudur (IEA, 2009)³.



Kaynak: IEA, 2009.

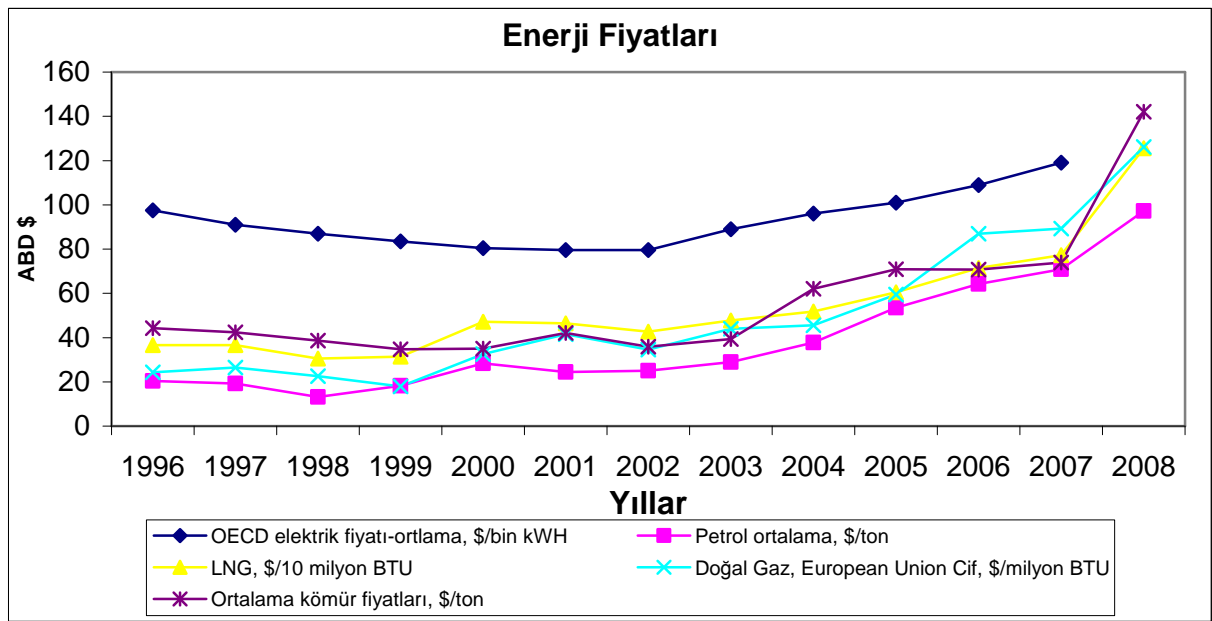
Şekil 1.1: Elektrik Üretiminde Kullanılan Yakıt Türlerinin Pay Gelişimi

Dünya elektrik üretiminde ilk üç sırayı ABD, Çin Halk Cumhuriyeti ve Japonya almaktadır. Elektrik üretiminde ilk sırayı %21.9'luk pay oranıyla ABD alırken, %16.6 ile Çin Halk Cumhuriyeti ikinci sırayı ve Japonya %5.7 pay oranıyla üçüncü sırayı almaktadır. Dünya elektrik ticaretinin ihracat tarafında ilk üç sırayı Fransa (57 Twh), Paraguay (45 Twh) ve Kanada (25, Twh) alırken, ithalat tarafında ilk üç sırada ise İtalya (46 Twh), Brezilya (39 Twh) ve ABD (31 Twh) yer almaktadır (IEA, 2009).

² 1 Terawatt saat; 10³ GW güce sahiptir (DEK-TMK, 2008).

³ Diğer enerji türleri güneş enerjisi, rüzgar, yenilenebilir, atık vs.'den oluşmaktadır (IEA, 2009).

Özellikle elektrik tüketimi ülkelerin gelişme süreçlerinde hayati bir rol oynamaktadır. Ülkelerin elektrik tüketimi ve ulusal gelirleri (GNP) arasında pozitif yönlü ilişki söz konusudur (Munasinghe ve Meier, 2008, s. 6-8). Ülkelerin büyüme süreci yeterli ve güvenli enerji arzının sağlanması ile yakından ilişkilidir. Enerjinin alt sektörleri arasında elektriğin özel bir önemi vardır. Bunun birinci nedeni diğer alt sektörlerle göre hem yatırım planlamasının hem de fiyatlamasının görece zor olmasıdır. Rezervleri olmayan ülkeler petrol ve doğal gaz gibi sektörlerde arzın artırılması için plan yapmak zorunda değildir ancak elektrik konusu ile tüm ülkeler ilgilenmek zorundadır. Diğer bir neden, elektrik sektörüne yatırım yapmak büyük sermaye gerektirir ve elektrik yatırımları, kamu yatırımları içerisinde büyük paya sahiptir. Refah maksimizasyonu açısından elektrik kesintisi ve kaçak maliyetlerinin dikkate alınması, fiyat ve kapasite seviyelerinin eşanlı olarak belirlenmesi gerekir (Munasinghe ve Meier, 2008; Philipson ve Willis, 2006, s.3).



Kaynak: BP (2009) verilerinden hazırlanmıştır.

Şekil 1.2 : Elektrik ve Diğer Enerji Fiyatlarının Gelişimi

Şekil 1.2 elektrik fiyatları ile elektrik üretiminde kullanılan diğer enerji fiyatlarının son 24 yıllık seyrini göstermektedir. Özellikle 2002 yılı sonrasında elektrik fiyatlarının trendinde üretimde kullanılan enerji fiyatları ile aynı yönlü bir gelişme başka bir ifade ile artış söz konusudur. Bu çalışmanın temel konusu elektrik piyasası ve elektrik arz endüstrisinin yeniden yapılanması olmakla birlikte, hem elektrik enerjisine ikame enerji olmaları hem de elektrik

enerjisinin üretilmesinde temel girdi olmaları nedeniyle diğer enerjilere ilişkin fiyatların belirlendiği petrol, doğal gaz, kömür ve yenilenebilir enerji ve nükleer enerji piyasalarındaki gelişmeleri kısaca incelemek, elektrik piyasasındaki yeniden yapılanmayı anlamak açısından yararlı olacaktır.

1.1.1. Petrol Piyasası

Petrol sözcüğü, Latince’de taş anlamına gelen “petra” ile yağ anlamına gelen “oleum” sözcüklerinden oluşmaktadır. “Siyah altın” da denilen petrol, 20.yy’da baskın enerji kaynağı olmuş ve 21.yy’da da temel enerji kaynağı olmaya devam edecek gibi görünmektedir⁴. Uluslararası Enerji Ajansı’nın (IEA)’nın verilerine göre dünya petrol üretimi 2008 yılı itibariyle 3941 Mt’na ulaşarak 1973 yılına göre % 38 artmış (1973’de 2867 Mt idi) ve dünya petrol tüketimi ise 1973 yılına göre %57 artışla 3532 Mt’a ulaşmıştır (1973’de 2247 Mt idi). Ham petrolün başlıca üretici ülkeleri Suudi Arabistan, Rusya ve ABD olup, en büyük ihracatçıları Suudi Arabistan (%17,3), Rusya (%13) ve İran’dır (%6,6). En büyük ithalatçı ülkeler ise ABD (%26), Japonya (%9) ve Çin’dir (%7)⁵. Dünya ihracatı 1,957 ve dünya ithalatı 2,091 mt’dur. Petrolün %61.5’i ulaşım sektöründe kullanılmakta olup, ulaşım sektörünün petrol tüketimi içindeki payı giderek artmaktadır.

Türkiye ham petrol dış ticaretinde net ithalatçı bir ülke konumundadır. 2008 yılı değerlerine göre Türkiye’nin ham petrol üretimi 2.2 milyon ton olarak gerçekleşmiştir. Türkiye’nin toplam petrol üretimi 1999 yılında 2.9 milyon ton iken, son 10 yılda % 24’lük bir azalma söz konusudur. Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı Genel Müdürlüğü (TPAO)’nın sektör raporuna göre, yeni petrol sahalarının keşfedilememesi ve üretim sahalarının yaşlanması nedeniyle bu üretim düşüşünün önümüzdeki yıllarda sürmesi beklenmektedir (TPAO, 2008).

Toplam tüketim içinde ithalatın payı 1990-2000 döneminde %86-81 aralığında iken, bu oran 2000’li yıllarda %81-72 olarak gerçekleşmiştir. Ham petrol üretimi 1991 yılından itibaren azalırken, sivil tüketim genel olarak artış göstermektedir (Bkz.Tablo 1.1 ve Şekil 1.3). Ham petrol üretiminin sivil tüketimi karşılama oranı, 1991’de %21 iken, bu oran son 10 yılda %11-7 aralığında gelişmiştir. Üretimin tüketimi karşılama oranı 2008 yılı itibariyle % 7.24

⁴ Petrol kelimesi genel olarak belirli bir yakıt (benzin, gazyağı, dizel-motorin, motor yağı, fuel-oil) olarak bilinmesine rağmen aslında doğal halde bulunan ve yer altından çıkartılan işlenmemiş “ham petrol” anlamına gelmektedir (<http://tr.wikipedia.org/wiki/petrol>).

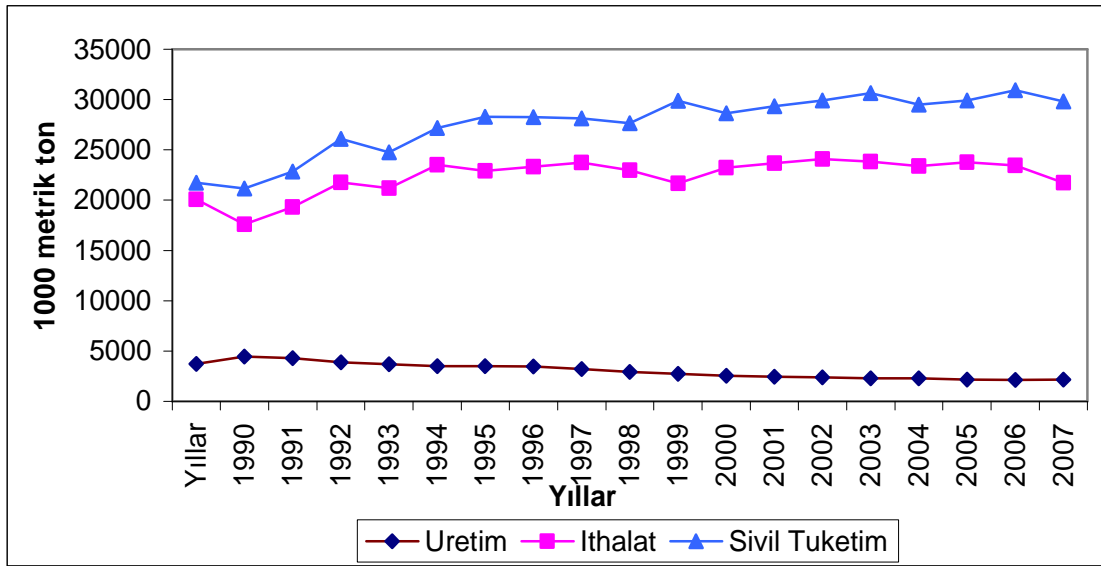
⁵ Parantez içerisinde yer olan % değerler, toplam ihracat içerisindeki payları ifade etmektedir.

olup, üretim ve tüketim arasındaki petrol açığı ithalat ile karşılanmaktadır. PİGM'nin 2008 verilerine göre toplam ham petrol ithalatı 2.17 milyon metrik ton olarak gerçekleşmiştir.

Tablo 1.1: Türkiye Petrol Üretim, Ticaret ve Tüketiminin Gelişimi, (1000 metrik ton)

Yıllar	Ham Petrol Üretimi	Ham Petrol İthalatı	Toplam	Sivil Tüketim
1990	3716,5	20061,9	23778,5	21722,1
1991	4451,7	17606,1	22057,8	21160,8
1992	4280,9	19315,6	23596,5	22855,5
1993	3892,0	21769,4	25661,4	26075,6
1994	3686,7	21198,1	24884,8	24758,0
1995	3515,8	23510,7	27026,5	27160,4
1996	3499,6	22915,9	26415,5	28280,5
1997	3456,9	23336,6	26793,6	28255,8
1998	3223,6	23735,4	26959,0	28125,5
1999	2939,8	22983,7	25923,6	27661,3
2000	2749,1	21671,1	24420,2	29889,9
2001	2551,4	23242,9	25794,3	28630,1
2002	2441,5	23661,8	26103,3	29334,2
2003	2375,0	24096,4	26471,4	29909,5
2004	2275,5	23830,1	26105,6	30627,6
2005	2281,1	23389,7	25670,8	29486,5
2006	2175,6	23753,7	25929,4	29908,9
2007	2134,1	23445,7	25579,9	30942,9
2008	2160,0	21724,2	23884,3	29825,4

Kaynak: Petrol İşleri Genel Müdürlüğü (PİGM), 2009.



Kaynak: PİGM verilerinden hazırlanmıştır.

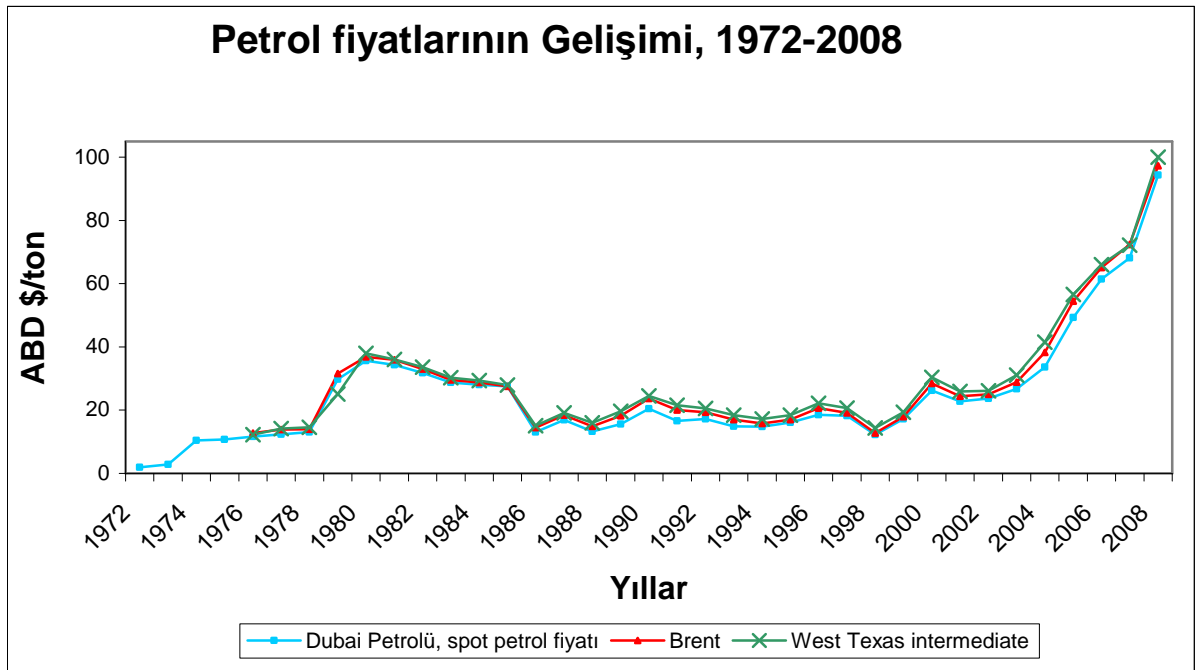
Şekil 1.3. Türkiye Ham Petrol Üretim, İthalat ve Tüketim Gelişimi, 1980-2008

Petrol piyasası, birbirinden bağımsız ve/ya da birbirini etkileyen çok sayıda ve özellikle siyasal, ekonomik, sosyo-kültürel ve teknolojik etkenlerden dolayı karmaşık ve dinamik bir yapıdadır. Petrol endüstrisi, nitelik olarak sermaye yoğun ve büyük ölçekli olduğundan, dünya genelinde dev petrol şirketleri piyasada faaliyet göstermektedir (Bayraç, 2006, s.4). Bunlardan önde gelenler Seven Sisters-yedi kızkardeşler adı ile bilinen ve dünya petrol piyasasında oldukça etkili olan 7 şirkettir. Adı geçen şirketler British Petroleum, Shell, Mobil, Exxon, Gulf, Texaco ve Chevron'dur (Lorusso, 2002).

Petrol arzının belirlenmesinde OPEC ve OPEC dışı üreticilerin üretim kararları oldukça önemlidir⁶. OPEC'in rekabetçi davranıştan uzak fiyat belirleyici yani bir kartel olduğu kabul edilmektedir (Kauffman vd., 2005, s.3). OPEC genellikle üretimini dünya petrol talebi ve OPEC dışı üretim arasındaki farka göre ayarlamaktadır (Dees vd., 2005, s.2). OPEC üretim konusunda değişken bir tutum sergilediği için fiyatları etkilemektedir (Cleveland ve Kaufmann, 2003, s.487). OPEC fiyatlar yükseldiği zaman üretimi kırmakta, düştüğü zaman ise üretimi arttırmaktadır. Piyasa koşulları ve OPEC'in petrol üretimine ilişkin davranışları reel petrol fiyatlarını etkilemektedir (Kauffman vd., 2005, s.14; Dees vd., 2005, s.2).

⁶ OPEC 1960'da kurulmuştur, Cezayir, Endonezya, İran, Irak, Kuveyt, Libya, Nijerya, Katar, Suudi Arabistan, Birleşik Arap Emirlikleri ve Venezuela olmak üzere 11 üyesi vardır (www.opec.org).

Genel olarak petrol arzı, OPEC ve OPEC dışı ülkelerin üretim davranışı ve dünya ülkelerinin mevcut petrol stoklarına bağlı iken, ülkelerin petrol talebi ise kişi başına reel GSMH, reel döviz kuru ve ülkelerin enerji kullanım etkinliğine bağlıdır (Dees vd., 2005, s.2). Petrol fiyatları petrol arz ve talebindeki değişmelere bağlı olarak oldukça oynak bir özelliğe sahiptir. Ülkelerin petrole olan bağımlılıkları nedeniyle petrol fiyatları ile makro ekonomik istikrar ve büyüme arasında önemli bir ilişki söz konusudur. Petrol fiyatını belirleyen faktörler şu şekilde sıralanabilir: i) OPEC'in üretim kotası, ii) OPEC'in üretimi ile OPEC kotaları arasındaki fark, iii) OPEC'in kapasite kullanımı, iv) Dünya ülkelerindeki ham petrole ilişkin şoklar (politik olaylar, savaş ve talep şokları vb) ve v) Ham petrol stokları (Kauffman vd., 2005, s.1, Dees vd., 2005, s.12). OPEC'in üretim kotalarındaki artış ve kapasite kullanım oranları fiyatları arttırmaktadır. OPEC genellikle üretimini OPEC-dışı arz ve talep arasındaki farka uydurmaya çalışmaktadır.



Kaynak: BP, 2009 verilerinden hazırlanmıştır.

Şekil 1.4: Petrol Fiyatlarının Uzun Dönem Gelişimi

Petrol fiyatları 1980-2000 döneminde dalgalanma gösterse de 2002'den itibaren bir artış trendine sahiptir (Bkz. Şekil 1.4). Özellikle son yıllarda petrol fiyatlarında hızlı bir yükselme söz konusudur. Ham petrol spot fiyatları varil başına 2008 yılı itibariyle Dubai 94.34, Brent

97.26, West Texas International 100.06 ABD Dolarıdır⁷. Petrol fiyatlarının gelecek dönemlerde de yüksek seviyelerde olacağı ve OPEC'in pazar payını 2030'da %53'e çıkaracağı öngörülmektedir (IMF, 2005). İspatlanmış petrol rezervlerinin en büyük payı %72.7 ile OPEC ülkelerine aittir (BP, 2009). Eski Sovyet Cumhuriyetleri ve Afrika ülkelerinin günlük çıktılarını 2 milyon varil arttıracakları öngörülse de bunu gerçekleştirmek yüksek sermaye gerektirdiğinden OPEC-dışı üretimin uzun vadede petrol arzına katkıları sınırlı olacaktır (Brook vd., 2004). Son yıllarda petrole olan yüksek bağımlılık ve arzın talebi karşılamaması yönündeki endişeler alternatif yakıt arayışı çalışmalarını hızlandırmıştır.

1.1.2. Doğal Gaz Piyasası

Başlangıçta daha çok yerel nitelikte olan doğal gaz 1950'li yıllarda dünya enerji tüketiminin sadece %10'nu karşılarken, 1970'li yıllarda petrol fiyatlarındaki artışa tepki olarak uluslararası piyasalarda iyi bir konum elde etmiştir. Doğal gaz oluşumu hem petrolden önce hem de sonra olması nedeniyle ilginç bir özelliğe sahiptir. Doğal gazın yer altından çıkarılıp tüketim noktasına ulaştırılması, aşamalı işlemler dizisini gerektirdiği için, doğal gaz üretim zinciri dikey entegre bir yapı arz etmektedir (Okogou, 2002, s.5). Arz zincirinin beş aşamasından söz edilebilir: üretim, nakil, dağıtım, depolama ve perakende satış (OECD, 2000, s.22). Bu bağlamda doğal gaz piyasası alım satımın gerçekleştiği bir piyasa olmasının yanı sıra hem bir network (şebeke) hem de doğal kaynak endüstrisi özelliğine sahiptir. Fosil yakıtlar içerisinde en az karbon ve en çok hidrojen bulunduran en temiz fosil yakıt olması nedeniyle tüketimi en fazla artan enerji kaynağıdır (Yılmaz, 2005).

IEA'nın verilerine göre, 2008 yılı itibariyle doğal gaz üretimi 3.149 milyar metre küp'e (bcm; billion cubic metres) ulaşmıştır⁸. En büyük üreticileri Rusya, ABD ve Kanada, en büyük ihracatçıları Rusya, Norveç ve Kanada, en büyük ithalatçı ülkeler ise Japonya, Almanya ve ABD'dir. Doğal gaz tüketimi son 25 yılda %100 artış göstererek ve 2007 yılında 1.296 Mtoe'na ulaşmıştır. Doğal gazın %48.1'i ticaret ve hizmetler, kamu sektörü, hanehalkı (mesken) ve tarımda kullanılırken, %35.6'sı endüstri sektöründe kullanılmaktadır (IEA, 2008). Isıtma amaçlı kullanımının yanı sıra son zamanlarda elektrik üretiminde artan miktarda kullanılması doğal gaz talebini arttırmıştır. Doğal gazın 2030 yılına kadar sanayi sektöründe de ilk sırada yer alacağı ancak elektrik üretiminde kömürden sonra ikinci sırada kalacağı

⁷ Dubai petrolü; Birleşik Arap Emirlikleri petrolü, Brent petrol; Kuzey Denizinden çıkarılan petrolerin karşımı, WTI; ABD'nin Texas ve Oklahoma eyaletlerinde çıkarılan petrole verilen isimdir (Bayraç, 2006; www.ressiad.org.tr).

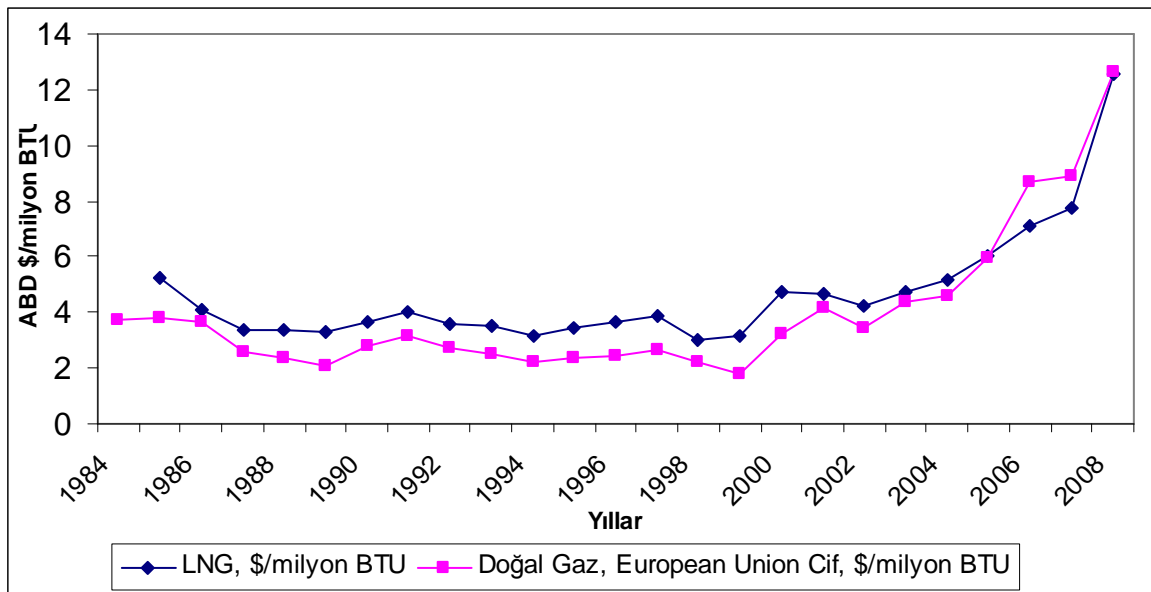
⁸ Enerji birimlerinin dönüşümlerine ilişkin bir tablo Ek 1'de verilmiştir.

öngörülmektedir. Doğal gaz talebi mevsimsellik sergilemekte ve sanayinin yanı sıra özellikle hanehalklarında ısıtma amaçlı kullanımı nedeniyle talep kış aylarında en üst noktaya (peak) ulaşmaktadır (IEA, 2006, s.37).

Türkiye’de 2008 yılında toplam 1,014 milyon m³ doğal gaz üretilmiştir. Doğal gaz üretiminde yıllar itibariyle artış gözlenmektedir. Nitekim 1999 yılında Kuzey Marmara ve Değirmenköy sahalarının yer altı doğal gaz depolama projelerine ilişkin planlar kapsamında, her iki sahadan yüksek debi ile doğal gaz üretimi gerçekleştirilmiştir. Bunun yanı sıra, 2002 yılından buyana TPAO-Amity Oil ortaklığı ile Trakya’da gerçekleştirilen yeni doğal gaz keşifleri ve eski sahalarda açılan yeni üretim kuyularının devreye girmesi ile 2001 yılında düşen doğal gaz üretimi tekrar yükselmiş ve 2008 yılında 1,014 milyon m³ ile tarihinin en yüksek seviyesine yükselmiştir. Türkiye’de kalan üretilebilir doğal gaz rezervinin toplam 6.827 milyon m³ olduğu ve eğer yeni rezervler bulunamazsa 6.7 yıllık bir ömrün kaldığı tahmin edilmektedir (PIGM, 2009; TPAO, 2009). Türkiye doğal gazda net ithalatçı konumundadır. Toplam doğal gaz ithalatı 2007’de 35.8 milyar m³ iken, IEA’nın 2009 verilerine göre 2008’de dünya doğal gaz ithalatçı ülke sıralamasında 36 milyar m³ ile yedincilik sırasını korumuştur. Türkiye doğal gazı Rusya, İran, Azerbaycan’dan boru hatları vasıtasıyla ithal ederken, Cezayir ve Nijerya’dan da LNG (sıvılaştırılmış gaz) şeklinde satın almaktadır. Bunun yanı sıra Mısır ve Türkmenistan ile de doğal gaz ticareti için anlaşmalar yapılmıştır. Türkiye’de 36 milyar m³ civarındaki doğal gaz tüketiminin %56’sı elektrik sektörü, %22’si sanayi, %22’si konut ve %1’in altında gübre üretiminde kullanılmaktadır. Doğal gaz üretim ve dağıtım ağlarının yaygınlaşmasıyla son yıllarda konut kesiminde ciddi talep artışı söz konusu olmuştur (DEK-TMK, 2008)

Gelecek 20 yıllık dönemde dünya doğal gaz talebinde hızlı bir artış öngörülmektedir. Nitekim, 2030’a kadar yıllık %2.4 oranında talep artışı olacağı tahmin edilmektedir (EIA, 2006, s.37). Ayrıca ispatlanmış zengin doğal gaz rezervleri gelecek yıllardaki talebi karşılamak için yeterli olup cari tüketimi en az 70 yıl süre ile karşılayacak düzeydedir (Karasalihovic, 2003, s.12). Fakat sektörün temel kısıtı nakil maliyetlerinin yüksek olması nedeniyle nihai tüketicilere ulaştırılmasındaki güçlüklerdir. Bunun doğal bir sonucu olarak doğal gaz ticareti hala büyük oranda yereldir (Okogu, 2002, s.3). Üretilen 3.149 bcm doğal gazın 800 bcm’si yani %25’i ihraç edilebilmektedir (IEA, 2009). Doğal gazın yaklaşık %75’i üretildiği ülkeden dışarıya çıkarılamamaktadır ve genel olarak yerel tüketilmektedir. Öngörülen güçlü küresel doğal gaz talebine rağmen bu yakıt için global bir piyasasının olmaması sistematik etkinsizliklere yol açmaktadır. Bazı bölgelerde aşırı doğal gaz arzı

varken diğer bazı bölgelerde kıtlıklar yaşanmaktadır. Bu nedenle bölgeler arasında nispi fiyat farklılıkları söz konusudur. Küresel doğal gaz piyasası henüz bütünleşme aşamasında olup rezervlerin coğrafi dengesizliği nakil maliyetlerinin oldukça yüksek olması, doğal gaz piyasasını üretime yakın bölgelerle sınırlandırmaktadır (Okogu, 2002, s.17; Melamid, 1994, s.216).



Kaynak: BP, 2009 verilerinden hazırlanmıştır.

Şekil 1.5: Doğal Gaz Fiyatlarının Uzun Dönem Gelişimi

Doğal gazın alım anlaşmaları genellikle uluslararası ticaret ve ekonomik işbirliği ilişkilerine dayanmaktadır. Bu nedenle doğal gaz fiyatlarının trendi petrol fiyatları ile paralellik gösterse de, fiyatlar petrole oranla daha az dalgalanmaktadır. Nitekim milyon BTU başına LNG fiyatları 2008 yılında bir önceki yıla göre %62 artışla 12.55 ABD dolarına, doğal gaz (Avrupa Birliği CİF) fiyatları ise bir önceki yıla göre %41 artışla 12.61 ABD dolarına ulaşmıştır (Bkz.Şekil 1.5). Gelecek yıllarda doğal gaz fiyatlarının muhtemelen petrol fiyatları ile birlikte hareket edeceği beklenmektedir (Lahidji vd., 2002, s.18; BP, 2009).

Son yıllarda, kamu kontrolündeki dikey bütünleşik doğal gaz endüstrisinin rekabetçiye yapıya kavuşturulması için, “ayrıştırma” ile sektör arz bileşenlerine hem dikey hem de yatay olarak ayrılmaktadır (Okogu, 2002, s.5). Ayrıştırmanın yanı sıra boru hattı nakil bölümü üçüncü taraflara (third party) açılmaktadır. Dağıtım aşamasının doğal monopol olması sebebiyle pazar hakimiyetinin önlenmesi, regülasyonu (fiyatların belirlenmesi) gerekmektedir

(Juris, 1998, s.2). Sektöre rekabetin getirilmesi ile, boru hattının sınırlı kapasitesinin ve fiyat rekabetinin artabileceği öne sürülmektedir (Gandalphe, 2002, s.xxvi). Son dönemlerde doğal gazın elektrik üretiminde artan miktarda kullanılması nedeniyle, özellikle doğal gaz fiyatlarındaki değişmelerin elektrik maliyetleri ve fiyatlarında etkili olması kaçınılmaz gözükmektedir.

1.1.3. Kömür Piyasası

Dünya toplam enerji arzı içerisindeki %26'lık payı ile kömür hem gelişmiş hem de gelişmekte olan ülkeler için ekonomik önemini korumaktadır (IEA, 2009). Dünya genelinde 826 milyar ton ispatlı kömür rezervi olduğu tahmin edilmektedir. İspatlanmış rezervler ve yıllık üretim miktarları açısından bakıldığında, mevcut üretimin 120 yıl devam edebileceği öngörülmektedir. 50'nin üzerinde ülke kömür rezervlerine sahipken (ekonomik rezerv), kömür 70'in üzerinde ülkede tüketilmektedir. Gelişmekte olan ülkelerin rezervleri-özellikle Çin ve Hindistan- fosil yakıt rezervlerine göre daha hızlı bir oranda artmaktadır. Kömür üretimi Asya'da hızlı bir şekilde artarken, Kuzey Amerika'da azalmaktadır. Dünya genelinde üretimde ilk üç sırayı sırasıyla Çin, ABD ve Hindistan alırken, net ihracatçı ilk üç ülke Avustralya, Endonezya ve Rusya Federasyonu'dur. Başlıca ithalatçı ülkeler ise Japonya, Kore ve Tayvan (Çin Taipei)'dir (WCI, 2008 ; IEA, 2009).

Türkiye Kömür İşletmeleri (TKİ)'nin 2009 verilerine göre, Türkiye'de sınırlı doğal gaz ve petrol rezervlerine karşılık 560 milyon tonu görünür olmak üzere, yaklaşık 1.3 milyar ton taşkömürü ve ülke genelinde yaygın 12.3 milyar ton linyit rezervi bulunmaktadır. Toplam üretim son 30 yılda 14 kat artmış, 2008 yılında 84 milyon ton linyit ve 1.3 milyon ton taş kömürü üretilmiştir. Kömür tüketimi her yıl artmakta olup, son beş yılda %53.2 artarak 2007 yılında kömür tüketimi 97.3 milyon tonun üzerinde gerçekleşmiştir. Toplam kömür tüketiminin % 67'si elektrik üretiminde, %14'ü ısınmada ve %12,4'ü sanayi sektöründe sarf edilmiştir. IEA'nın 2008 verilerine göre Türkiye kömürde net ithalatçı olup 19 Mt ile dünya kömür ithalatında 9. sırada yer almaktadır. Kömür tüketiminin artışına paralel olarak kömür ithalatı da artış göstermektedir.

Rezervlerin büyük olmasının yanı sıra, kolay taşınması ve saklanması kömürü küresel bir endüstri haline getirmiştir. BP (2009) verilerine göre, 2008 yılında toplam kömür üretimi 2007 yılına göre %5.3 artarak 3324.9 mtoe'ye ulaşmıştır. Küresel kömür üretiminin büyük bölümü üretildiği ülkede tüketilmektedir. Tüketilen kömürün sadece % 17'si uluslararası

kömür ticaretine konu olmaktadır (WCI, 2009). Ancak dünya kömür ticaretinde son 25 yılda önemli gelişmeler kaydedilmiştir. Elektronik ticaretin de katkısıyla, piyasada şeffaflık artmıştır. Küresel kömür ticareti 2007 yılında % 6.7 artış göstermiştir. Kömür, gemi ve raylı sistemle kolay ve güvenilir bir şekilde taşınabildiğinden, kömür piyasası çok sayıda tedarikçinin aktif olduğu rekabetçi bir piyasaya sahiptir (WCI, 2009).

Kömür büyük oranda elektrik, çelik, çimento üretiminde kullanılmakta ve yakıt olarak tüketilmektedir. Dünyada elektrik üretiminin %40'ı kömürden sağlanmaktadır (örneğin bu oran Polonya'da %93, Çin'de %81 ve Almanya-ABD için %49, Türkiye için %28,3'dür)⁹. Diğer kullanım alanları ise alüminyum oksit, kağıt imalatı ve farmakolojidir (WCI, 2009). Toplam 729 Mtoe olan kömür tüketiminin %80'i sanayi sektöründe kullanılmaktadır (IEA, 2009). Kömür talebi nispeten yavaş artmaktadır, son beş yıllık dönemde %6 talep artışı gerçekleşmiştir. Dünya kömür tüketimi 2008'de %3.1 artmıştır. Tüketim artışında yıllık %6.8 artış ile Çin etkili olmuştur. Çin'den gelen aşırı talepten dolayı son yıllarda fiyat artış eğilimi sergilemektedir (ACC, 2009). Dünya Kömür Enstitüsü (WCI), kömür fiyatları hakkında sağlıklı bilgi verilmediğini ifade etmekle birlikte, BP (2009) kömürün ton başına Kuzeybatı Avrupa marker fiyatının bir önceki yıla göre %72 artışla 149.78 doları olduğunu rapor etmiştir¹⁰. Kömür fiyatları tarihsel olarak petrol ve doğal gaz fiyatlarının altındadır (WCI, 2009; BP, 2009). Artan elektrik talebi nedeniyle kömür kullanımının da artması beklenmektedir. Kömüre dayalı elektrik üretiminin 2030 yılında 11.950 Twh'ye yükseleceği ancak kömürün enerji kaynakları içerisindeki payının %2 azalarak %37'ye ineceği öngörülmektedir. Buna karşın gelişmekte olan ülkelerde kömüre dayalı elektrik üretiminin 3 kattan fazla artacağı hesaplanmaktadır. Artan kömür kullanımı konusunda da çevresel etkileri nedeniyle endişeler de artmaktadır (IEA, 2009; TKİ, 2009).

1.1.4. Yenilenebilir Enerji

Rüzgar ve güneş gibi sürekli kendilerini yenileyerek tükenmeyen enerji, yenilenebilir enerji olarak adlandırılmaktadır. Yenilenebilir enerjilerin büyük çoğunluğu doğrudan ya da dolaylı olarak güneşten kaynaklanmaktadır (jotermal ve hidrojen hariç). Örneğin, güneşin ısıtmasındaki farklılıklar rüzgar oluşumuna neden olur, rüzgardaki enerji ise rüzgar tribünleri ile yakalanarak rüzgar enerjisine dönüşür. Yağmur ve karla beraber güneşin ısı ve ışınları bitkilerin gelişimini sağlar. Bitkiler içerisindeki organik maddeler ise biomass (biyokütle)

⁹ Türkiye'de elektrik üretiminin 2009 yılı itibarıyla %21,07'si yerli, %6,6'sı ithal kömürden üretilmektedir (EÜAŞ, 2009).

¹⁰ Uluslararası kömür piyasalarında kabul edilen diğer fiyatlar 2008'de ABD Apalachien Dağı Kömürü spot fiyatı 2008'de 116.14, Japon kok kömürü Cif ithal fiyatı 179.03 ve Japon buhar kömür Cif fiyatı 122.81 ABD doları olarak gerçekleşmiştir (BP, 2009).

olarak tanımlanmaktadır. Biokütle kullanılması yoluyla da biyokütle enerjisi elde edilmiş olur (Başol vd., 2007, s.25-26).

Yenilenebilir enerji, fosil yakıtlara bağımlılığı azaltması ve sera gazı emisyonlarını düşürmesi nedeniyle dünya enerji arz güvenliğine katkıda bulunmaktadır. Enerji arz portföyüne katkısına bakıldığında, 2008 yılı değerlerine göre dünya toplam enerji arzının %9.8'ini yenilenebilir enerji sağlamaktadır. Yenilenebilir enerji arzının %79.4'nü yenilenebilir yakıtlar ve atıklar (%97'si biomass) oluşturmaktadır. Kalan kısmı ise %0.414 jeotermal, %0.039 güneş ve %0.064 rüzgar enerjisidir. Dünya enerji arzı içerisindeki yenilenebilir enerji payının dağılımına bakacak olursak, %10.6'sı yenilenebilir yakıt ve atık, %2.2'si hidroenerji ve %0.5 ise jeotermal, rüzgar ve güneşten oluşmaktadır. Toplam yenilenebilir enerji arzı son 33 yıl boyunca yıllık ortalama %2.3 büyümüştür. Fakat yenilenebilir enerji kapsamında rüzgar, güneş ve jeotermal enerji yıllık ortalama %8.2 ile daha hızlı büyüme göstermiştir.

Yenilenebilir enerji daha çok hanehalkı (mesken), ticari ve kamu kesimi (%57.9), elektrik üretimi (%21.9) ve imalat sanayi (%11.3) tarafından kullanılmaktadır. Dünya elektrik üretiminin %17.9'u yenilenebilir enerji ile gerçekleştirilmektedir. Yenilenebilir enerjinin en önemli kısıtı maliyetinin yüksek olmasıdır. Yenilenebilir enerji elektrik ve fosil yakıtlarla rekabet edememektedir. Uygulanan teşvik politikaları ile birlikte yenilenebilir enerji teknolojileri piyasalarında önemli gelişmeler kaydedilmektedir (IEA, 2007).

Türkiye yenilenebilir enerji kaynakları ile enerji ihtiyacının önemli bir miktarını karşılayabilecek potansiyele sahip olmasına rağmen henüz bu kaynaklar mevcut potansiyelin oldukça altında değerlendirilmektedir. Kömürden sonra enerji üretimi açısından ikinci büyük yerli kaynak olan yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen enerji miktarı 8.47 MTEP olup, toplam birincil enerji arzının yaklaşık %8'ini oluşturmaktadır¹¹ (DEK-TMK, 2008). Elektrik enerjisi üretiminde yenilenebilir enerjinin payı 2007 yılında %19 iken bu oran 2008 yılında %17,2 düzeyine gerilemiştir (EÜAŞ, 2009). Fakat elektrik enerjisi kurulu güç ve üretiminin gelişmesinde yenilenebilir enerji kaynaklarının payının hızla artırılması planlanmaktadır. Bu amaçla 8216 MW Hidro, 3770 MW rüzgar ve 124 MW jeotermal enerji olmak üzere 2013 yılında toplam 12,110 MW yenilenebilir enerji üretilmesi öngörülmektedir (DEK-TMK, 2008).

¹¹ Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığının 2008 verilerine göre hidrolik üretimi 33270 Gwh, jeotermal üretimi 162, biyoyakıt 74 bin ton, rüzgar 847 Gwh ve güneş 420 B.TEP olarak gerçekleşmiştir.

Son yıllarda yenilenebilir enerji kapsamında yenilenebilir yakıtların üretimi hızla artmıştır. Özellikle biyoetanol ve biyodizel üretimi dünya genelinde önemli miktarlara ulaşmıştır. Sadece ABD, Kanada ve AB gibi gelişmiş ülkeler değil, gelişmekte olan ülkeler de biyoyakıt üretimini teşvik etmekte ve hedefler belirlemektedir. Söz konusu bu politikalara Brezilya'nın mısır etanolü için başarılı PROALCOOL programı öncülük etmiştir. Örneğin AB, Biyodizel Direktifleri ile son yıllarda %2 olan pazar payının 2010'da %5.75 ve 2020'de %10 olmasını hedeflemektedir. Benzer üretim miktarı ve karışım hedefleri diğer ülkeler için de belirlenmektedir. ABD'de mısır etanolü, AB'de yağlı tohumlardan biyo-dizel, Brezilya'da ise şeker kamışından etanol ağırlıklı olarak üretilmektedir (Bölük ve Koç, 2008). Tablo 1.2'de de görülebileceği gibi, biyoyakıt üretiminde başı çeken ülkeler arasında ABD, Brezilya, AB ülkeleri ve Kanada yer almaktadır. Bioetanol üretimi 52,009 milyon litre, biyodizel üretimi ise 10,204 milyon litreye ulaşmıştır (OECD, 2008). FAPRI'nin (Food and Agricultural Policy Research Institute), 2010 projeksiyonlarına göre dünya etanol üretimi 2018'de 16.736 milyon galona, biyodizel üretimi ise 1.184 milyon galona ulaşacaktır¹².

Tablo 1.2 : Dünya Biyo-yakıt Üretimi

Ülke	Biyo-Etanol		Biyo-Dizel		Toplam	
	Milyon L	Mtoe	Milyon L	Mtoe	Milyon L	Mtoe
ABD	26500	14.55	1688	1.25	28.188	15,80
Kanada	1000	0.55	97	0.07	1097	0.62
AB	2253	1.24	6109	4.52	8361	5.76
Brezilya	19000	10.44	227	0.17	19227	10.60
Çin	1840	1.01	114	0.08	1.954	1.09
Hindistan	400	0.22	45	0.03	445	0.25
Endonezya	0	0	409	0.30	409	0.30
Malezya	0	0	330	0.24	330	0.24
Diğer	1017	0.56	1186	0.88	2203	1.44
Dünya	52009	28.57	10204	7.56	62213	36.12

Kaynak: OECD, 2008.

ETKB'nın 2008 yılı verilerine göre Türkiye'de 74 bin ton biyoyakıt üretilmiştir. Türkiye'de 2007-2008 dönemi lisanslı üretici firmaların üretiminin yanı sıra, kayıt dışı üretim yapan firmaların sayıları ve üretim miktarları tam olarak tespit edilememekle birlikte 3 bin civarında biyodizel ünitesinin faaliyet gösterdiği tahmin edilmektedir (Yaşar, 2008). Türkiye'de biyoyakıt konusuna özellikle 2000 yılından itibaren artan bir ilgi söz konusu olmuş, biyoyakıtlar için yasal alt yapı oluşturulmuştur (Bölük ve Koç, 2008).

¹² 1 Galon 3,785 lt'dir (Kaynak: <http://en.wikipedia.org/wiki/Gallon>)

Yenilenebilir enerji kapsamında hidrojen enerjisine son dönemlerde ilgi artmıştır. Hidrojenin, ortalama olarak fosil yakıtlardan %26 daha verimli olmasının yanı sıra ve çevre problemleri açısından tek çözüm olabileceği ifade edilmektedir (DEK-TMK, 2008). Hidrojen elektrik enerjisine dönüştürülebilmekte ve fazlası depolanabilmektedir. Petro kimya sanayinde yaygın olarak kullanılan hidrojen enerjisi her yıl dünya genelinde 50 milyon ton üretilmekte ve depolanmaktadır (Şahin, 2008; ETKB, 2009). Yenilenebilir enerjiden elde edilen elektrik enerjisine “Yeşil Enerji” denmekte ve son yıllarda elektrik üretiminde yenilenebilir enerjiden faydalanma konusundaki çabalarda artış gözlenmektedir (Hansla vd. 2009). “Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun” da Türkiye’de 2005 yılında yürürlüğe girmiştir (Bölük ve Koç, 2008).

1.1.5. Nükleer Enerji

Atom çekirdeklerinin fisyon ve füzyon yolu ile parçalanması sonucu ortaya çıkan büyük enerji “çekirdek enerjisi” ya da “nükleer enerji” olarak adlandırılmaktadır (TAEK, 2009)¹³. Nükleer enerji IEA’nın 2009 yılı verilerine göre dünya enerji arzının %5.9’unu karşılamaktadır. 1973’de 203 Twh olan nükleer enerji arzı son 25 yılda 10 kattan fazla artarak 2719 Twh’a yükselmiştir. En büyük üreticiler ve en yüksek kurulu kapasiteye sahip ülkeler ABD, Fransa ve Japonya’dır. BP (2009) verilerine göre 1997 yılında 541 Mtoe olan nükleer enerjinin tüketimi 2009 yılında bir önceki yıla göre %2 azalarak 620 Mtoe olarak gerçekleşmiştir .

Nükleer reaktörler, nükleer enerjiyi elektrik enerjisine çeviren sistemlerdir. Fosil yakıt kullanan santrallere göre nükleer santrallerin daha az çevre etkisi olduğu ifade edilmektedir¹⁴. Enerji kaynaklarının çeşitlendirilmesi talebi ve alternatif enerji maliyetlerinin yüksek olması nükleer enerji sektörünü cazip hale getirmiştir. Nükleer güç tesislerinde diğer üretim yöntemlerine göre daha ucuz elektrik üretilmektedir (OECD, 2008). Günümüzde dünya elektrik üretiminin %16’sı nükleer santrallerde üretilmektedir. Nükleer enerjinin gelecek 100 yılda elektrik portföyünde önemli pay alacağı ifade edilmektedir. Dünyada ABD hariç 30 ülkede şu an nükleer güç reaktörü mevcuttur ve yaklaşık 35 reaktör ise yapım aşamasındadır (DOE, 2008). Dünya genelinde yurtiçi elektrik üretiminin %7.2’si nükleer enerji ile karşılanmaktadır. Fransa, İsveç ve Ukrayna elektrik üretimlerinin sırasıyla %79, %46.7 ve %46.7’ ni nükleer enerji ile karşılamaktadırlar. Türkiye’de elektrik arz ve talep

¹³ Bkz. Türkiye Atom Enerjisi Kumru (TAEK) , www.taek.gov.tr .

¹⁴ Normal nükleer işletme koşulları altında çalışan nükleer reaktörlerin dışarıya yayabilecekleri en fazla radyoaktivite normal doğal radyasyon seviyesinin %0.1-1’i arasındadır (ETKB, www.enerji.gov.tr).

projeksiyonları kapsamında 2015 yılından itibaren yaklaşık 5.000 MW kapasiteli nükleer santralin işletmeye alınması planlanmaktadır. Bu amaçla 5710 sayılı “Nükleer Güç Santrallerinin Kurulması ve İşletilmesi ile Enerji Satışına İlişkin Kanun” 2007 yılında yürürlüğe girmiştir. Nükleer güç santrallerinin kurulması süreci devam etmekte ve Mersin-Akkuyu’da kurulması planlanan ilk nükleer santralin lisansı alınmış olup, Sinop için ise lisans çalışmaları devam etmektedir (ETKB, 2009).

Dünyada halen aktif olan 430’dan fazla nükleer santral vardır ve bu santrallerde yoğunlukla uranyum kullanılmaktadır. Çevreci lobilerin yoğun bir şekilde mücadele ettiği nükleer endüstri, küresel ısınmanın günümüzde yadsınamaz hale gelmesi ile “temiz enerji” olmak için kendi zayıf noktalarını oluşturan sorunları çözmeye çalışmaktadır. Kaza risklerine karşı “4.kuşak” santral tasarımları geliştirilmektedir (Altın, 2004). Nükleer enerjiye ilişkin çok çeşitli projeksiyonlar yapılmakla birlikte, 2020 yılına kadar mevcut üretimin iki katına çıkacağı tahmin edilmektedir (IEA, 2009).

Dünya genelinde yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımının yaygınlaştırılmasının yanı sıra nükleer enerji yatırımlarına yönelik (maliyetin azaltılması, etkin ve güvenli üretim yapılması vb.) projeler küresel boyutta artmıştır (DOE, 2008). Düşük maliyetli elektrik üretimi günümüzde özellikle sürdürülebilir gelişme ve kalkınma açısından önemlidir (OECD, 2008).

1.2. Elektrik Enerjisi ve Elektrik Arz Endüstrisi

Doğada bulunmayan elektrik, diğer enerji formlarının makineler vasıtasıyla dönüştürülmesi ile elde edilmektedir (Philipson ve Willis, 2006, s.8). Elektrik neredeyse tüm mal ve hizmetlerin üretiminde kullanılan bir girdi olmasının yanı sıra, nihai mal olarak da hanehalkları tarafından kullanılmaktadır (Steiner, 2001). Elektrik enerjisinin diğer enerji formlarına göre bir takım üstünlükleri vardır; örneğin esnektir, kontrol edilebilirdir ve temizdir. Elektrik; aydınlatmada, ısı ya da soğutmada, çevrim ya da mekanik hareket ve manyetik ekipmanlarda kullanılmaktadır. Diğer enerji türlerinin bazı uygulamalarda elektrik enerjisine karşı üstünlüklerinin yanı sıra yaygın kullanımını sınırlandıran dezavantajları vardır. Örneğin *doğal gaz*; elektrik gibi ucuz ve kullanılması uygun olduğu durumlarda, su ısıtma ve kalorifer yakıtı olarak kullanılmakta fakat hala mikrodalga fırınlar, TV ya da mp3 çalar gibi elektronik aletlerde kullanılamamaktadır. Fosil yakıtlardan *benzin* ve *fuel oilin*

taşınabilirliği kolay olup, arabalar, kamyonlar, gemi ve uçaklar için ideal bir yakıttır. Kömür büyük miktarlarda ısı sağlar, boldur ve yaygın şekilde mevcuttur. Fakat kullanım açısından dağınıklık söz konusudur ve aşırı kirlilik kontrolü gerektirmektedir. *Nükleer Güç*; uzun süreli ve büyük miktarda enerji sağlayabilmektedir. Çok fazla dikkat ve harcama gerekmektedir ve büyük ölçekli üretimi yapılırsa ekonomiktir. En az 100 milyon watt'lık güç ihtiyacı olmadıkça nükleer enerji üretimi ekonomik değildir. Elektrik haricinde diğer enerji kaynaklarının hiçbirinin geniş bir kullanım alanı yoktur. Elektriğin tek ve en büyük dezavantajı etkin olarak saklanamamasıdır (Philipson ve Willis, 2006, s.119-122).

Elektrik arz endüstrisi bir takım kendine özgü fiziksel özelliklere sahiptir. Bu nedenle optimal ve iyi dizayn edilmiş bir regülasyon modeli gerektirmektedir. Söz konusu bu spesifik özellikler şu şekilde sıralanabilir: i) Girişi kısıtlayan önemli batık maliyetlere sahiptir (sunk cost), ii) Tedarik zinciri farklı optimal ölçeklere sahip olan dikey aşamalardan oluşmaktadır ve iii) Anlık arz ve talebin fiziksel dengesinin gerektirdiği bir şebeke vasıtasıyla iletilmektedir ve saklanamaz niteliktedir (Jamasp ve Pollitt, 2005, s.2). Elektrik arz endüstrisinin spesifik özelliklerinin yanı sıra temel iki fonksiyonu vardır. Üretim, nakil, sistem faaliyetleri ve dağıtım *fiziksel fonksiyonları* iken, nihai tüketicilere toptan ve perakende satışları da *ticari fonksiyonlarıdır* (Hunt, 2002, s.20). Ancak elektrik tedarik zincirinin temel fonksiyonları genel olarak üretim, nakil, dağıtım ve perakende satış olarak kabul edilmektedir (Philipson ve Willis, 2006, s.2).

1.2.1. Üretim

Üretim, bazı enerji hammaddeleri veya kaynaklarının güç jeneratörleri vasıtasıyla elektriğe dönüştürülmesidir. Söz konusu enerji formları; kömür, petrol, doğal gaz, biyo-yakıtlar, uranyum (nükleer güç), güneş ışığı, rüzgar ya da akarsudur (Philipson ve Willis, 2006, s.2). Üretim, iletilen elektriğin nihai maliyetinin %35-50'sini oluşturmaktadır. Kullanılan yakıt türlerinin fiyatları değişken olduğundan, üretim maliyetleri de değişmektedir. Buna ilaveten teknolojik ilerleme de maliyetleri etkilemektedir. Nitekim 1980'li yıllardaki akım jeneratörlerini doğrudan yakıt ateşlemesi ile birleştiren teknolojik gelişme, yeni tesislerin maksimum etkinliğini %60'dan %65'e artırmıştır. Bu yeni tesisler Combined-Cycle Gas Tribunes (CCGT), yakıt olarak doğal gaz kullanmakta, temiz olması ve tesisinin kolay kurulması nedeniyle günümüzde tercih edilen bir teknolojidir (Hunt, 2002, s.20).

Tablo 1.3: Elektrik Arz Endüstrisinin Temel Fonksiyonları ve Ekipmanları

<i>Fonksiyon</i>	<i>Ekipmanlar</i>	<i>Fonksiyonun Tanımı</i>
Üretim	-İstasyonlar -Jeneratörler	Elektriğin fiziksel imalatı, kömür, nükleer fizyon, akarsu, rüzgar, güneş ve doğal gaz gibi enerji hammadde veya kaynaklarının elektriğe dönüştürülmesi işidir.
Nakil	-Nakil Hatları -Dönüşüm İstasyonları	Elektriğin üretildiği yerden, uzun mesafeli (dağların altından, sahildeki büyük şehirlere kadar) taşınmasını kapsar.
Dağıtım	-Trafolar -Şebeke Hatları -Transfer Panosu	Elektriğin tüketim noktalarına yani hanehalkı düzeyinde evlere ve işyerlerine dağıtımını kapsar.
Perakende Satış	-Sayaçlar	Tüketicie ulaştırılan elektrik gücünün ölçülmesi ve faturalanması, enerji etkinliği ya da güç kalitesi otomasyonu gibi diğer hizmetlerin sunulmasıdır.

Kaynak: Philipson ve Willis , 2006, s.2.

1.2.2. Nakil

Üretilen elektrik gücünün üretildiği yerden uzun mesafelere taşınmasını ifade eder. Elektrik bakır ya da aliminyum hat şebekesi üzerinden taşınmaktadır, buna transmisyon sistemi denmektedir. Nakil hatları nispeten yüksek voltajlı hatları kapsamaktadır. Bunlar 35.000 volt (35 kV) ve 750.000 volt (750 kV) olarak tesis edilir. Elektrik direk ya da kuleler üzerinde ya da bazen yer altı-su altında ve elektrik lokal dağıtım sistemlerine ve oradan da tüketicilere taşınmaktadır. Bunlar telefon ya da demir yolu gibi değişebilen networklar (ağlar) değildir. Alternatif akım şebekesi üzerinden Kirchoff Kanunlarına¹⁵ göre serbestçe akar, kırılmandır; eğer aşırı yüklenirse istikrarsız hale gelir ve yaygın kesintilere neden olabilir. Akımların sürekli ve reel zaman temelinde olması gerekmektedir. Bu nedenle transmisyon sistemi sürekli dikkat gerektirdiğinden, sistem operatörünün¹⁶ nakil sistemi ile üretim tesislerini birleştirmesi gerekmektedir. Yüksek voltajlı hatların maliyeti daha yüksektir, daha büyük trafolar ve donanımlar gerektirmektedir ve daha fazla güç taşımaktadır. Bir kerde

¹⁵ Çok bağlantılı bir devrede herhangi bir kesişim noktasındaki akımların cebirsel toplamı sıfırdır. Bir düğüme giren akımların toplamı, çıkan akımların toplamına eşittir. Kirchoff Teoremi yüklerin konumu ilkesini ifade eder (Halliday ve Resnick, 1992, s.119).

¹⁶ Sistem operatörü, sistem faaliyetlerini yürütür. Sistem faaliyetleri nakil sisteminin istikrarını sağlamak için üretim tesislerinin sistem yükü ile birlikte koordineli olmasının işlevini görmektedir. Elektrik ışık hızında iletilmekte (saniyede 186.000 mil) ve milisaniyede tüketilmektedir. Sistem operatörleri, kontrol odasında otururlar, yükdeki değişimleri izleyerek üretim tesislerine üretime başla ya da üretimi durdur şeklinde yönlendirir, reel zamanda dağıtım sistemi olarak adlandırılır (Hunt, 2002, s.20)

daha fazla elektrik taşıdığından ve hat sayısını azaltarak maliyeti düşürdüğünden, şirketler genelde yüksek gerilimli hatları tercih etmektedirler. Nakil, nihai elektrik maliyetinin %5-15'ini oluşturmaktadır (Philipson ve Willis, 2006, s.2; Hunt, 2002, s.20).

1.2.3. Dağıtım

Elektriğin ev ve işyerleri gibi tüketildiği milyonlarca noktadan oluşan bölgelere iletilmesidir. Bir hat işi olan dağıtım, elektriğin nihai maliyetinin %30-50'sini oluşturmaktadır. Dağıtım gerçekte tek bir fonksiyon değildir, çünkü işin yerel nihai noktasıdır ve genellikle tüketici hizmet operasyonu ile ilgilidir. Bunlar ölçme, faturalandırma ve perakende satış işlerini kapsar. Nakil ve dağıtım birlikte taşıma sistemidir, her ikisinin de hatları ve direkleri birbirleri ile tamamen bağlantılıdır. Fakat bunlar genelde ayrı bir şekilde organize edilirler. Nakil, üretim ile birlikte çalışır (sistem operatörü vasıtasıyla) buna karşın dağıtım tüketici (kullanıcı) ile birlikte çalışır. Nakil temel olarak yüksek yollar kullanırken, dağıtım ise yerel ve alçak yollar kullanır, karayolu gibi. Nakil dağıtıma göre daha yüksek voltajlıdır. Nakil şebeke sistemi olduğu için akım tersine dönebilir, fakat dağıtımda akım tüketiciye tek yönlüdür (Philipson ve Willis, 2006, s.8; Hunt, 2002, s.21-22).

1.2.4. Perakende Satış

İletilen elektriğin tüketiciye satışlarıdır ve birçok ticari fonksiyonu içermektedir: tedarik, fiyatlandırma, kullanımın sayaçlanması, faturalandırma ve ödemelerin tahsil edilmesidir. Toptan satışın yanı sıra perakende satış da elektrik arz endüstrisinin ticari fonksiyonu içinde yer alır (Philipson ve Willis, 2006, s.8; Hunt, 2002, s.21-22).

1.3. Türkiye Elektrik Piyasasının Sektörel Analizi

Son yirmi yıldır, elektrik arz endüstrisinin düzenleyici çevresi değişmeye başlamıştır (Steiner, 2001). Bu gelişmeler, son 10-15 yıllık dönemde ekonomik gelişme ve kalkınmada kurumların rolü ve piyasaların etkinliğinin artırılması görüşlerinin de etkisiyle, elektrik piyasasında serbestleşme ve yeniden yapılanma çalışmalarını tüm dünya genelinde yaygınlaştırmıştır (Stern ve Cubbin, 2004). Türkiye 2001 yılında Elektrik Piyasası Kanunu (No:4628) ile dünyadaki elektrik sektörü serbestleşme dalgasını takip etmiştir. Elektrik sektöründeki yeniden yapılanmanın tarihçesi ve yapılanma modellerine geçmeden önce

elektrik piyasasının arz ve talep unsurlarının incelenmesi yeniden yapılanma sürecinin anlaşılmasını kolaylaştıracaktır.

1.3.1.Arz Yanı

1.3.1.1 Üretim

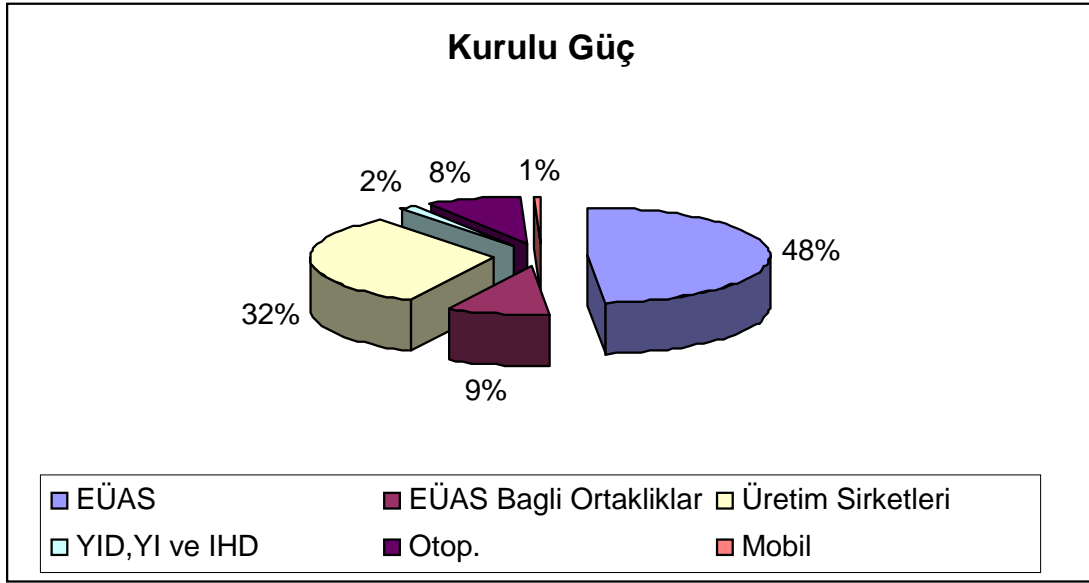
TEK'in 1994'de TEAŞ (üretim ve iletim) ve TEDAŞ (dağıtım) ve ardından TEAŞ'ın 2001'de EÜAŞ (üretim), TEİAŞ (nakil) ve TETAŞ (ticaret ve sözleşme) olarak ayrılmasını takiben, devlet mülkiyetindeki üretim şuan EÜAŞ tarafından gerçekleştirilmektedir. 2009 yılı itibariyle Türkiye'de toplam kapasite 44766,7 MW'ye ulaşırken, elektrik üretimi bir önceki yıla göre % 3,6 artış ile 198418 milyon kwh'a ulaşmıştır, 1970 yılındaki kurulu güç ile karşılaştırılırsa yaklaşık on dokuz kat artış söz konusudur (TEİAŞ, 2009). EÜAŞ ve EÜAŞ'ın bağlı ortaklıkları Türkiye'nin toplam elektrik üretim kapasitesinin yaklaşık % 57,4'üne sahiptir (bu oran 2000 yılı için %78 idi) ve Türkiye'nin elektrik enerjisinin % 45'inden fazlasını üretmişlerdir (bu oran 2000 yılı için %74'tür) (Bkz. Tablo 1.4). Aynı yıl İşletme Hakkı Devri (İHD), Yap-İşlet-Devret (YİD) ve Yap-İşlet (Yİ) sözleşmeleri şeklindeki özel sektör üretimi ile otoprodüktörler elektrik üretim kapasitesinin % 10'na sahiptirler. Üretim şirketleri üretim kapasitesinin % 32'sine, 1999 yılından itibaren faaliyetlerine başlayan mobil santraller ise % 1'den daha az üretim payına sahip olmuşlardır.

Tablo 1.4: Türkiye'nin Kurulu Elektrik Kapasitesinin Yıllık Değişimi, 1970-2008 (MW)

Yıllar	Termik MW	Hidrolik	Jeotermal +Rüzgar	Toplam	Artış, %, (Bir önceki yıla göre)	EÜAŞ (GWH)	EÜAŞ'ın Bağlı Ortaklıkları	Özelleştirme Kapsamı ve Programının da olan üreticiler	Belediye	Ayrıcalıklı Şirketler	Otoprodüktörler +İHD	Üretim Şirketleri	Mobil Santraller	Türkiye Toplam
1970	1509.5	725.4		2234.9	-	1439.0			242.7	193.8	359.4			2234.9
1971	1706.3	871.6		2577.9	15.3	1764.3			147.7	263.8	402.1			2577.9
1972	1818.7	892.6		2711.3	5.2	1878.1			142.0	269.8	421.4			2711.3
1973	2207.1	985.4		3192.5	17.7	2350.4			145.8	269.8	426.5			3192.5
1974	2282.9	1449.2		3732.1	16.9	2833.6			145.5	325.8	427.2			3732.1
1975	2407.0	1779.6		4186.6	12.2	3229.2			144.1	325.8	487.2			4186.6
1976	2491.6	1872.6		4364.2	4.2	3384.9			145.1	325.8	508.4			4364.2
1977	2854.6	1872.6		4727.2	8.3	3684.9			145.1	325.8	571.4			4727.2
1978	2987.9	1880.8		4868.7	3.0	3800.8			145.1	325.8	597.0			4868.7
1979	2987.9	2130.8		5118.7	5.1	4050.8			145.1	325.8	597.0			5118.7
1980	2987.9	2130.8		5118.7	0.0	4050.8			145.1	325.8	597.0			5118.7
1981	3181.3	2356.3		5537.6	8.2	4442.2			144.2	325.8	625.4			5537.6
1982	3556.3	3082.3		6638.6	19.9	5543.2			144.2	325.8	625.4			6638.6
1983	3695.8	3239.3		6935.1	4.5	5936.1			37.2	324.4	637.4			6935.1
1984	4569.3	3874.8	17.5	8461.6	22.0	7189.6			0.0	324.4	947.6			8461.6
1985	5229.3	3874.8	17.5	9121.6	7.8	7794.6			0.0	324.4	1002.6			9121.6
1986	6220.2	3877.5	17.5	10115.2	10.9	8788.5			0.0	328.4	998.3			10115.2
1987	7474.3	5003.3	17.5	12495.1	23.5	11013.5			0.0	378.4	1103.2			12495.1
1988	8284.8	6218.3	17.5	14520.6	16.2	12984.0			0.0	378.4	1158.2			14520.6
1989	9193.4	6597.3	17.5	15808.2	8.9	14239.6			0.0	378.4	1174.2	16.0		15808.2
1990	9535.8	6764.3	17.5	16317.6	3.2	14729.3			0.0	378.4	1193.9	16.0		16317.6
1991	10077.8	7113.8	17.5	17209.1	5.5	15317.1			0.0	661.9	1204.5	25.60		17209.1
1992	10319.9	8378.7	17.5	18716.1	8.8	16799.8			0.0	669.1	1221.6	25.6		18716.1
1993	10638.4	9681.7	17.5	20337.6	8.7	18279.6			0.0	692.7	1330.1	35.2		20337.6
1994	10977.7	9864.6	17.5	20859.8	2.6	18648.9			0.0	716.3	1459.4	35.2		20859.8
1995	11074.0	9862.8	17.5	20954.3	0.5	15574.2	3284.0		0.0	716.3	1344.6	35.2		17670.3
1996	11297.1	9934.8	17.5	21249.4	1.4	15621.1	3284.0		0.0	716.3	1429.3	198.7		21249.4
1997	11771.8	10102.6	17.5	21891.9	3.0	15785.5	3284.0		0.0	716.3	1777.4	328.7		21891.9
1998	13021.3	10306.5	26.2	23354.0	6.7	16278.5	3284.0		0.0	716.3	2306.9	768.3		23354.0
1999	15555.9	10537.2	26.2	26119.3	11.8	17835.3	3284.0		0.0	610.3	2655.4	1655.1	79.2	26119.3
2000	16052.5	11175.2	36.4	27264.1	4.4	17967.9	3284.0		0.0	610.3	33260.0	1985.3	90.6	27264.1
2001	16623.1	11672.9	36.4	28332.4	3.9	17779.3	3284.0		0.0	610.3	40240.0	2337.8	297.0	28332.4
2002	19568.5	12240.9	36.4	31845.8	12.4	17774.3	3284.0		0.0	1120.3	43857.0	4659.0	622.5	31845.8
2003	22974.4	12578.7	33.9	35587.0	11.7	17959.3	2154.0		0.0	0.0	51919.0	7806.3	795.5	35587.0
2004	24144.7	12645.4	33.9	36824.0	3.5	17955.6	2154.0	1680.0	0.0	0.0	50305.0	9223.7	780.2	36824.0
2005	25902.3	12906.1	35.1	38843.5	5.5	18750.6	2154.0	1680.0	0.0	0.0	47123.0	10796.9	749.7	38843.5
2006	27420.2	13062.7	81.9	40564.8	4.4	19881.9	3834.0	1680.0	0.0	0.0	4427.8	11696.2	724.9	40564.8
2007	27271.6	13394.9	169.2	40835.7	0.7	20041.2	3834.0		0.0	0.0	4384.7	12313.1	262.7	40835.7
2008	27595.0	13828.7	393.5	41817.2	2.4	20146.8	3834.0		0.0	0.0	4183.3	13390.4	262.7	41817.2

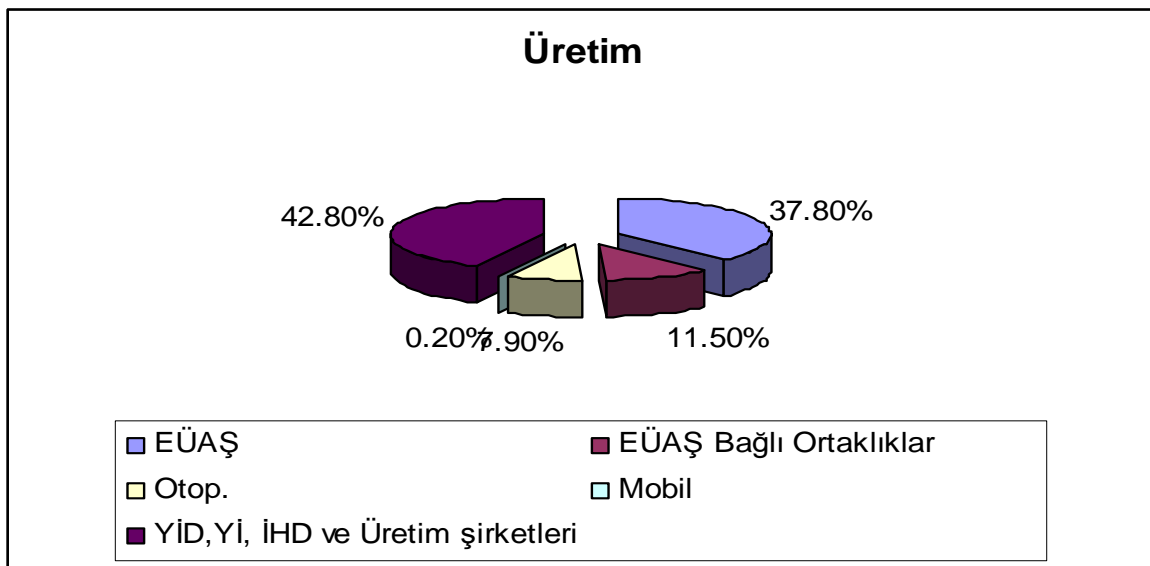
Kaynak: TEİAŞ, 2009.

Üretim şirketleri 2008 yılında, elektrik enerjisinin %40'ından fazlasını, İHD ve otoprodüktörler ise %12'den fazlasını üretmişlerdir. Bu rakam 2000 yılında üretim şirketleri için %9,6, İHD ve otoprodüktörler için ise %13,6 olarak gerçekleşmişti. Tablo 1.4'de görüldüğü gibi EÜAŞ'nin ve ayrıcalıklı şirketlerin (Kepez, ÇEAŞ ve BÜNYAN) elektrik üretimindeki payı azalırken, üretim şirketlerinin payının yani özel kesimin payı artmaktadır (Bkz. Şekil 1.6 ve Şekil 1.7).



Kaynak: TEİAŞ, 2009.

Şekil 1.6: Türkiye'nin 2008 Yılı Kurulu Gücünün Üretici Kuruluşlara Göre Dağılımı



Kaynak: TEİAŞ, 2009.

Şekil 1.7: Türkiye'nin 2008 Yılı Elektrik Üretiminin Üretici Kuruluşlara Göre Dağılımı

Elektrik üretimindeki yakıt kompozisyonuna bakıldığında (Bkz.Tablo 1.5), 1970 yılına göre çok fazla değişme olmadığı görülmektedir. Termik santrallerin toplam kurulu kapasitedeki payı 1970’de %67.5 iken, 2008 yılında bu oran %66 olarak gerçekleşmiştir. Hidro elektrik santrallerinin payı ise 1970’de %32.5 iken, 2008 yılında %33.06 olarak gerçekleşmiştir. Türkiye 1998 yılından itibaren rüzgar enerjisinden elektrik üretmeye başlamıştır. Jeotermal ve rüzgar enerjisinin toplam kurulu kapasitedeki payı 2008 yılında %12’nin altında gerçekleşmiştir. Kurulu gücün birincil enerji kaynaklarına göre dağılımına bakıldığında 2008 yılı verilerine göre kömür (taş kömürü, ithal kömür ve linyit) %24, doğal gaz %36, fuel oil ve motorin ise % 4.3’nü oluşturmuştur. Özellikle 1997 yılından itibaren doğal gaz santrallerinin toplam elektrik üretimindeki payı giderek artmıştır. Bu artışta 1997-2008 döneminde devreye giren özel sektör santrallerinin önemli bir payı olmuştur (Atiyas, 2006, s.43).

Tablo 1.5: Birincil Kaynaklara Göre Kurulu Gücün Gelişimi, (Gwh)

Yıllar	Kömür	%	Sıvı Yakıtlar	%	Doğal Gaz	%	Yenilenebilir Atık	%	Toplam Termik*	%	Toplam Hidrolik	%	Jeotermal +Rüzgar	%	Türkiye Toplam
1975	4113.3	26.3	5385.9	34.5	-	-	220	1.4	9719.2	62.2	5903.6	37.8	-	-	15622.8
1980	5960.3	25.6	5831.2	25.1	-	-	135.7	0.6	11927.2	51.2	11348.2	48.8	-	-	23275.4
1985	15027.8	43.9	7082.0	20.7	58.2	0.2			22168	64.8	12044.9	35.2	6	0.02	34218.9
1990	20181.3	35.1	3941.7	6.9	10192.3	17.7			34315.3	59.6	23147.6	40.2	80.1	0.14	57543
1995	28046.9	32.5	5772	6.7	16579.3	19.2	222.3	0.3	50620.5	58.7	35540.9	41.2	86	0.10	86247.4
1996	30413.6	32.1	6539.6	6.9	17174.2	18.1	175.4	0.2	54302.8	57.2	40475.2	42.7	83.7	0.09	94861.7
1997	33860	32.8	7157.3	6.9	22085.6	21.4	294	0.3	63396.9	61.4	39816.1	38.5	82.8	0.08	103295.8
1998	35687.5	32.1	7923.3	7.1	24837.5	22.4	254.6	0.2	68702.9	61.9	42229	38.0	90.5	0.08	111022.4
1999	37030.9	31.8	8079.5	6.9	36345.9	31.2	204.7	0.2	81661	70.1	34677.5	29.8	101.4	0.09	116439.9
2000	38186.3	30.6	9310.8	7.5	46216.9	37.0	220.2	0.2	93934.2	75.2	30878.5	24.7	108.9	0.09	124921.6
2001	38417.5	31.3	10366.2	8.4	49549.2	40.4	229.9	0.2	98562.8	80.3	24009.9	19.6	152	0.12	122724.7
2002	32149.1	24.8	10743.8	8.3	52496.5	40.6	173.7	0.1	95563.1	73.9	33683.8	26.0	152.6	0.12	129399.5
2003	32252.9	22.9	9196.2	6.5	63536	45.2	115.9	0.1	105101	74.8	35329.5	25.1	150	0.11	140580.5
2004	34447.6	22.9	7670.3	5.1	62241.8	41.3	104	0.1	104463.7	69.3	46083.7	30.6	150.9	0.10	150698.3
2005	43192.5	26.7	5482.5	3.4	73444.9	45.3	122.4	0.1	122242.3	75.5	39560.5	24.4	153.4	0.09	161956.2
2006	46649.5	26.5	4340.4	2.5	80691.2	45.8	154	0.1	131835.1	74.8	44244.2	25.1	220.5	0.13	176299.8
2007	53430.9	27.9	6526.8	3.4	95024.8	49.6	213.7	0.1	155196.2	81.0	35850.83	18.7	511.1	0.27	191558.1
2008	57715.6	29.1	7518.5	3.8	98685.3	49.7	219.9	0.1	164139.3	82.7	33269.8	16.8	1009	0.51	198418

*; Kömür, sıvı yakıtlar, doğal gaz ve yenilenebilir atık toplam termik kurulu gücü oluşturmaktadır.

Kaynak: TEİAŞ, 2009.

1.3.1.2. İletim

İletim faaliyeti, 2003 yılına kadar TEK tarafından gerçekleştirilirken, 2004 ve sonrasında TEAŞ tarafından gerçekleştirilmiş ve 2001 yılından sonra ise yine devlet mülkiyetinde olan TEİAŞ tarafından gerçekleştirilmektedir. TEİAŞ, yüksek gerilimli şebekelerin (yani 66 kV ve üzeri) planlaması, inşası ve faaliyetinden sorumludur. TEİAŞ iletim şebekesi; 46.667,5 km uzunluğunda enerji iletim hattına sahiptir. Komşu ülkelerde de toplam 10 adet enterkoneksiyon hattına sahiptir (TEİAŞ, 2009). İletim aşamasındaki toplam trafo sayısı ve iletim uzunlukları yıllar itibariyle Tablo 1.6'da sunulmuştur.

Tablo 1.6: İletim Trafo Adet ve Nakil Hat Uzunluklarının Yıllık Gelişimi

Yıllar	380 kV		220 kV	154 kV		66 kV		Toplam		
	Trafo Sayısı	Uzunluk (km)	Uzunluk	Trafo Sayısı	Uzunluk (km)	Trafo Sayısı	Uzunluk (km)	Trafo Sayısı	Uzunluk (km)	
T E K	1980	20	2985.1	93.0	279	16155.1	295	2447.0	594	21680.2
	1981	22	3032.6	93.0	294	16928.5	294	2418.0	610	22472.1
	1982	25	3809.5	93.0	307	17393.9	297	2279.0	629	23575.4
	1983	29	4185.8	93.0	323	18171.5	299	2301.0	651	24751.3
	1984	30	4602.1	15.7	354	19042.8	298	2313.7	682	25974.3
	1985	36	5117.0	15.7	392	20299.0	265	2190.2	693	27621.9
	1986	49	5892.2	15.7	432	21231.3	166	2005.5	647	29144.7
	1987	55	6730.8	84.6	454	21816.5	158	1918.5	667	30550.4
	1988	56	7326.6	84.6	481	22674.0	149	1709.1	686	31794.3
	1989	56	7863.2	84.6	505	24016.4	150	1652.4	711	33616.6
	1990	61	8334.3	84.6	531	1534.2	151	34703.4	743	34703.4
	1991	65	9074.0	84.6	568	25945.0	150	1335.1	783	36438.7
	1992	73	9657.3	84.6	610	26351.8	151	1156.5	834	37250.2
1993	73	10611.1	84.6	616	26702.3	151	1112.5	840	38510.5	
T E A Ş	1994	75	10892.4	84.6	636	27180.5	153	1112.3	864	39269.8
	1995	77	11319.3	84.6	659	27190.2	153	1112.3	889	39706.4
	1996	80	11321.7	84.6	689	27220.5	145	1112.3	914	39739.1
	1997	85	11436.3	84.6	734	27508.1	143	1104.2	962	40133.2
	1998	91	40133.2	11728.2	773	84.6	142	678.8	1006	40641.0
	1999	97	12802.9	84.6	798	28871.4	143	678.8	1038	42437.7
	2000	106	12957.3	84.6	821	29443.7	138	682.3	1065	43167.9
2001	108	13166.6	84.6	844	29731.8	138	670.7	1090	43653.7	
T E İ A Ş	2002	111	13625.5	84.6	882	30163.2	62	670.7	1055	44544.0
	2003	116	13958.1	84.6	893	30961.7	63	718.9	1072	45723.2
	2004	121	13970.4	84.6	905	31005.7	63	718.9	1089	45779.6
	2005	132	13976.9	84.6	899	31030.0	57	477.5	1088	45569.0
	2006	151	14307.3	84.6	923	31163.4	56	477.4	1130	46032.7
	2007	153	14338.4	84.6	963	31383.0	57	477.4	1173	46283.4
	2008	174	14420.4	84.6	1010	31653.9	57	508.5	1241	46667.4

Kaynak: TEİAŞ, 2009.

TEİAŞ 2008 yılı sonu itibariyle 41.802,4 MW kurulu güce sahip olup, 30.516,8 MW ani puantı, 631,4 milyon kwh maksimum günlük tüketimi, 198 milyar kWh yıllık elektrik enerjisi üretimi olan Enterkonnekte Elektrik Sistemini işletmektedir. Toplam trafo adedi 1980 yılından itibaren iki kat artmış, özellikle 380 kV'luk yüksek gerilim trafo sayısı ise dokuz kat artmıştır. Nispeten düşük gerilimli trafo sayısı ise azalmıştır. İletim hatlarının uzunluğu 1980 yılından itibaren ikiye katlanmıştır. EPK sonrası ise, 220 kV'lık hatlar sabit kalmış, 380 kV ve 154 kV'lık nakil hatları artarken, 66 kV'lık hatların sayı ve uzunlukları azalmıştır.

1.3.1.2 Enterkoneksiyon Çalışmaları

Türkiye güç sisteminin Avrupa güç şebekesine bağlanmasına özel önem vermektedir. Enterkoneksiyon çalışmalarında önemli aşamalar kaydedildiği ifade edilmektedir. Türkiye Avrupa Elektrik İletiminin Koordinasyonu Birliği (UCTE; Union for Coordination of Transmission of Electricity in Europe) üyesi değildir, fakat önümüzdeki yıllarda üye olmayı hedeflemektedir (Bagdadioglu ve Odyakmaz, 2009, s.148; TEİAŞ, 2009). UCTE, Avrupa kıtasında iletim sistemlerinin enterkoneksiyonundan sorumlu olup, halihazırda 23 ülkede 450 milyondan fazla nüfusa hizmet vermektedir (Güney, 2005, s.27). Türkiye'nin UCTE enterkoneksiyon şebekesine dahil edilmesinin hem Güney Doğu Avrupa hem de Türkiye'de elektrik arz güvenliğine katkıda bulunması beklenmektedir. Türkiye halihazırda Bulgaristan (400 kV) ve Gürcistan (220 kV), Ermenistan (220 kV), Irak (400 kV), İran (154 kV ve 400 kV), Suriye (400 kV), Nahçıvan (154) ve Türkmenistan (154 kV) ile bağlantıyı tesis etmiş bulunmaktadır (Bagdadioglu ve Odyakmaz, 2009, s.148).

1.3.2 Talep Tarafı

1.3.2.1. Tüketim

Elektrik tüketimi, kişi başına gelirin artması, sanayi ve hizmetlerin gelişmesi ve şehirleşme ile birlikte geçmiş yıllara oranla nispeten yüksek bir büyüme göstermektedir (Bahçe ve Taymaz, 2008; Güney, 2005, s.32). Yıllık elektrik tüketimi büyüme oranı 1960-1973 ve 1973-2002 dönemlerinde sırasıyla %12,1 ve 8,2 olarak gerçekleşmiştir. Son 60 yıllık dönemde ise ortalama %60 oranında büyüme göstermiştir (IEA,2008(b); Şahin, 2006).

Tablo 1.7: Elektrik Tüketimi Gelişimi, 1985-2008, (Gwh)

Yıllar	Nüfus (1000)	Artış, %	Gelir (GSYH), Milyon Dolar, cari fiyatlarla	Artış %	Brüt Elektrik Talebi*	Artış, %
1985	50,665	2.5	90,380	4.26	36,361.3	9.3
1990	56,475	1.7	202,376	9.26	56,811.7	8.0
1995	59,756	1.6	227,513	7.19	85,551.5	10.0
2000	62,762	1.4	266,439	6.77	128,275.6	8.3
2001	63,815	1.4	195,545	-5.69	126,871.3	-1.1
2002	64,854	1.4	232,280	6.16	132,552.6	4.5
2003	65,886	1.3	303,262	5.27	141,150.9	6.5
2004	66,904	1.3	392,206	9.36	150,017.5	6.3
2005	67,903	1.3	482,685	8.40	160,794.0	7.2
2006	68,133	1.2	529,187	6.89	174,637.3	8.6
2007	70,586	1.2	649,125	4.67	190,000.2	8.8
2008	71,517	1.2	729,983	0.89	198,085.2	4.3

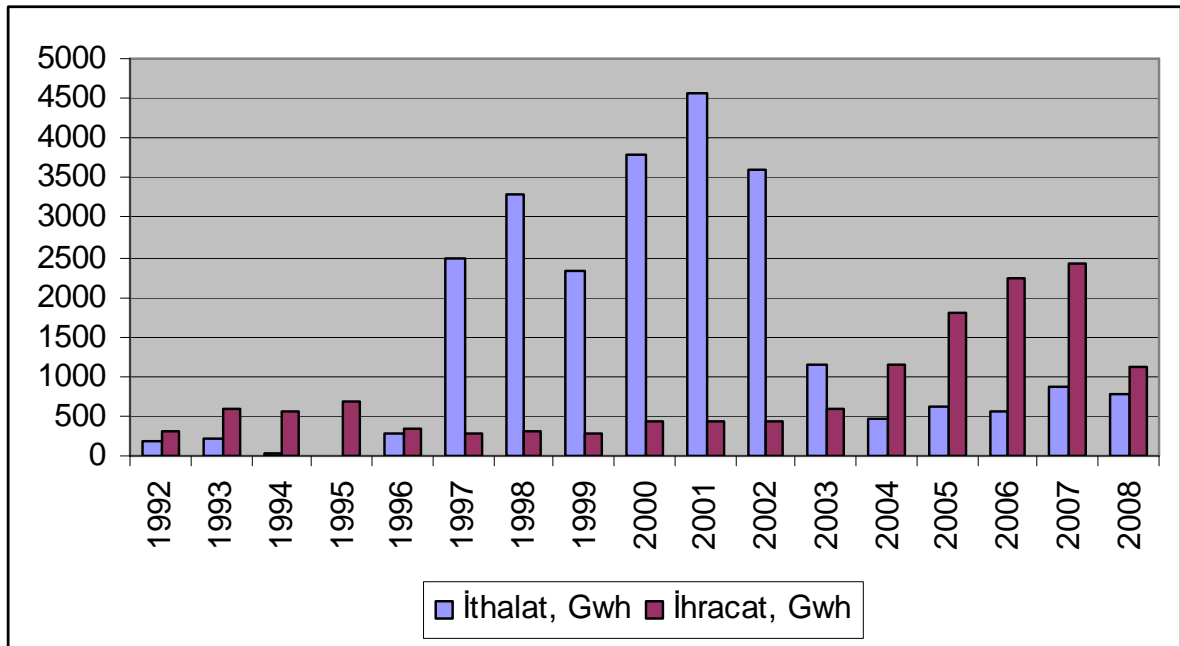
* Brüt Talep= Brüt Üretim+İthalat-İhracat

Kaynak: TEİAŞ, 2009, TÜİK, 2009; IMF, 2009.

Türkiye toplam elektrik tüketimi 1975 yılında 15719 Gwh iken, 2008 yılında tüketim miktarı on üç kat artarak 198085,2 Gwh'a ulaşmıştır. 2001 yılındaki ekonomik kriz nedeniyle elektrik tüketimi %1,1 azalmış olsa da, son 30 yıldır elektrik tüketimi genel olarak artmıştır. Kişi başına net tüketim 1975 yılında 334 kWh iken, bu miktar yaklaşık 7 kat artarak 2008 yılında 2264 kWh'a ulaşmıştır (TEİAŞ, 2009). Kişi başına elektrik tüketimi IEA'nın 2008 verilerine göre OECD ülkeleri ortalamasının (8,477 Kwh) hala çok altındadır.

Türkiye'nin elektrik talebi oldukça hızlı artmaktadır. Son 25 yılda yıllık ortalama büyüme hızı yaklaşık %7 olarak gerçekleşmiştir. Son yıllarda elektrik üretiminin artış hızı elektrik talebinin artış hızının gerisinde kalmıştır. Bu nedenle 1997'den buyana Türkiye önemli bir elektrik ithalatçısı haline gelmiştir (Ünler, 2008). Türkiye'nin 2008 yılı itibariyle toplam elektrik ithalatı 789.37 Gwh olarak gerçekleşmiştir. Türkiye başta Türkmenistan olmak üzere, Bulgaristan, Gürcistan, Azerbaycan ve Yunanistan (2008 yılından itibaren)'dan elektrik ithal etmektedir. Ancak 2004 yılından itibaren Türkiye'nin elektrik ihracatı, ithalat miktarının

üzerinde gerçekleşmiştir (Bkz.Şekil 1.8). İhracat yapılan başlıca ülkeler Irak, Suriye, Gürcistan ve Yunanistan olup, 2008 yılı toplam ihracat 1.122,2 Gwh olarak gerçekleşmiştir.



Kaynak: TEİAŞ, 2009 verilerinden hazırlanmıştır.

Şekil 1.8: Türkiye Elektrik İthalat ve İhracatının Gelişimi, 1992-2008

Elektrik endüstri, ulaşım ve diğer sektörler tarafından tüketilmektedir. Diğer sektörler ise tarım, ticaret, kamu hizmetleri ve hanehalklarından oluşmaktadır. Endüstriyel olmayan elektrik tüketiminin büyük bölümünü hanehalkı elektrik tüketimi oluşturmaktadır. Son 10-20 yıl içerisinde elektrik tüketimi içerisinde kompozisyona bakılacak olursa, endüstriyel tüketimden endüstriyel olmayan tüketime doğru bir değişme söz konusudur. ETKB, 2009-2018 dönemi için Üretim Kapasite Projeksiyon Çalışması kapsamında, 2008 yılı sonlarında yaşanmaya başlayan krizin elektrik enerjisi talebi üzerinde daraltıcı etkisi dikkate alarak talep serilerini revize etmiştir (TEİAŞ, 2009(b)). Türkiye’de talep projeksiyonları ETKB tarafından “Model for Analysis of Energy Demand-MAED” modeli ile yapılmaktadır. MAED, uzun dönemli genel enerji ve bu talep içerisinde elektrik enerjisi talebini ortaya koymaktadır. ETKB’nın “Yüksek Talep” tahminine göre 2018’de elektrik talebi 357202 Gwh’a, “Düşük Talep” tahminine göre ise 335815 Gwh’a ulaşacaktır (İTU, 2007; TEİAŞ, 2009(b)).

Enerji sektöründe düzenlemelerin sürdürülebilirliği açısından doğru ve güvenilir verilerin sağlanması ve uygun modelleme teknikleri ile geleceğe yönelik rasyonel projeksiyonların yapılması büyük önem taşımaktadır (İTU, 2007). Türkiye’de elektrik talebi MAED sektör

modeli ile tahmin edilmektedir. Bu modelin sistematik olarak güvenilir sonuçlar vermediği yönünde eleştiriler mevcut olup, elektrik talebinin modellenmesinde farklı model yaklaşımlarına ihtiyaç olduğu ifade edilmektedir. Arz güvenliğinin sağlanması elektrik piyasası reformunun amaçları arasında yer almaktadır. Elektrik enerjisine olan talep artan oranda arttığından, elektrik arzının ise büyük yatırımlar gerektirmesi nedeniyle talebe göre daha yavaş kapasitenin artması, hem girdi hem de nihai mal olan elektriğin talep projeksiyonlarının önemini daha da artırmaktadır. Bu konuya ilişkin daha detaylı açıklamalara Bölüm 3’de yer verilmiştir.

İKİNCİ BÖLÜM

ELEKTRİK ARZ ENDÜSTRİSİNİN YENİDEN YAPILANMASI VE TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASI REFORMU

2.1. Elektrik Arz Endüstrisinin Yeniden Yapılandırılması

Son yirmi yılda, dikey entegre, kamu mülkiyeti altındaki ya da regüle edilen monopoller şeklindeki Elektrik Arz Endüstrisinin (EAE) yapısı hem gelişmiş hem de gelişmekte olan ülkelerde köklü değişim geçirmektedir. Bu değişimde, diğer sektörlerde de etkili olan dünya genelindeki serbestleşme, yeniden yapılanma ve özelleştirme eğilimleri etkili olmuştur (Politt, 1997, s.2). Yeniden yapılanma ve serbestleşme elektrik şirketlerinin yapısının ve organizasyonunun dönüşümünü içermektedir. Geleneksel olarak, tek bir elektrik şirketi dikey entegre yapıda olup, kendi hizmet bölgesinde tek tedarikçi olarak bölgesindeki tüm tüketicilere elektrik arz etme yükümlülüğü vardır (Rotwell ve Gomez, 2003, s.2). EAE için 1990'lara kadar doğal monopol özelliklerinin yanı sıra işlem maliyetleri nedeniyle dikey entegre bir monopol yapı öngörülmüştü. Düşük maliyete olanak sağlayan işlem maliyetlerinin eliminasyonunun yanı sıra özellikle üretim aşamasındaki ölçek ekonomileri doğal monopol olmasını gerektiriyordu. Ancak CCGT¹⁷ ile artık üretim aşamasının doğal monopol olması zorunluluğu ortadan kalkmış ve tesislerin küçülmesine olanak sağlanmıştır (Hunt, 2002, s.22).

Yeniden yapılandırma ve serbestleşme, dikey entegre kamu teşebbüslerinin üretim, nakil ve dağıtım aşamalarının yasal ve fonksiyonel olarak bölünmesini gerektirmektedir. Toptan satış elektrik piyasaları ile çeşitli üretim şirketleri, elektriklerini merkezileştirilmiş bir havuzda ve/veya alıcılarla ikili anlaşmalar vasıtasıyla rekabet halinde olacakları şekilde organize edilmişlerdir. Perakende satış, tüketicilerin farklı satıcılar arasında seçim yapabilmeleri ya da doğrudan toptan satış piyasasından satın almaları şeklinde tamamlanmaktadır. Nakil ve dağıtım ise hala doğal monopoller olarak kabul edilmektedir ve regüle edilmesi gerekmektedir. Etkin rekabetin tesis edilmesi için tüm piyasa katılımcıların nakil hatlarına ayrımcı olmayan şekilde erişimlerinin sağlanması gereklidir (Rotwell ve

¹⁷ CCGT, %60'a yakın teknik etkinlik, güç tesisi inşası için kısa dönem (2 yıldan az) ve düşük yatırım maliyetleri (500 ABD Doları/kw) gibi olanaklar sunduğu için, düşük doğal gaz fiyatları ve yeni doğal gaz ulaşım şebekeleri ile birlikte düşünüldüğünde, üretim aşamasında en çok tercih edilen teknoloji olmuştur (Rotwell ve Gomez, 2003, s.3).

Gomez, 2003, s.2). Dikey entegre elektrik arz endüstrisi yapısında elektriğin üretimi, iletimi, dağıtımını ve tüketici hizmetleri arasındaki koordinasyon maliyetleri minimize edilirken, elektrik piyasası reformlarında mümkün olan aşamalarda rekabetin sisteme dahil edilmesi (yani üretim ve tedarikte), toptan satış ve perakende satış piyasalarında ise rekabetin artırılmasının yanı sıra tüketicinin çıkarlarını korumak için ekonomik regülasyonun sağlanması esastır (Bacon ve Besat-Jones, 2001, s.5). Yeniden yapılanma ve serbestleştirmeye dayalı ayrıştırma politikası ile üretim ve dağıtım arasındaki bir takım koordinasyon (kapsam) ekonomilerinden vazgeçilmektedir. EAE'nin reform çalışmaları rekabetten elde edilecek kazançların bu kayıplardan daha fazla olacağı görüşünü benimsemektedir (Kwoka, 2006).

Elektrik sektörünün serbestleştirilmesinin altında yatan temel motivasyon, endüstrinin zayıf performansının iyileştirilmesidir. Yeniden yapılanma ve serbestleştirme kapsamında ilk önemli adım Şili'de atılmıştır. Şili devlet mülkiyetindeki elektrik şirketini 1978 yılından itibaren yeniden yapılandırmaya başlamış, 1980'lerin ikinci yarısında da özelleştirme gerçekleşmiştir. Ancak en radikal serbestleşme İngiltere'de başlamıştır, serbestleşme kısmen 1983 öncesinde piyasada yer alırken, 1989'da endüstri yeniden yapılandırılmıştır (Pollitt, 1997, s.2). Şili, marjinal fiyatlara dayanan rekabetçi elektrik sektörü ile Latin Amerika'da diğer ülkelere öncülük etmiştir. Arjantin 1992 yılında etkin çalışmayan kamu mülkiyetindeki elektrik sektörünü özelleştirmiş, sektörü üretim, nakil ve dağıtım şirketlerine ayırmıştır ve rekabetçi bir üretim piyasası sunmuştur. Bu deneyimler bölgedeki Bolivya, Peru, Kolombiya, Guatamala, El Salvador, Panama ve sınırlı olarak Brezilya ve Meksika tarafından takip edilmiştir. Avrupa'da ise İngiltere ve Galler'in deneyimleri diğer ülkeleri motive etmiştir, İskoçya ve Kuzey İrlanda sektör reformlarını başlatmışlar, İskandinav ülkeleri ise Norveç'i izleyerek tedrici bir şekilde Nordik Toptan Satış Elektrik Piyasasını oluşturmuşlardır. Avrupa Birliği'nde 1996'da Avrupa Parlamentosu ve Konseyi AB Elektrik Piyasası Direktifini 96/92/EC'yi benimsemiş ve ulusal elektrik piyasalarının açılışına ilişkin hedefler setini ve 15 üye devlette nakil erişimleri için kuralları düzenlemiştir. İspanya 1998 yılında Hollanda 1999 yılında rekabetçi elektrik üretim piyasalarını oluşturmuşlardır. Üyelerin geri kalanı yeni ve farklı düzenlemeler benimsemektedirler. Yeni Zelanda, Avustralya ve Kanada'nın bazı eyaletleri (Alberta ve Ontario), etkinliğin artırılması ve fiyatların azaltılmasının bir yolu olarak elektrik endüstrisinin deregülasyonu çalışmalarını başlatmışlardır. ABD'nin yarıdan fazla eyaletinde de yeniden yapılanmanın yasal çalışmaları tamamlanmıştır. Fakat 2000 ve 2001 yıllarındaki California elektrik krizleri ABD'de elektrik sektörünün regülasyon çalışmalarını yavaşlatmıştır (Rothwell ve Gomez, 2003, s.1).

2.1.1. Yeniden Yapılanmanın Nedenleri

Dünya genelinde 1990'lı yıllardan bu yana çok sayıda gelişmiş ve gelişmekte olan ülkede elektrik sektörü deregüle edilmiş ve özel sektöre açılmıştır. Bu reformlar genelde merkezileşmiş kamu mülkiyetindeki sahipliğin ayrıştırılarak özel mülkiyete devredilmesi paradigması altında yapılmıştır. Bu reform eğilimi, birincil olarak geleneksel organizasyon yapılarının performanslarından tatminsizlik, etkinliği artırma isteği ve kamunun mali yük nedeniyle sektörden geri çekilme arzusunun yansıtmaktadır (Jamassb vd., 2005, s.1; Pollitt, 1997, s.4). Üretim ve nakil sistemlerinin bütünleştirilmesi argümanı, yeni teknolojilerin ortaya çıkması ile (CCGT; Combined Cycle Gas Tribunes) önemini yitirmiştir. Bu teknolojik gelişmeler ile ölçek ekonomilerinin önemi azalmış, bilgi teknolojileri ve iletişim sistemleri elektrik akımının kontrol ve işlenmesinde etkinlik artmıştır (Rothwell ve Gomez, 2003, s.3; Jamassb vd., 2005, s.2).

Elektrik üretim, iletim ve dağıtım aşamalarının yeniden yapılandırılmasına dayanan reformun arkasındaki etmenler gelişmiş ve gelişmekte olan ülkeler arasında farklılık göstermektedir. Örneğin İngiltere'de kamu mülkiyetindeki teşebbüslerin özelleştirilmesi Thatcher hükümetinin ideolojik tercihinin dayanağıdır. İngiltere'de özellikle kömür sübvansiyon maliyetlerinin azaltılması istenirken, ABD'de yüksek elektrik fiyatı ise özelleştirmede önemli bir faktör olmuştur (Hogan, 2001, s.2; Jamassb vd., 2005, s.6). Gelişmiş ülkelerde temel amaç teknik olarak güvenli sistemlerin ekonomik ve finansal performanslarını iyileştirmek olmuştur.

Gelişmekte olan ülkelerde elektrik sektörü reformunu teşvik eden motivasyonlar literatürde yoğun bir şekilde ele alınmıştır. Gelişmekte olan ülkelerde elektrik sektörü reformunun arkasındaki güçler (motivler) iki grupta ele alınmaktadır: "İtici-push" faktörler ve "Çezbedici-pull" faktörler olarak sınıflandırılmaktadır (Jamassb vd., 2005). İtici faktörler şu şekilde sıralanabilir (Bacon ve Besant-Jones, 2001:1; Zhang vd., 2006, s.161): i) Devlet mülkiyetindeki elektrik sektörünün zayıf performansı ve yüksek maliyetler, ii) Elektrik hizmetlerinin yetersiz gelişimi ve güvenilir olmayan arz, iii) Kamunun ekonominin diğer sektörlerinden kaynaklanan artan güç talebini karşılayacak gerekli yatırımları ve maliyetleri karşılayamaması, iv) Kamunun ihtiyaç duyulan diğer alanlarda yatırım yapabilmesi için elektrik sektörüne sağladığı sübvansiyonlardan vazgeçmesi, v) Hükümetin aktif satışları ile gelirlerini artırmak istemesi, vi) Üretim teknolojisindeki hızlı gelişmelerin hem elektrik üretimi hem de dağıtım aşamalarını kapsayan yeni endüstriyel yapılanmaya olanak sağlaması.

Çekici faktörler ise şunlardır (Zhang vd., 2006, s.161): i) Öncü Şili, İngiltere- Galler ve Norveç'teki 1980-1990'lardaki reformların ispatlanmış pozitif etkileri, ii) Dünya Bankası (WB) ve Uluslararası Para Fonu (IMF) gibi uluslararası finansal organizasyon ve borç ajanslarının “kurumsal reformlar” için borç olanakları sunması, iii) Rekabetin maliyet ve fiyatları düşürücü etkileri sayesinde sosyal refahı iyileştirme olanakları (Rothwell ve Gomez, 2003, s.2). Reformların gerçekleşmesinde itici ve çekici faktörlerin farklı kombinasyonlarının etkili olduğu söylenebilir.

2.1.2 Yeniden Yapılandırmanın Unsurları

Reformlardaki önemli farklılıklara rağmen genellikle elektrik sektörü reformu şu unsurlardan oluşmaktadır (Jamasp, 2005, s.7):

1) *Devlet mülkiyetindeki hizmetlerin şirketleştirilmesi*: Uzun vadeli sürdürülebilirlik için elektrik şirketlerinin ticari prensiplere göre faaliyetini yürütmesi gerekmektedir (Bacon ve Besant-Jones, 2001, s.6).

2) *Elektrik reform yasasının çıkarılması*,

3) *Dikey entegre şirketlerin üretim, nakil, dağıtım aşamalarının yatay ve dikey ayrıştırılması (unbundling)*: Rekabetin sisteme girebilmesi için elektrik arz endüstrisinin yeniden yapılandırılması gerekmektedir. Bu durum, yükümlü elektrik şirketinin ayrıştırılmasını, yani çok sayıda üretim birimi haline getirilmesini, dağıtım şirketlerinin ayrıştırarak, toptan satış piyasasında rekabet eden firmalar olmasını öngörmektedir (Bacon ve Besant-Jones, 2001, s.6). Üretim ve nakil faaliyetlerinin etkin olarak ayrıştırılması, toptan satış elektrik piyasasında rekabetin oluşması için hayati öneme sahiptir. Çünkü bu yükümlü üreticilerin anti rekabetçi davranışlarını önlemeye yardımcı olur ve ayrımcı olmayan koşullarda şebekeye erişimlere olanak sağlar. Ayrıştırma fonksiyonel, muhasebe, yasal ya da sahiplik ayrıştırması şeklinde olabilir (Jamasp ve Pollitt, 2005, s.2).

4) *Üçüncü tarafların şebekeye erişimlerinin sağlanması*: Dağıtım şirketleri, daha önceden dikey entegre firmalar olarak, kendi perakendecilerine sisteme yeni giriş yapmış olanlara göre ayrımcı yaklaşabilir. Regülatörün bu ayrımcı davranışlardan kaçınılması için, açık kurallar getirerek yeni firmaların piyasaya girişini teşvik etmesi gerekmektedir (Rothwell ve Gomez, 2003, s.5). Rekabetçi ve tekel aşamalarının entegre olduğu elektrik arz

endüstrisinde, regülatörün nakil ve dağıtım şebekelerine üreticiler ve tedarikçiler için ayrımcı olmayan erişimi sağlaması gerekmektedir. Regüle edilen üçüncü taraf (third-party) erişimi en etkin ve yaygın şekilde kullanılan şebeke girişi olduğu genel kabul görmektedir (Jamasp ve Pollitt, 2005, s.2).

5) **Düzenleyici reform yani doğal monopol şebeke aktivitelerinde teşvik edici regülasyonun benimsenmesi:** Hükümetin elektrik üretici ve tüketicilerini kendi etkisinden bağımsız şeffaf bir elektrik piyasasında piyasa regülasyonu geliştirmesi ve toptan satış piyasasında pazar hakimiyetinin kötüye kullanılmasını önlenmesi üzerine odaklanması gerekmektedir (Bacon ve Besant-Jones, 2001, s.6). Üretim aşamasında rekabetin kısa dönemde sağlanması ve uzun dönemde yeni girişlerin teşvik edilmesi için mevcut piyasalarda yüksek yoğunlaşmanın önlenmesi gerekmektedir. İngiltere ve Galler’de yüksek konsantrasyon ve pazar hakimiyeti problemleri ile karşılaşmıştır. Bu nedenle elektrik fiyatlarının piyasadaki firma sayısı ve piyasanın “yüksek konsantrasyonu” ile yakından ilişkili olduğu ifade edilmektedir (Jamasp ve Pollitt, 2005, s.2).

6) **Bağımsız bir regülatörün kurulması:** Bir devlet kurumunun sektörü doğrudan regüle etmesi yerine, “bağımsız” ya da “yarı bağımsız” düzenleyici yapıların oluşturulmasıdır (Zhang vd., 2006, s.161).

7) **Rekabetçi bir toptan satış üretim piyasasının tesisi:** Toptan satış elektrik piyasaları, çeşitli üretim şirketlerinin elektriklerini merkezi bir havuzda ve/veya alıcılarla ikili anlaşmalar vasıtasıyla rekabet halinde olacakları şekilde organize edilmektedir (Rothwell ve Gomez, 2003, s.5).

8) **Perakende arz piyasasının serbestleştirilmesi:** Perakende satış , tüketicileri farklı satıcılar arasında seçim yapabilecekleri ya da doğrudan toptan satış piyasasından satın alacakları şeklinde dizayn edilmektedir (Rothwell ve Gomez, 2003, s.5).

9) **Elektrik aktiflerinin özelleştirilmesi:** Ayrıştırılmış elektrik üretici ve dağıtım şirketlerinin özelleştirilmesi bir diğer koşuldur. Çünkü ortak sahiplik altındaki teşebbüsler arasında rekabetin geliştirilmesi olası değildir. Gelişmekte olan ülkelerde özel yatırımcıların finansal kaynak, teknik ve yönetsel uzmanlık getirerek kamu mülkiyetindeki düşük elektrik standardını iyileştirmesi beklenmektedir (Bacon ve Besant-Jones, 2001, s.6).

10) *Tüketicinin korunması, enerji sübvansiyonlarının tahsisi ve yükümlenilen maliyetlere(stranded costs) ilişkin kuralların tanımlanması.*

Yükümlenilen maliyetler, eski piyasa modelinden yeni piyasa yapısına geçildiğinde ortaya çıkan, eski ve etkinsiz üreticilerin yüksek işletim maliyetleri, yüksek fiyatlardan yapılan elektrik satın alma maliyetleri, üretim sübvansiyonlarının kaldırılması ve aşırı personel çalışmasını kapsayan ve ekonomik olarak geri kazanılamayan maliyetlerdir. Yükümlenilen maliyetler yeni yatırımcılar için belirsizlik yaratmakta ve rekabetin tesis edilmesine engel teşkil edebilmektedir (Atiyas ve Dutz, 2003, s.13). Yükümlenilen maliyetlerin elektrik piyasasının yeniden yapılandırılmasında oldukça önemli bir unsur olduğu California elektrik piyasasında yaşanan krizle daha iyi anlaşılmıştır. Yükümlenilen maliyetlerin geri kazanılması için elektrik tarifeleri bir önceki yılın (1996) fiyatlarının %10 altında belirlenmiş ve dondurulmuştur. Bu fiyatların üzerine rekabete geçişi kapsayan bir ücret daha eklenmiştir. Yükümlenilen maliyetler geri kazanıldığı zaman, regüle edilen tarifeler kaldırıldığında tüketiciler yüksek piyasa fiyatları ile karşılaşmışlardır (Rotwell ve Gomez, 2003, s.6).

Elektrik piyasasının serbestleştirilmesi için yukarıda sayılan birbiri ile ilişkili birden fazla aşamanın tamamlanması gerekmektedir. Bu aşamalar aşağıda Tablo 2.1’de özetlenmiştir:

Tablo 2.1: Elektrik Reformunun Temel Aşamaları

Yeniden Yapılanma	- Üretim, nakil, dağıtım ve arz faaliyetlerinin dikey ayrıştırılması
	-Üretim ve tedarik faaliyetlerinin yatay olarak bölünmesi
Rekabet ve Piyasalar	-Toptan satış piyasası ve perakende satışta rekabet
	-Üretim ve tedarik aşamasına yeni girişlerin sağlanması
Regülasyon	-Bağımsız bir regülatörün kurulması
	-Üçüncü tarafların (Third party) şebeke erişimleri koşulunun yerine getirilmesi
	-Nakil ve dağıtım aşamalarında teşvik edici regülasyon
Sahiplik (mülkiyet)	-Yeni özel şirketlerin piyasada yer almasına olanak sağlanması
	-Kamu mülkiyetindeki faaliyetlerin özelleştirilmesi

Kaynak: Jamasb ve Pollitt, 2005, s.2.

Özel ve kamu mülkiyetininin yer aldığı elektrik sektöründe yeniden yapılanma modeline göre rekabetin derecesi değişmektedir. Endüstrideki tüm fonksiyonların bir şirket bünyesinde toplandığı ve regüle edilen dikey entegre şirket modeli 100 yıl boyunca uygulanmış ve hala

bazı bölgelerde uygulanmaktadır. Rekabetçi elektrik piyasası modelleri ise 3 başlık altında ele alınabilir; Tek Alıcı Modeli (Single Buyer), Toptan Satış Rekabeti Modeli (Wholesale Competition Model) ve Perakende Satış Rekabeti (Retail Competition Model) (Hunt, 2002, s.42; Zhang vd., 2006, s.161).

2.2. Yeniden Yapılandırmada Rekabetçi Piyasa Modelleri

Elektrik sektöründeki rekabetçi piyasa modellerinin ilk basamağı literatürde “Dikey bütünleşik teknelci model” olarak yer almaktadır. Ancak, bu model zaten elektrik arz endüstrisinin geleneksel yapısı kapsamında çalışmada açıklandığından bu kısımda ayrıca bir rekabet modeli olarak ele alınmayacaktır. Dikey bütünleşik teknelci model, elektrik enerjisi sektörünün herhangi bir alanında rekabetin yaşanmadığı ve tüketicilere seçim hakkının verilmediği bir modeldir. Bu yapısal modelde, üretim-iletim ve dağıtım faaliyetlerinin mülkiyeti ve işletilmesi bir bütün olarak tek bir kuruma ve genelde devlete ait bir kamu kurumuna aittir (Oral vd., 2006, s.103; Hunt, 2002).

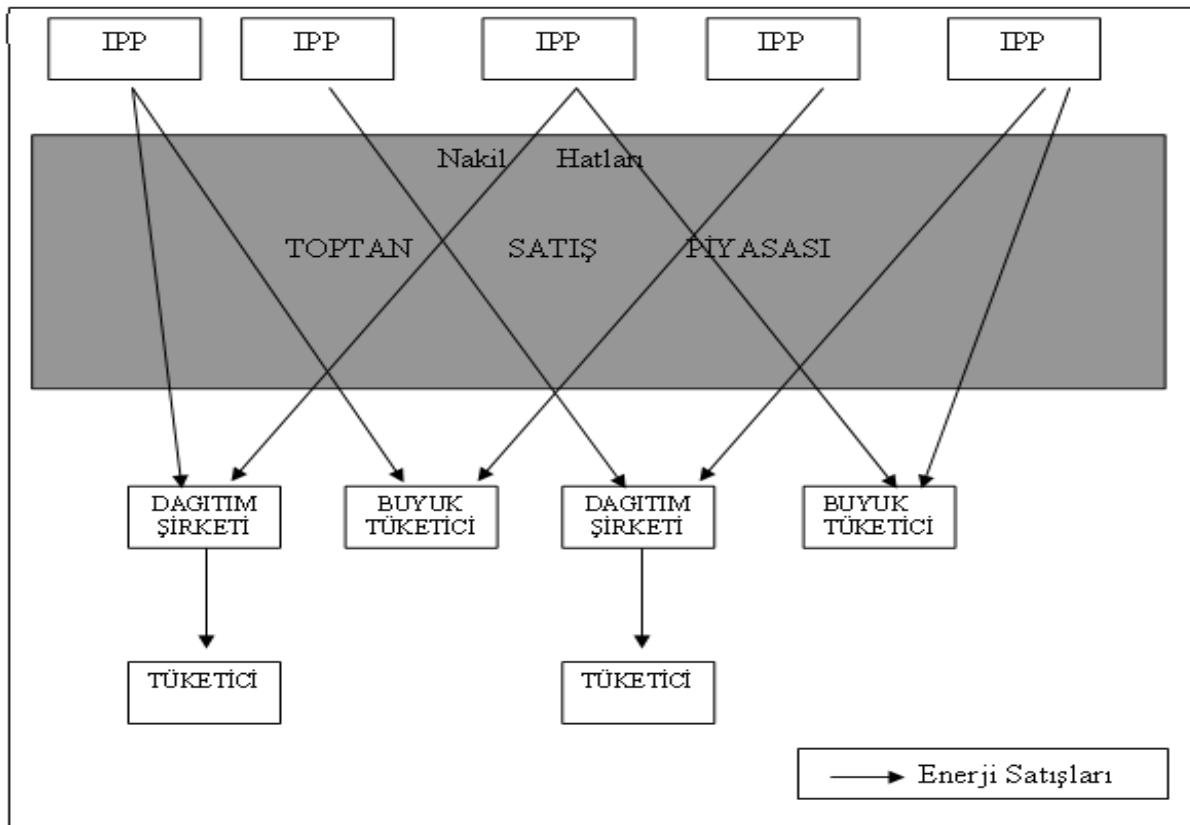
2.2.1. Tek Alıcı Modeli

Tek alıcı modeli sektörün ayrıştırılmasının (unbundling) ilk aşamasıdır, bu nedenle serbestleştirmeye doğru ilk adım olarak özellikle Asya ülkelerinde özel sektör yatırımlarını teşvik etmek için kullanılmıştır (Haris, 2006, s.165; Hunt, 2002, s.42). Tek alıcı modelinde sadece mevcut bütünleştirilmiş teknelin herhangi bir bölgede rekabet halindeki elektrik üreticilerinden elektrik satın almasına izin verilir. Tüm üreticiler tek bir alıcıya bağımlıdır ve doğrudan tüketicilere ya da tedarik şirketlerine satamazlar. Buradaki tek alıcı, tek tedarikçi ya da dikey entegre bölgesel dağıtımçı/tedarikçi firma olabilir (Hunt, 2002, s.41). Modelde, tek alıcı firma üretici firmayı seçtiği için, üreticiler arasındaki rekabet teşvik edilmektedir (Zhang vd., 2006, s.161).

Bu modelde bağımsız güç üreticilerinin (Independent Power Producers, IPPs) tek alıcı kamu firmasına sattıkları elektriğin fiyatı regüle edilmektedir. Tek alıcı modeli rekabetin sınırlı olduğu bir modeldir. Uzun dönem sözleşmelere dayanan piyasa yapısı, piyasa riski, teknoloji riskini ve kredi risklerini tüketiciye yansıtmaktadır. Çünkü IPP sözleşmeleri, piyasa fiyatından ve söz konusu bu risklerden IPPs’i korumaktadır (Hunt, 2002, s.42).

2.2.2. Toptan Satış Rekabeti Modeli

Dağıtım şirketlerinin elektriği doğrudan üreticilerden almalarına izin veren, dağıtım şirketlerinin üreticiyi seçme imkanının olduğu, üreticilerin bu elektriği serbest giriş düzenlemeleri altında nakil sistemi üzerinden (lokal şebekler üzerinden) kendi tüketicilerine iletebildikleri bir modeldir. Tüm bu düzenlemeler perakende satış piyasasından ziyade, toptan satış piyasasına rekabeti getirmektedir (Bacon ve Besant-Jones, 2001, s.6). Toptan satış rekabet modeli, kazançların büyük bölümünün yer aldığı üretim aşamasında rekabeti tesis etmektedir. Düşük maliyet ve fiyatları teşvik edecek birçok alıcı piyasada yer aldığı için tamamen rekabetçi bir üretim sektörüne sahiptir. Dağıtım şirketleri ve büyük şirketler toptan satış piyasasında rekabetçi bir şekilde elektrik satın almaktadır. Büyük tüketiciler de, piyasada oluşan spot fiyattan farklı bir fiyat ödememektedir (Hunt, 2002, s.46-47).



Kaynak: Hunt, 2002, s.45.

Şekil 2.1: Toptan Satış Rekabeti Piyasa Modeli

Şekil 2.1'de görüldüğü üzere, dağıtım ya da perakende şirketler, elektriği doğrudan bir üreticiden (IPP'ler) satın alır ve bunu bir nakil şebekesi üzerinden iletirler. Nakil hatlarına

serbest erişimi söz konusudur. Daha fazla alıcının olması piyasayı daha rekabetçi ve daha dinamik hale getirmektedir. Dağıtım şirketleri küçük tüketicilerle kontratlar yaparak elektrik tedarik ederler. Büyük tüketiciler toptan satış piyasasında aynı zamanda alıcıdırlar, fakat küçük tüketiciler değildirler. Fakat dağıtım/perakende şirketleri hala nihai tüketiciler üzerinde tekel gücüne sahiptirler (Hunt ve Shuttleworth, 1996).

Toptan satış rekabeti modelinde üreticiler arasında rekabet ve yeni üreticilerin piyasaya girişi teşvik edilir. Böylece, genellikle toptan satış elektrik piyasasının, rekabetin toptan satış elektrik fiyatını düşürmesi yoluyla, perakende satış fiyatlarını azaltması beklenmektedir (Nagayama, 2007, s.3454). Toptan satış piyasasında büyük üreticilerin pazar hakimiyetlerini kullanarak fiyatları yükseltmeleri gibi problemlerle karşılaşmıştır. Bu durum İngiltere toptan satış piyasasında 1997-2000 dönemlerinde yoğun olarak gözlenmiştir (Sweeting, 2004, s.2). Üreticilerin nakil hatlarına girebilmek için yani şebekeye dahil olabilmek için ticaret anlaşmaları yapmaları gerekmektedir. Bu nedenle toptan satış rekabeti modelinin işlem maliyetini piyasa ve şebeke sözleşmeleri nedeniyle arttırdığı tartışılmaktadır (Hunt ve Shuttleworth, 1996, s.22).

2.2.3. Perakende Satış Modeli

Üreticiler ve tedarikçiler arasında rekabetin teşvik edilmesi daha çok perakende piyasada seçim hakkının varlığı ile sağlanmaktadır (Nagayama, 2007, s.3454). Tüm üreticilerin kendi tedarikçilerini seçmesine izin verilen, tedarikçilerin nakil ve dağıtım sistemlerine serbest erişimlerini sağlayan tam perakende rekabeti ifade eden model perakende satış rekabetidir (Bacon ve Besant-Jones, 2001, s.6). Bu model, çok sayıda perakende firmanın rekabet etmesini sağlayarak (sadece dağıtım firması değil), üreticiler üzerinde daha rekabetçi fiyatlar için baskı yaparak toptan satış rekabetinden sağlanan faydaları ve rekabeti artırmaktadır. Özellikle hanehalkı fiyatlarına oranla endüstriyel elektrik fiyatlarında önemli düşüşler sağlamaktadır (Nagayama, 2007). Nakil ve dağıtım hatlarına serbest erişim söz konusudur, dağıtım perakende faaliyetten ayrılır bu nedenle perakende aşama rekabetçidir. Tüm tüketicilerin kendi tedarikçilerini seçme hakkına sahip olmaları nedeniyle ABD’de bu model “tüketici tercihi” adı ile bilinmektedir. İngiltere, Yeni Zelanda, Arjantin, Norveç, İspanya, Avustralya ve ABD’nin birçok eyaletinde bu model uygulanmaktadır (Hunt, 2002, s.58).

Tablo 2.2: Elektrik Sektörünün Yeniden Yapılanmasında Rekabet Modelleri

Elektrik Endüstrisi Yapısı	<i>Tek Alıcı</i>	<i>Toptan Satış Rekabeti</i>	<i>Perakende Satış Rekabeti</i>
Tanım	Üreticiler Arasında Rekabet		
	-Tek alıcı vasıtasıyla	-Artı dağıtım şirketleri için seçim	-Artı tüketiciler için seçim
Rekabet eden üreticiler var mı?	Evet	Evet	Evet
Perakende satış firmaları seçim yapıyorlar mı?	Hayır	Evet	Evet
Nihai tüketiciler seçim yapıyorlar mı?	Hayır	Hayır	Evet

Kaynak: Hunt ve Shuttleworth, 1996, s.21.

Perakende satış rekabeti, genel olarak elektrik arz endüstrisindeki serbestleşmenin yaratacağı faydaların tüketicilere yansımalarının önemli bir aracı olarak kabul edilmektedir. Perakende satış rekabetinden beklenen, ürün çeşitliliğini artırması, bu arada da risk alabilecek tüketicilere yönelik olarak daha az koruma içermesine karşılık daha düşük ortalama maliyetli tarife paketlerinin ortaya çıkmasıdır. Burada beklenen, bu tür tüketicilerin özellikle puant talep (zirve talep) zamanlarında tüketimini azaltmaya gönüllü olması, böylece toplam elektrik maliyetinden tasarruf sağlanmasıdır (Atiyas, 2006, s.72).

Perakende satış rekabeti modeli, yeni toptan satış ticaret anlaşmaları ve rekabetçi toptan satış piyasaları gerektirmesinin yanı sıra, ilave bir takım unsurlara ihtiyaç duymaktadır; dengeleme süreci, ölçüm, okuma, faturalama vb. işler. Toptan satış rekabet modeline göre daha karmaşık ticaret anlaşmaları ve ölçme işlemi gerektirmesi işlem maliyetlerini büyük oranda arttırmaktadır. Küçük tüketiciler için maliyetler elde edilen faydayı aşabilmekte ve küçük tüketicinin tek noktada elektrik alış-veriş imkanı kaybolmaktadır. Bunun yanı sıra yerel dağıtım firması aynı zamanda perakendeci değil ise, kalitesiz hizmet için sorumlu kişi ya da kurumun belirlenmesi zor olabilmektedir (Hunt ve Shuttleworth, 1996, s.21). Elektrik arz endüstrisinde rekabetin büyük bölümünün toptan satış modelinde ortaya çıktığı ve daha fazla sayıda tüketicinin yeni dengeleme sistemine dahil edilmesinin ayrıca yarattığı ilave işlem maliyetleri bu modele yapılan eleştiriler arasında yer almaktadır (Hunt, 2002, s.59).

2.3. Elektrik Arz Endüstrisi Reformunun Etkileri

Elektrik piyasasında serbestleşme ve yeniden yapılanmayı kapsayan reform önlemleri piyasa yapısını değiştirmektedir. Bu değişimin doğrudan piyasa aktörlerinin davranışları üzerinde ve sonuçta sektör performansı üzerinde etkileri söz konusudur (Jamasp vd., 2005, s.11). Elektrik sektörü reformu genellikle elektrik piyasasında “özelleştirme”, “rekabet” ve “regülasyonun” bileşimini gerektirmektedir (Zhang vd., 2006).

Özelleştirmenin, başka bir ifadeyle sahipliğin değişiminin, mülkiyet haklarının tahsisini ve böylece yönetsel davranışları değiştirerek, mevcut sermaye stokunun daha iyi kullanımına ve daha yüksek işgücü verimliliğine yol açması beklenmektedir¹⁸. Kar motivisi, veri bir çıktının üretilmesi için gerekli olan girdilerin daha düşük maliyetli üretilmesi anlamında girdilerin etkin kullanılması için teşvik yaratmaktadır. Bu motiv, bürokrasi ve kamu mülkiyetinde yetersiz kalmaktadır. Özel sektör özellikle daha düşük talep seviyelerinde daha düşük maliyetli çözümler sunmakta ve inovasyonlar vasıtasıyla tüketiciye hizmet standartlarında maliyet iyileştirici mekanizmalar sağlamaktadır (Bacon ve Besant-Jones, 2001; Zhang vd., 2006). Politt (1995), uluslararası elektrik firmaları arasında özel sektör elektrik firmalarının üretimde kamu firmalarına göre %2-5 daha etkin olduklarını ortaya koymuştur. Kwoka (1996), kamu mülkiyetindeki elektrik şirketlerinin, özel sektör monopol elektrik firmaya göre %3 daha düşük elektrik fiyatı uyguladığını ancak rekabetçi elektrik firmalarının monopol firmaya göre %8 daha düşük fiyat uyguladıkları sonucuna ulaşmıştır.

Rekabet, ekonomi literatüründe hem tahsis (dışsal yani piyasa) hem de teknik etkinliği (içsel) sağlayan bir mekanizmadır. Rekabet üretim maliyetlerini azaltan ve faydalarını tüketiciye ve ekonomiye yansıtan bir özel katılım biçimidir (Jamasp ve Pollitt, 2005, s.2; Bacon ve Besant-Jones, 2001, s.2). Rekabetçi bir piyasada, fiyatlar ve karlar bir firmanın maliyetleri ve girdi kullanımının etkinliği hakkında bilgi sağlar ve böylece firmanın iç etkinliğini iyileştirmesi için teşvikler ortaya çıkar. Artan teknik etkinlik ortalama maliyetleri düşürür, bu fiyatların düşmesine neden olur ve böylece talep edilen elektrik miktarı artabilir. Sonuç olarak rekabetin hem arz edilen elektrik miktarı üzerinde (çalışan başına elektrik) hem de kapasite artışı üzerinde pozitif etkileri olacaktır (Zhang vd., 2006, s.164).

¹⁸ Serbestleştirme ve serbestleştirmenin son aşaması olarak özelleştirmenin neden daha yüksek üretkenliğe neden olduğuna ilişkin beş temel yaklaşım vardır. Bunlar i) Mülkiyet Hakları Teorileri, ii) Bürokrasi Teorileri, iii) Etki Teorileri, iv) Ekonomik regülasyon teorileri ve v) Taahhüt Teorileri (Bkz: Pollitt, 1997 ve Jamasp vd., 2005).

Regülasyon, elektrik uzun dönem batık yatırım maliyetleri olan bir faaliyettir. Bu nedenle efektif düzenleyici bir sistem, hem yatırımcıların hem de tüketicinin korunması açısından hayati bir öneme sahiptir. İyi tasarlanmış bir düzenleyici sistem, tüketicileri tekel gücünün kullanılmasından koruyarak etkin işletim ve yatırımı sağlayacak ve firmanın etkinliğini arttıracaktır. Regülasyonun bu fonksiyonları yerine getirebilmesi için bağımsız bir düzenleyici yapının tesis edilmesi zorunludur (Zhang vd., 2006, s.164). Regülasyon serbestleştirme ve özelleştirme faaliyetlerinde anahtar bir unsurdur. İyi dizayn edilmiş bir düzenleyici çerçeve tüketicileri monopol gücünün kötüye kullanımından ve yatırımcıları keyfi politika uygulamalarından koruyarak etkinlik ve yatırımcılar için teşvikler sağlamaktadır. Regülasyon bir taraftan üreticilerin gelirlerini makul seviyede tutmaktadır (aşırı karı engelleyerek), diğer taraftan açık kurallarla iş ve yatırım fırsatlarını daha iyi değerlendirme ortamı sunmaktadır (Bortolotti vd., 1998, s.15).

Regülasyon, daha önceden belirlenmiş açık kurallar yoluyla, gelecekte ortaya çıkacak düzenleyici müdahaleler hakkında belirsizliği azaltmaktadır. Düzenleyici risk, batık aktiflerin (stranded assets) ve uzun dönem sözleşmelerin önemli olduğu elektrik piyasasında yatırımcılar için önemlidir (Bortolotti vd, 1998, s.11-14). Elektrik arz endüstrisinin üretim ve dağıtımındaki regülasyonun üç alanda uygulanması gerekmektedir. Bunlar giriş koşulları, açık piyasa ve fiyatlardır. Şebeke erişimlerinin tüm üreticilere ve tüm bağımlı tüketicilere objektif ve ayrımcı olmayan koşullarda garanti edilmesi gerekmektedir (yani, regüle edilen Third Party Acces, rTPA)¹⁹. Elektrik piyasasında en azından üreticiler arasında rekabeti teşvik eden etkin regülasyonun bir diğer göstergesi “Havuz-pool”un varlığıdır. Havuz sistemi yasa ile sunulur ve regüle edilen toptan satış piyasasıdır (Bortolotti vd, 1998, s.11). Havuzda spot bir fiyatlandırma –reel zaman fiyatlandırması- ile arz ve talebi eşitleyen fiyatın oluşmasına imkan tanınmıştır (Hogan, 2001). Fiyat ise nakil ve dağıtım aşamasında yer almaktadır (tavan fiyat, Ramsey fiyatlandırması ve teşvik edici regülasyon) ve sistemin etkinliği açısından hayati öneme sahiptir.

Elektrik piyasasında yeniden yapılanma ve serbestleşmenin etkileri üzerine ampirik çalışmalar temel olarak ikiye ayrılmaktadır. Bunlar; performans etkilerini belirleyen ve verimlilik sonuçlarının neler olduğunu ele alan çalışmalardır. Bu bağlamda elektrik arz endüstrisindeki etkiler de bu iki başlık altında ele alınacaktır.

¹⁹ Şebekeye erişimin serbestleştirilmesi anlamına gelen TPA, regülasyon sonucu belirlenirken, müzakere edilen TPA’da (nTPA) üreticilere giriş garantisi verilmekte ancak erişim koşulları dağıtım firmaları ile yapılan anlaşmaya bağlı olmaktadır. Regüle edilen TPA Danimarka, Finlandiya, İsveç, İngiltere ve Galler, Hollanda’da kullanılırken, müzakere edilen TPA Avusturya, Portekiz ve Almanya’da uygulanmaktadır (Bortolotti vd., 1998, s.7).

2.3.1. Performans Etkileri

Elektrik piyasasında gerçekleştirilen reformun başarısı sektörün performansında iyileşme sağlanması ile mümkündür (Berg, 2000). Elektrik sektöründe serbestleşme ve yeniden yapılanmanın sağladığı performans göstergeleri temel olarak 3 başlık altında ele alınmaktadır: 1) Aşırı kapasite (reserve margin), 2) Nispi fiyatlar ve 3) Uzun dönem fiyatlar. Aşırı kapasite ile ilgili önemli bir gösterge “rezerv marj”dır. Elektrik üretme kapasitesinde tesadüfi olarak ortaya çıkabilecek ekipmanlardaki bozulmalar, elektrik hizmetinin devamlılığını ve sistemin güvenilirliği için tehlike oluşturur. Bunun yanı sıra yüksek saklama maliyetleri, elektrik arzında “atıl kapasite” yi elektrik hizmetinin süreklilik ve emniyetini sağlamanın tek pratik yöntemi haline getirmiştir (Gilbert ve Khan, 2006, s.10). Rezerv marj; kapasite-maksimum (peak) talep farkının, maksimum(peak) talebe oranlanması ile bulunmaktadır. Buradaki ekonomik problem, makul bir seviyede en uygun rezerv miktarının belirlemektir (Steiner, 2001). Buradaki optimizasyon hem elektrik sistemi hem de tüketici düzeyindeki kayıpları da kapsamaktadır. Optimal rezerv marjın % 15-20 arasında olması gerekmektedir. Performans açısından diğer bir gösterge, elektriğin nispi fiyatlarının incelenmesidir, yani çapraz sübvansiyonların derecesinin sorgulanmasıdır. Endüstri fiyat seviyesi/ hanehalkı elektrik fiyatı ve ticari elektrik fiyatı/hanehalkı elektrik fiyatının uzun dönemli seyri bu kapsamda önemlidir (Gilbert ve Khan, 2006, s.10). Aşırı sübvansiyon kaynakların genel tahsisi ve gelir dağılımını bozucu etkileri nedeniyle ekonomi genelinde refah kayıplarına neden olmaktadır (Bacon ve Besant-Jones, 2001). Prensip olarak, endüstriyel fiyatların ticari fiyatlardan, ticari fiyatların da hanehalkı fiyatlarından düşük olması beklenmektedir (Gilbert ve Khan, 2006).

Bortolotti vd. (1998), 1977-1997 döneminde 38 ülkenin 49 elektrik şirketine ait verileri inceleyen çalışmalarında, dikey entegre yapının firmanın satış sıklığını azalttığını, özelleştirmenin başarısı açısından regülasyonun oldukça önemli olduğu sonucuna ulaşmışlardır. Satılan elektrik miktarı ile düzenleyici uygulamalar arasında pozitif yönlü ilişki söz konusudur. Zhang vd. (2006), 36 gelişmekte olan ülkeye ait 1985-2003 dönemine ait verileri kullanarak yaptıkları ekonometrik çalışma ile özelleştirme, rekabet ve regülasyonunun ekonomik performans üzerindeki etkilerini araştırmışlardır. Çalışmada kullanılan performans göstergeleri; kişi başına elektrik tüketimi, kişi başına kurulu üretim kapasitesi, işgücü verimliliği ve kapasite kullanım oranıdır. Zhang vd. (2006), düzenleyici reform ya da özel yatırımın kendi başına elektrik üretimini artırmak için yeterli olmadığını ancak elektrik üretiminin özel sektörün katılımı ve düzenleyici reformla birlikte kişi başına elektrik üretimini artırdığını ortaya koymuşlardır. Rekabet ise kişi başına elektrik üretimini ve kişi

başına kurulu elektrik üretim kapasitesini pozitif etkilemektedir. Bunun yanı sıra daha rekabetçi yapıda özel katılımın kurulu kapasite üzerinde pozitif etkisi vardır. Çalışmada zayıf ve etkinsiz regülasyonun ekonomik büyüme üzerinde olumsuz etkileri olacağı sonucuna ulaşılmıştır.

Bacon ve Besant-Jones (2001); dört Güney Amerika elektrik dağıtım şirketinin özelleştirme sonrası (1998 sonrası) performans iyileştirmelerini incelemiş ve Peru, Arjantin ve Şili’de enerji satışlarının yılda 19-82 Jigawatt (önemli miktarda) arttığını, enerji kayıplarının %50-70 azaldığını, çalışan sayısının 9-63 kişi azaldığını, çalışan başına elektrik tüketiminin 37-215 arttığı bulgularına ulaşmıştır. Ayrıca reformun belirleyicileri üzerine hipotezler test edilmiş, ülke riskinin reform ile negatif yönde ilişkili olduğunu, düşük politik ve ekonomik riski olan ülkelerde reformların başarılı bir şekilde gerçekleştirilmesinin daha yüksek bir olasılık olduğu sonucuna ulaşılmıştır.

Steiner (2001), 19 OECD ülkesinin 1986-1996 dönemine ait verilerle (panel veri seti) yaptığı çalışmasında, düzenleyici çerçevenin, üretim ve nakilin ayrıştırılmasının, mülkiyet değişiminin (özel sahiplik), üçüncü tarafların erişiminin ve toptan satış havuzunun etkinlik ve fiyatlar üzerindeki etkileri faktör analizi yöntemi ile araştırmıştır. Fiyatlar ve etkinlik için regresyon eşitliği tanımlanmış, reform unsurlarının bu performans etkileri üzerindeki etkileri sorgulanmıştır. Endüstriyel elektrik fiyatı/hanehalkı elektrik fiyatı oranı üretim ve nakilin ayrıştırılması, TPA ve elektrik piyasasına serbest erişimle azaldığı belirlenmiştir. Üretim ve nakilin ayrıştırılmasının ve özel mülkiyetin ayrı ayrı elektrik üretiminde kapasite kullanım oranları üzerinde iyileştirici etkileri olduğu, üretim ve nakil ayrıştırmasının aynı zamanda rezerv marjları optimal seviyesine yaklaştırdığı sonucuna varılmıştır. Steiner (2001)’in çalışmasındaki bir diğer önemli bulgu ise, düzenleyici elektrik piyasası reformunun fiyatlar üzerindeki etkilerinin kritik olarak pazar hakimiyetinin kontrol edilmesine bağlı olduğu sonucudur. Jamasb vd.(2005) ve Jamasb vd.(2004)’ün yaptığı literatür çalışması sonucu, elektrik sektörünün performans göstergelerini Tablo 2.3’de görüldüğü şekilde sınıflandırmıştır.

Bagdadıoğlu (2010), 2004 yılı verilerini kullanarak Türkiye’de 21 elektrik dağıtım şirketine özendirici regülasyon sisteminin nasıl uygulanabileceğini VZA analizi ile araştırmıştır. VZA analizi için toplam harcamalar (TL), kesinti sayısı, kesinti süresi (saat) girdi olarak kullanılmıştır, çıktılar ise müşteri sayısı, dağıtılan elektrik (Mwh) ve şebeke uzunluğu olarak ele alınmıştır. Çalışmada 21 dağıtım şirketinin 13’ünün kötü performansları

nedeniyle cezalandırılmaları, 8'inin ise performanslarındaki iyileşme nedeniyle ödüllendirilmesi gerektiği sonucuna ulaşılmıştır.

Tablo 2.3 : Elektrik Piyasası Reformunun Performans Göstergeleri

	<i>Sektör Seviyesinde</i>	<i>Üretim</i>	<i>Dağıtım</i>	<i>Nakil</i>
Performans Göstergeleri*	* Özel yatırımlar (yerli ve yabancı) *Toptan satış fiyatı *Hanehalkı fiyatı *Endüstriyel fiyat *Hanehalkı/Endüstriyel fiyat oranı *Marjinal yakıt maliyetleri (petrol, gaz, kömür) *Sektör karlılığı	*Özel ve kamu yatırımları (yerli ve yabancı) i) Doğrudan sermaye yatırımı ii) Özelleştirme *Kapasite kullanım oranı *Rezerv Marj *İşgücü verimliliği *Emre amadelik faktörü (plant availability factor) *Karlılık	*Kamu ve özel yatırımlar (yerli ve yabancı) i) Özelleştirme ii) Şebeke iyileştirici genişleme *Karlılık *Gelir bakiyesi *Şebeke kayıpları (teknik ya da teknik olamayan) *Elektrifikasyon *Hizmet kalitesi (kesinti sayısı ve 100 tüketici başına kaybedilen dakika)	*Özel yatırımlar (yerli ve yabancı) *Toplam kamu yatırımları *Karlılık *Gelir bakiyesi

* Elektrik piyasası reformlarının elektrik arz endüstrisi üzerindeki pozitif etkilerinin genel ekonomi üzerindeki doğal sonucu, toplam özel ve kamu yatırımlarının ve uluslararası fon kurumlarının toplamda yatırımlarının artması olacaktır (Jamasp vd., 2005).

Kaynak: Jamasp vd., 2005, s.64; Jamasp vd., 2004, s.17.

Hattori ve Tsutsui (2004), Steiner (2001)'in araştırma yöntemini yine aynı ülkeler için, 19 OECD ülkesi için fakat 1987-1999 dönemi verileri ile panel sabit etki modeli ile tahmin etmiş ve sonuçlarını karşılaştırmıştır. Hattori ve Tsutsui (2001), toptan elektrik piyasasının endüstriyel fiyat seviyesini azaltıcı etkileri olduğunu bulmuştur. Üretim ve nakilin ayrıştırılması ile TPA'nın endüstriyel fiyatlar üzerindeki etkisi negatif ve önemsizdir (Stiner (2001) pozitif ve anlamlı bulmuştu). Özel mülkiyet ise endüstriyel elektrik fiyatlarını negatif yönde etkilemektedir (Steiner pozitif bulmuştu). Genişletilmiş perakende girişlerin endüstriyel elektrik fiyatını azaltırken, endüstriyel tüketiciler ve hanehalkı tüketicileri arasındaki fiyat farklılaştırmasını artırdığı bulunmuştur. Ayrıca, üretimin ayrıştırılmasının ve toptan satış spot piyasasının mutlaka fiyatı düşürmesi gerekmediği, beklenenin aksine fiyatları artırma eğiliminin olduğu sonucuna varılmıştır.

Nagayama (2007), elektrik sektöründeki düzenleyici reformların elektrik arz endüstrisinde elektrik fiyatları üzerindeki etkilerini Türkiye'nin de dahil olduğu 83 ülke için, 1985-2002 dönemine ait panel verileri kullanarak analiz etmiştir. Model, yabancı IIP'lerin girişi, özelleştirme, ayrıştırma, düzenleyici bağımsız otoritenin kuruluşu, spot toptan satış piyasasına

ve perakende piyasaya girişin, endüstriyel elektrik fiyat seviyesi ve hanehalkı elektrik fiyat seviyesi üzerindeki etkileri araştırılmıştır. IIP'lerin üretim aşamasına girişinin tek başına ve bağımsız düzenleyici otorite ile aynı anda var olmasının endüstriyel elektrik fiyatlarını düşürdüğü belirlenmiştir. Ayrıca, özelleştirmenin gelişmiş ülkelerde endüstriyel fiyatları düşürürken, Rusya ve Doğu Avrupa ülkelerinde elektrik tarifelerini arttırdığı saptanmıştır. Özelleştirmenin bağımsız düzenleyici otorite ile birlikte olması da elektrik fiyatlarını düşürmektedir.

Wolak (1997), İngiltere ve Galler, Norveç, İsveç, Victoria ve Yeni Zelanda elektrik piyasalarını inceleyen çalışmada, zaman serisi oluşturarak fiyatların davranışlarını incelemiştir. Çalışmada, elektrik fiyatlarının oldukça değişken (volatil) olduğu, üretim teknolojisinin, piyasa tasarımının ve kurallarının, monopol gücü kullanımının fiyat değişkenliğe neden olduğu belirlenmiştir. Bunun yanı sıra, ikili anlaşmalara dayalı spot piyasanın, hidro elektrik üretim teknolojisinin fosil yakıtlı elektrik üretim teknolojisine göre elektrik fiyatlarında daha az dalgalanmaya neden olduğu sonucuna varılmıştır.

Whiteman (1999), Avustralya'da elektrik piyasadaki reform faaliyetlerinin endüstride yaratacağı verimlilik artışının genel olarak ekonomi üzerindeki etkilerini Hesaplanabilir Genel Denge modeli (CGE) ile analiz etmiştir. Elektrik arz endüstrisindeki toplam faktör verimlilik artışı Veri Zarflama Analizi (VZA) ve Stokastik Yaklaşımı (Stochastic Frontier Approach) ile hesaplanmış ve potansiyel artış CGE modeline dahil edilmiştir. Çalışma elektrik reformunun elektrik sektöründeki etkinsizliğin giderilmesinin uzun dönemde reel GSYİH'yi %0.22 arttıracakını, reel ücretlerin bir miktar azalacağı, bunun ise istihdam piyasasında ve genel olarak maliyetlerde etkilerinin olacağı vurgulanmıştır.

2.3.2. Verimlilik Etkileri

Elektrik sektörünün serbestleşmesi ve yeniden yapılanma çalışmalarının yanı sıra bir çok çalışma da, üretim ve dağıtım etkinliği üzerindeki etkilerini analiz etmişlerdir. Bu çalışmalar alt kategorilere ayrılmaktadır: i) Ekonometrik üretim veya maliyet modelleri, ii) Toplam faktör verimliliği modelleri ve iii) Üretim olanağı metotlarıdır. Genelde ilk iki model tüm firmaların teknik olarak etkin oldukları varsayımı altında, teknik değişim ya da toplam faktör verimliliğindeki etkileri ölçer. Aksine üretim olanağı yöntemleri ise tüm firmaların teknik olarak etkin olduklarını varsaymaz, üretim olanağına uzaklık; maliyet ve üretim olanağı etkinliği olarak ölçülmektedir. Üretim olanağı yöntemleri ayrıca teknik değişim (üretim

olanağı değişmesi) ve etkinlik değişimi arasında ayırım yapmaya imkan tanımaktadır (olanağı doğru değişim). Üretim olanağı oluşturulmasında 2 yaygın metot kullanılmaktadır: Veri Zarflama (VZA, Data Envelop Analysis, DEA) ya da Stokastik Üretim Sınırı Yaklaşımı (SFA, Stochastic Frontier Approach). VZA doğrusal programlama kullanırken, stokastik yaklaşım ekonometrik yöntemler kullanılmaktadır (Jamass vd. , 2005, s.7).

Markiewicz vd. (2004), ABD’de elektrik arz endüstrisindeki yeniden yapılanma çalışmaları ile oluşturulan rekabetçi koşulların, elektrik üreticileri üzerinde teknik etkinliği iyileştirici etkilerini, elektrik üreticilerine ait 1981-1999 dönemi verilerini kullanarak ekonometrik çalışma ile araştırmışlardır. Çalışma yeniden yapılanmadan en çok etkilenen özel yatırımcı firmaların daha az etkilenen kamu mülkiyetindeki firmalara oranla işgücü ve yakıt dışı diğer girdiler açısından %15-20 daha maliyet etkin oldukları bulunmuştur. Söz konusu bu maliyet etkinliğin işletim performanslarının iyileştirilmesinden kaynaklandığı vurgulanmıştır.

Goto ve Sueyoski (2009), Japon elektrik piyasasındaki reform çalışmalarının elektrik dağıtım şirketlerinin maliyet yapısı üzerindeki etkilerini 1983-2003 dönemine ait verileri kullanarak Translog maliyet fonksiyonu tahmin etmişler ve verimlilik artışı olup olmadığını sorgulamışlardır. Japon elektrik dağıtım şirketlerinde teknolojik ilerleme değil aksine, negatif teknolojik değişim gerçekleştiği bulgusuna ulaşılmıştır. Ölçeğe göre artan getiri koşulları altında çalışılmasına rağmen, verimlilik artışında ölçek ekonomisinin payının küçük olduğu bu nedenle yönetimdeki iyileşmelerin verimlilik artışına yol açabileceği ifade edilmiştir.

Du vd. (2009), Çin elektrik piyasası reform düzenlemelerinin fosil yakıt bazlı üretim tesislerinde verimlilik etkilerini araştırmışlardır. Ülke genelinde fabrika seviyesinde 1995-2004 dönemi için elde edilen veriler ile işgücü, yakıt ve yakıt dışı girdiler için talep miktarlarındaki değişim sorgulanmıştır. Reformların sonucu olarak, işgücü girdisinde net etkinliğin %29 olduğu, yakıt dışı hammaddeler için ise %35’lik net kazanç sağlandığı bulgusuna ulaşılmıştır.

Meibodi (1998), elektrik sektörü reform çalışmalarının elektrik üretim aşamasında verimliliği geliştirmekte olan ülkelerde ve İran’da nasıl etkilediğini araştırmıştır. Toplam faktör verimliliği VZA ve Tobit Regresyon modeli 26 geliştirmekte olan ülkenin 1987-1988 yıllarına ait verileri kullanılarak yapılmış ve Malmquist Verimlilik indeksi hesaplanmıştır. Etkinlik değişimlerinin neler olabileceğini araştıran analizde, sahiplik ve tesis ölçeğinin önemli belirleyiciler olduğu saptanmıştır. Çalışma, elektrik üretiminin kamu mülkiyetinde olmasının

teknik etkinsizliğe yol açtığını ancak sahipliğin elektrik üretimindeki etkinlik değişimini açıklayan tek faktör olmadığı sonucuna varmıştır. İran'da toplam faktör verimliliğinin azaldığı ve yönetsel etkisizliklerin bu sonuca neden olduğu saptanmıştır.

Hawdon (1998), Dünya Bankasının (WB) gelişmekte olan ülkelerde elektrik endüstrisinin yeniden yapılandırılması ve serbestleştirme çalışmaları için sağladığı ödünç yardımlarının sektörün performansları üzerinde etkili olup olmadığını araştırmıştır. Dünya Bankasının 1987-1991 dönemi 102 ülkeyi kapsayan veri setinin kullanıldığı çalışmada VZA kullanılmıştır. Gelişmekte olan ülkelerde genel etkinliğinin düşük ve ölçeğe göre artan getiri koşullarının mevcut olduğu belirlenmiştir. Örnek grubundaki ülkelerin %84'ü ölçek etkin bulunmuştur, ancak bunların sadece 23 tanesinin WB'den fon aldığı anlaşılmıştır. Özelleştirme programları gerçekleştiren ülkelerin hala kamu mülkiyetinde elektrik arz endüstrisine sahip ülkelerle etkinlikleri karşılaştırıldığında, özelleştirme gerçekleştiren ülkelerdeki genel etkinliğin geleneksel yapıya dahil olanlara göre daha yüksek olduğu bulunmuştur (Oran 0.81'e 0.68).

Arocena ve Waddams Price (1999), kamu ve özel mülkiyeti içeren iki farklı düzenleyici reformun, İspanya elektrik üreticileri üzerinde etkilerini 1984-1997 dönemine ait verileri kullanarak Toplam Faktör Verimliliğindeki değişmeyi, Malmquist Verimlilik indeksi ile ölçmüşlerdir. Kömür bazlı kamu mülkiyetindeki üretim tesislerinin, hizmet maliyeti (cost of service) regülasyonu altındaki özel sektör firmalarından daha etkin oldukları sonucuna varmışlardır. Özel sektördeki yöneticilerin çok azının etkinlik motivine sahip olmalarının yanı sıra, fiyat tavanı regülasyonun özel sektör firmalarının etkinliklerini arttırdığı belirlenmiştir. Genel olarak kamu sektörü daha etkin bulunmuştur.

Delmas ve Tokat (2003), ABD'de elektrik sektöründeki serbestleşmenin elektrik şirketlerinin verimlilikleri üzerindeki kısa dönem etkileri toplam elektrik üretiminin %83'ünü gerçekleştiren 177 firmayı kapsayan 1999-2001 dönemine ait verileri kullanarak VZA yöntemi ile ampirik olarak araştırmışlardır. Çalışmada, dikey entegrasyon ile etkinlik arasında doğrusal olmayan -U şeklinde-bir ilişki bulmuştur. Bunun nedeni dikey entegre yapıların serbestleşme nedeniyle oluşan belirsizliklerden izole edilebilmeleridir. Ayrıca, deregülasyon süreci firmaların verimlilikleri üzerinde olumsuz etkilere yol açmıştır.

Hattori vd.(2003), gelir tavanı regülasyon yönteminin uygulanması ile İngiltere ve Japonya elektrik dağıtım sistemlerinin nispi performanslarını VZA ve Stokastik Analiz yöntemlerini kullanarak karşılaştırmışlardır. Çalışma ele alınan 1985-1998 döneminde İngiltere elektrik

dağıtım sistemindeki verimlilik kazançlarının Japon elektrik sektöründen daha yüksek olduğunu ve İngiltere’de teşvik edici gelir tavanı regülasyonun sıkılaştığı dönemde verimlilik artışlarının gerçekleştiği bulgularına ulaşmışlardır.

Growitsch vd.(2009), elektrik sektörünün serbestleşme sürecinde hizmet kalitesini elektrik arz endüstrisinin etkinliği kapsamında ele almışlardır. Avrupa Birliği’ne üye 7 ülkenin 500 dağıtım şirketini kapsayan 2002 verileri ile yaptıkları Stokastik Analiz ve çok ürünlü Translog girdi talep fonksiyonu tahmininin sonuçlarına göre, teknik etkinlik ve firma boyutu ile hizmet kalitesi arasında performans açısından pozitif ilişkinin olduğu ve büyük firmaların daha düşük maliyet ile üretim yaptıkları belirlenmiştir. Çalışmada, hizmet kalitesinin ölçek ekonomisi önlemlerini değiştirmeden başarılabileceği ve etkinlik çalışmalarının önemli bir unsuru olduğu sonucuna varılmıştır.

Ramos-Real vd. (2009), elektrik arz endüstrisinde 1990’larda tamamlanan reformun elektrik dağıtım şirketleri üzerindeki performans etkilerini VZA yöntemi ile incelemişlerdir. Dağıtım firmalarının (18 adet) teknik etkinlikleri ve teknik ilerlemelerini 1998-2005 dönemine ait verilerle analiz edilmiştir. Toplam faktör verimlilik indeksleri (Malmquist indeks) pozitif bulunmuştur. Genel olarak elektrik sektöründe benimsenen reform programının dağıtım şirketleri üzerinde verimlilik artışına neden olmadığı sonucuna varılmıştır.

2.4. Türkiye Elektrik Piyasasında Yeniden Yapılanma

2.4.1. Türkiye Elektrik Piyasasının Gelişimi

Türkiye’de ilk elektrik santrali 1902 yılında Mersin-Tarsus’ta özel şirket (İsviçre-İtalyan grubu) tarafından kurulan dinamodur. Ardından o dönemde Osmanlı’ya ait olan Selanik, Şam ve Beyrut şehirlerinde özel sektör girişimleri ile elektrik santralleri kurulmuştur (Zenginobuz ve Oğur, 1999, s.19; Zenginobuz, 2000, s.103). İlk büyük santral 1913 yılında kurulan Silahtarağa termik santralidir. Böylece İstanbul’a ilk elektrik, 1914 yılında Macar Ganz Anonim Şirketi, Banque de Bruxelles ve Banque Generale de Credit’in ortaklaşa kurmuş oldukları, Osmanlı Anonim Şirketi tarafından yaptırılan Silahtarağa Elektrik Santrali’nden verilmiştir. Silahtarağa Santrali aynı zamanda Türkiye’de kurulan ilk taşkömürü santralidir (TEİAŞ, 2007; Zenginobuz ve Oğur, 1999, s.19). İstiklal Savaşı sonrası 1923 Türkiye Cumhuriyetine kadar kurulu güç 33 MW civarında olmuştur ve İstanbul, İzmir, Adapazarı ve Tarsus olmak üzere dört ilde üretim yapılabilmekteydi (İpek, 2007, s.22; USİAD, 2004, s.18).

Mevcut 38 santralin 14 tanesi kişilere, 13 tanesi ortaklıklara ve 11 tanesi belediyelere aitti (Zenginobuz, 2000, s.103).

Elektrik sektöründe Cumhuriyet öncesi başlayan imtiyazlı ortaklık uygulamaları 1923-1930 döneminde de devam etmiştir. Bu uygulama, o dönemde ülke genelinde denenmeye çalışılan liberal ekonomi politikaları ile uyumlu bir tercihtir. Ankara'ya ilk elektrik 1925 yılında Alman MAN ve AEG şirketlerinin ortaklığıyla kurulan dizel jeneratör ile verilmiştir. Daha çok Alman, Belçikalı, İtalyan ve Macar yabancı ortaklıkların faaliyette bulunduğu sektörde ilk yerli özel şirket 1926 yılında kurulan Kayseri ve Çevresi Elektrik Türk A.Ş. olmuştur (Zenginobuz ve Oğur, 1999, s.19). Elektrik sektöründe ilk devletçilik uygulamalarının olduğu dönem 1930-1950 yılları arasındır. 1929 Ekonomik Buhranın etkileriyle Türkiye'de daha "devletçi" ekonomik uygulamalar izlenmiştir. O dönemde Birinci Beş Yıllık Sanayi Planı uygulamaya konulmuş, devletin ülkenin hidrolik, termik kaynakları araştırarak değerlendirmesi konusunda aktif bir rol oynaması öngörülmüştür. Yine bu dönemde imtiyazlı ortaklıkların bazı muafiyetlerine son verilmiştir (Zenginobuz ve Oğur, 1999, s.20). Türkiye'de elektrik işletmeciliği 1935 yılında 2805 sayılı Kanun uyarınca Etibank'ın kurulmasıyla devletin öncülüğünde başlamıştır (TEİAŞ, 2007). Birinci Beş Yıllık Kalkınma Planını takiben 1938-1944 yıllarında ülkedeki tüm yabancı sermayeli ve imtiyazlı yabancı elektrik ortaklıkları devletleştirilmiştir (Kayseri ve Çevresi Elektrik Türk A.Ş. hariç). 1948 yılında Çatalağazı Termik Santrali devreye girmiş ve bu tarihten itibaren, MTA, EİEİ, İller Bankası katkılarıyla ve DSİ tarafından inşaatı tamamlanan çok sayıda termik ve hidroelektrik santral ulusal elektrik sistemine bağlanmıştır (TEİAŞ, 2007). Nitekim 1952 yılında 154 kV'luk bir iletim hattı ile İstanbul'a elektrik takviyesi yapılmıştır. 1950'li yıllarda devlet ve özel sektörün katkılarıyla santraller yapılarak işletilmeye başlanmıştır. Bunlar imtiyazlı şirketler olarak kurulmuşlardır. Bunlardan ilki Adana-İçel yöresine elektrik veren Çukurova Elektrik A.Ş.(ÇEAŞ), diğeri Antalya yöresine elektrik veren Kepez Elektrik A.Ş.'dir. 1950 yılında kurulu güç 407.8 MW'A, üretim 789,5 milyon kW'a ulaşmıştır (İpek, 2007, s.22).

Birinci (1963-1967) ve İkinci Beş Yıllık Kalkınma Planı (1968-1972) kapsamında, Türkiye'deki elektrik üretim, iletim, dağıtım ve ticaretine ilişkin faaliyetlerin entegre bir sistem içerisinde ve bir kamu kurumu çatısı altında birleştirilmesi hedeflenmiştir. Bu hedef ve strateji doğrultusunda, 15.07.1970 tarih ve 1312 sayılı Kanunla Devletin genel enerji ve ekonomi politikasına uygun olarak, ülkenin ihtiyacı olan elektriğin üretim, iletim, dağıtım ve ticaretini yapmak amacıyla Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) kamu mülkiyetinde kurulmuş ve

ilk kurumsal yapı tesis edilmiştir (TEİAŞ, 2007; Akcollu, 2003). Böylece imtiyazlı özel elektrik ortaklıkları şeklinde elektrik üretim, iletim, dağıtım satışı terkedilmiş, Belediyeler ve İller Bankası dışında sektörde bütünlük sağlanmıştır (Zenginobuz ve Oğur, 1999, s.20; İpek, 2007, s.22).

1970-1980 döneminde dünya'daki enerji krizinden Türkiye de etkilenmiş, termik santral yakıtlarının dışa bağımlı olması nedeniyle arz ve talep dengesi bozulmuştur (İpek, 2007, s.22). 10 Eylül 1982 tarihinde yürürlüğe giren 2705 sayılı kanunla Belediye ve Birlik Elektrik Tesislerinin TEK'e devri ile enerjide bütünlük sağlanmıştır (TEİAŞ, 2007). 2705 sayılı kanunun kapsamı dışında kalan, İller Bankasının elektrik enerjisi dalında çalışan personeli ve işleri, kuruluşlar arasında yapılan bir anlaşma ile Temmuz 1986 yılında tüm fonksiyonları ile TEK'e geçirilerek Kamu kesiminde istenilen bütünlük sağlanmıştır (TEİAŞ, 2007).

2.4.2. Özelleştirme Çabaları: 1980-2000 Dönemi

1980'lerden buyana Türkiye'de elektrik sektörünün özelleştirilmesi hep gündemde olmuştur. Sektörün özelleştirilmesine ilginin artmasında iki önemli neden etkili olmuştur. İlki serbest piyasaya geçiş ve serbestleşme genel eğilimi ve ikincisi ise giderek artan elektrik talebinin kısıtlı kamu kaynakları ile karşılanamayacağı endişesidir (Atıyas, 2006, s.48). Bu bağlamda Beşinci Beş Yıllık Kalkınma Planı (1985-1989) ve Altıncı Beş Yıllık Kalkınma Planı (1990-1994), Ekonomik Önlemler Uygulama Planı ve 1995 yılı geçiş planı ve hükümet programlarında TEK'in özelleştirilmesi öngörülmüştür²⁰ (TEİAŞ, 2007). Ancak özel sektörün elektrik sektöründe faaliyet göstermesinin önünde mali ve yasal engeller mevcuttu (Çetin ve Oğuz, 2006, s.48). Anayasa Mahkemesi elektriği devlet tarafından sağlanması gereken kamu hizmeti olarak kabul etmiş ve TEK'in mülkiyet satışı yöntemiyle özelleştirilmesini öngören 3974 Sayılı Kanunun temel hükümlerini iptal etmiştir (Atıyas, 2006, s.48; TEİAŞ, 2007).

²⁰ Kalkınma planı ve Hükümet programlarında öngörülen hedef ve strateji bağlamında elektrik sektöründe başlatılması gündeme getirilen özelleştirme uygulamalarına ilişkin olarak;

- 04.12.1984 tarih ve 3096 sayılı Türkiye Elektrik Kurumu dışındaki kuruluşların elektrik Üretimi, İletimi, Dağıtım ve Ticareti ile görevlendirilmesi hakkında kanun,
- 28.05.1986 tarih ve 3291 sayılı KİT'lerin Özelleştirilmesi Hakkında Kanun,
- 22.02.1994 tarih ve 3974 sayılı TEK'in özelleştirilmesini öngören ve 3291 sayılı kanuna ek maddeler eklenmesine dair kanun,
- 08.06.1994 tarih 3996 sayılı bazı yatırım Hizmetlerinin Yap-İşlet Devret Modeli çerçevesinde yaptırılması hakkında kanun,
- 24.11.1994 tarih ve 40406 sayılı özelleştirme uygulamalarının düzenlenmesine ve bazı kanun KHK'lerde değişiklik yapılmasına dair kanun,
- ile bunu tadil eden 27.04.1995 tarih ve 4105 sayılı kanun
- 10.07.1997 tarih ve 4283 sayılı Yap-İşlet Modeli ile elektrik enerjisi üretim tesislerinin kurulması ve işletilmesi ile enerji satışının düzenlenmesine dair Kanun' lar yürürlüğe konmuştur (TEİAŞ, 2007).

Mali kısıtlara ilave olarak kurumsal engeller hükümetleri tam özelleştirme gerçekleşmeden özel sektörün katılımını sağlamaya zorlamıştır. Özel kesimin sektöre girişi ancak imtiyaz sözleşmeleri vasıtasıyla olabilmekteydi. Bu nedenle hükümetler Anayasal çerçeve ile ters düşmeden daha kısa ve kolay bir yola başvurmayı tercih etmişlerdir. Bu çerçevede özel kesimin elektrik sektörüne girişini sağlayacak imtiyaz sözleşmeleri türleri geliştirilmeye çalışılmıştır (Çetin ve Oğuz, 2006, s.2; Atiyas, 2006, s.48-49).

1984 yılına kadar, Türkiye elektrik endüstrisi kamu mülkiyetinde dikey bütünlük tekel yapıda olmuştur (Alçollu, 2003, s.65). Özel kesimin katılımı amaçlayan ilk yasa 1984'de çıkarılan 3096 Sayılı Yasadır²¹. Söz konusu Kanun ile elektrik üretimi, dağıtımı ve ticareti aşamasında özel sektörün de yer almasına olanak tanınmasıyla kamu tekelinin haricinde yapılanma söz konusu olmuştur (Alçollu, 2003, s.65). 233 Sayılı Kanun Hükmünde Kararnameye dayanılarak çıkarılan 12.8.1993 tarih ve 93/4789 Sayılı Bakanlar Kurulu Kararıyla dikey entegre bir kamu iktisadi kuruluşu olan TEK, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ile ilgisi devam etmek üzere Türkiye Elektrik Üretim A.Ş. (TEAŞ, üretim-nakil) ve Türkiye Elektrik Dağıtım (TEDAŞ, dağıtım) ünvanlı iki ayrı iktisadi teşekkül olarak yapılandırılmaya çalışılmıştır (İpek, 2007, s.23; Çetin ve Oğuz, 2006, s.2).

1994-1997 yılları arasında Yap-İşlet-Devret (YİD), İşletme Hakkı Devri (İHD) modelleri çerçevesinde yatırımların yapılması ve özel sektörün endüstriye girişine kestirme yollar sağlanması için birçok kanun çıkarılmıştır (Atiyas ve Dutz, 2003, s.7). YİD modelinde özel şirket yeni işletme tesisleri kurar, işletir ve anlaşma süresi bitiminde tesisler bedelsiz olarak devlete geçer. İHD modelinde ise imtiyaza sahip şirket mevcut kamu mülkiyetindeki bir tesisi kiralama tipi anlaşma vasıtasıyla işletmektedir. YİD projeleri Hazine garantisi ve vergi istisnaları sağlayan 3996 numaralı yasa²² ile daha cazip edici bir şekilde yapılmıştır. Söz konusu yasa aynı zamanda özel sektör üreticisinin Hazine garantisi altında TEAŞ/TEDAŞ güç satın alım sözleşmesi yapmasını sağlamıştır (Çetin ve Oğuz, 2006, s.3; Atiyas ve Dutz, 2003, s.7). Özel kesimin katılımına ilişkin ilave bir yasa yeni termal güç fabrikalarının, imtiyaz ayrıcalığından ziyade lisanslama sistemi vasıtasıyla, Yap-İşlet-Al (Yİ) Yasası 1997'de çıkarılmıştır (Yasa No:4283). Yİ modelinde yatırımcılar sözleşme döneminin sonuna kadar

²¹ 19.12.1984 tarihinde yayınlanan "Türkiye Elektrik Kurumu Dışındaki Kuruluşların Elektrik Üretimi, İletimi Dağıtımı ve Ticareti İle Görevlendirilmesi Hakkında Kanun" (Yılmaz, 1996, s.12).

²² 8.6.1994 tarihli "Bazı Yatırım ve Hizmetlerin Yap-İşlet-Devret Modeli Çerçevesinde Yapıtırılması Hakkında Kanun" (Yılmaz, 1996, s.12).

tesisin mülkiyetini elinde bulundururlar ve yine Hazinesinin alım/gelir garantileri söz konusudur (Atiyas ve Dutz, 2003, s.7).

YİD modelinde, yatırımcı şirket sözleşme tarihinin sonuna kadar tesisin mülkiyetine sahip olmaktadır. Tipik bir YİD, İHD ve Yİ modelinde sözleşme süresi boyunca genellikle 15-30 yıl “al ya da öde” hükümleri geçerlidir. Sözleşme süresince satılacak enerji miktarlarını ve fiyatlarını hükümler belirlemektedir. Sözleşmelerin satış fiyat ve miktarlarını önceden belirlemesi bu sözleşmeler kapsamındaki şirketlerin piyasadaki rekabete katılmalarını engellemektedir. Sözleşmelerin ihale yoluyla verilmesi ve ihaleye yeterince katılımın olması halinde piyasa için rekabetin gelişmesi söz konusu olabilir. Ancak YİD sözleşmeleri ihale ile satılmamıştır. Sözleşmelerin sabit fiyat yapısı maliyet etkinliği için teşvikler yaratmasına rağmen sözleşmeler herhangi bir etkinlik kazancından tüketicinin faydalanmasını engellemektedir. Tüm maliyet kazançları üreticiye gitmektedir. Sözleşmeler sadece piyasada potansiyel rekabet açısından faydalı olmuştur denilebilir (Çetin ve Oğuz, 2006, s.3; Atiyas ve Dutz, 2003, s.7). Birçok YİD teklifi ve projesi tamamlanmamıştır. Söz konusu modellerin uygulanmasında yasal problemlerle karşılaşmıştır. Özellikle mevcut yorum en önemli kısıttır. 3996 No’lu Yasa YİD sözleşmelerinin özel yasalara konu olacağını ifade etmiş olmasına rağmen, Anayasa Mahkemesi elektriğin kamu hizmeti olduğuna karar vermiştir. Böylece YİD kamu idari yasalarının düzenlediği ve birçok kamu kurumunun (ETKB, DPT ve Hazine) müdahalesi ve onayının gerektiği imtiyazlar olarak görülmüştür (Atiyas ve Dutz, 2003, s.8). Yasal engellerin kaldırılması amacıyla 1999 yılında 4446 numaralı Kanun ile özel yasanın sözleşmelere uygulanması için Danıştay’ın alanının ve süresinin azaltılmasını kapsayan Anayasal değişiklikle elektrik sektöründe özelleştirmenin önü açılmıştır. Bu Anayasa değişikliği ve sonraki 4501 no’lu Yasa özel kesimin katılımı için yasal çerçeveyi basitleştirmiştir (Atiyas ve Dutz, 2003, s.8). Söz konusu Anayasa değişikliklerine rağmen, 1990’ların sonunda mali durumun hızla bozulması ve yarı özelleştirmelerin fizibl olmayacağı düşünceleri nedeniyle Hazine Müsteşarlığı ile bazı sorunlar yaşanmıştır. Bu sebeple YİD ve Yİ modelleri sınırlı bir şekilde uygulanabilmiştir. Elektrik Piyasası Kanunu (EPK)’nun kabul edilmesiyle bu modeller terk edilmiştir (Atiyas, 2006, s.50).

2.4.3. Elektrik Piyasasında Reform: 4628 No'lu Elektrik Piyasası Kanunu

YİD, Yİ ve İHD modelleri ile hükümet özel sektöre önemli teşvikler sağlarken birçok ticari risk altına girmiştir. Bunun yanı sıra, üretim şirketlerini uzun dönemli önceden belirlenmiş sabit fiyat sözleşmelerine sokan bu anlaşmadan elektrik piyasasında rekabetin geliştirilmesi amacına pek hizmet etmediğine ilişkin genel bir kabul söz konusuydu. Bu gelişmelerle birlikte Elektrik Piyasasının bağımsız bir otorite tarafından regüle edildiği rekabetçi bir elektrik sektörü modeli gündeme gelmiş, elektrik sektörünün yeniden yapılandırılmasına ilişkin reform çalışmaları başlatılmıştır. Reform çalışmalarının başlamasında 1999 yılında IMF desteği ile yürütülen istikrar programı, Dünya Bankası ile ilişkiler, kamu sektöründeki etkinsizlik ve dünyada bu alanda devam eden reform hareketlerinin etkisi olmuştur. Ayrıca enerjiye olan hızlı talep artışı sonucu ortaya çıkan yatırım ihtiyacının devlet bütçesi tarafından karşılanamaması da oldukça önemli bir rol oynamıştır. Elektrik piyasası reform çalışmaları kapsamında 20 Şubat 2001 tarihinde 4628 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu (EPK) kabul edilmiş ve yasa 3 Mart 2001'de yürürlüğe girmiştir. EPK, Avrupa Birliği'ne uyum sürecinin de önemli bir parçasını oluşturmaktadır (Çetin ve Oğuz, 2006, s.1; Atiyas, 2006, s.25; Erdoğan, 2009, s.986).

Söz konusu 4628 Sayılı Kanun'un gerekçesi şunlardır: yatırımlarda kamu payının azaltılması, kamunun denetim etkinliğinin artırılması, yani elektrik sektörünün uzmanlık düzeyinde alt sektörlere bölünmesi ve böylece uzmanlığın geliştirilmesidir. Uzmanlığın geliştirilmesinden kasıt, üretim, iletim, dağıtım ve satış faaliyetlerinin sektörel uzmanlık bakımından birbirinden tamamen ayrılmasıdır. Bunun yanı sıra, sektörler arasında sübvansiyonların kaldırılması ve bu şekilde sektörel verimliliğin artırılması öngörülmektedir. (Sevaioğlu, 2000, s.53).

EPK, elektrik piyasasında rekabetin gelişmesi için üç önemli yenilik getirmektedir. Birincisi üretim, iletim ve dağıtım varlıklarının birbirinden ayrılacağı dikey ayrıştırma. Dağıtım ve üretim varlıkları ayrışmadan sonra özelleştirilecek, iletim ise devlet mülkiyetinde kalmaya devam edecektir. İkinci yenilik hem arz hem talep tarafında serbestleşme öngörülmesidir. Arz tarafında, piyasada öngörülen çeşitli faaliyetlere katılmak isteyenler belirli şartları yerine getirmek koşulu ile EPDK'dan lisans alabileceklerdir. Talep tarafında ise, tüketimi belli bir sınırın üstünde olan tüketiciler tedarikçilerini serbestçe

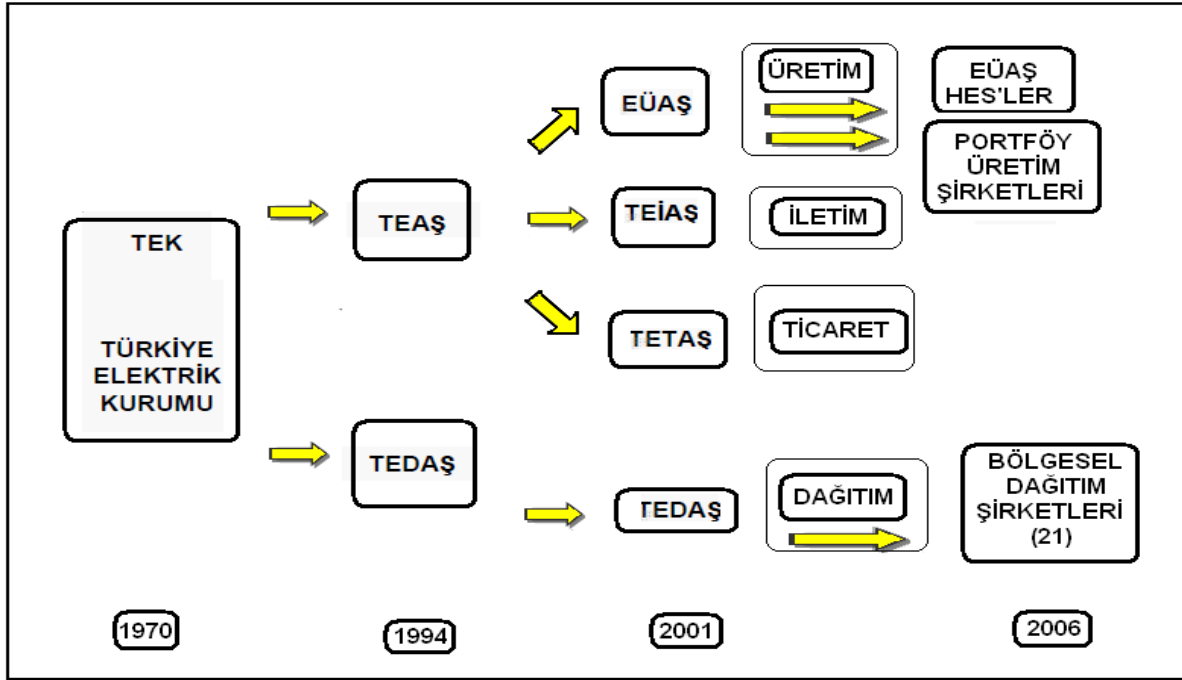
seçebileceklerdir. Üçüncü yenilik, sisteme bağlanmak isteyen katılımcıların erişim haklarının sağlanarak düzenlenmesidir (Atiyas, 2006, s.51).

2.5. Türkiye Elektrik Sektörü Reform Modeli

Rekabetçi bir elektrik piyasası tesis etmek, özel katılımı teşvik etmek, üretim ve dağıtım aşamalarında etkinliği arttırmak için tasarlanan EPK'nın temel özellikleri şu şekilde sıralanabilir: dikey ayrıştırma, monopol olmayan aşamalara rekabetin dahil edilmesi, lisanslama modeli oluşturulması, bağımsız düzenleyici otoritenin kurulması, serbest (eligible) tüketicilerin belirlenmesi, dağıtım ve iletim aşamalarına serbest erişimin sağlanması, rekabetçi ulusal bir piyasa oluşturmak ve özelleştirme (Özkıvrak, 2005; Erdoğan, 2007(a)). Türkiye elektrik piyasası reformu bu temel özellikleri kapsamında değerlendirilebilir.

Dikey ve Yatay Ayrıştırma:

Yeni elektrik piyasası yürürlüğe girmeden önce elektrik piyasasında kamu, yani TEAŞ tek alıcı konumundaydı. TEAŞ ile özel sektör şirketleri arasında üretim piyasasında yirmi yıllığına YİD, Yİ ve İHD modelleri çerçevesinde anlaşmalar imzalanmıştı. TEDAŞ ile ise otuz yıllığına imzalanmıştı. Ancak gerekli yasal alt yapı oluşmadığından istenilen sonuçlar sağlanamamıştır. TEK'in Türkiye TEAŞ ve TEDAŞ olarak ikiye bölünmesi de sektörün temel yapısında önemli değişiklik yaratmamıştır (Zenginobuz, 2000, s. 101; Atiyas, 2006, s.25). EPK ise, endüstrinin dikey bütünleşik yapısının ayrıştırılarak, elektriğin üretimi ve satışı faaliyetlerinin düzenlenmesini öngörmektedir. Başka bir ifade ile Kanun, elektrik piyasasını serbestleştirmeyi ve etkin bir piyasa regülasyonunu sağlamayı amaçlamaktadır (Özercan, 2006, s.58).



Kaynak: TETAŞ, 2009, s.4.

Şekil 2.2 : Türkiye Elektrik Piyasa Yapısının Gelişimi

Şekil 2.2.'deki piyasa yapısının gelişiminden de görüleceği gibi EPK, kamuya ait elektrik varlıklarını (TEAŞ) üç ayrı tüzel kişilik altında toplamıştır: Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ- üretim aşaması), Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş.(TEDAŞ-dağıtım aşaması) ve Türkiye İletim A.Ş.(TEİAŞ-iletim aşaması). Bunların yanı sıra Kanun, Türkiye Elektrik Taahhüt ve Ticaret A.Ş.(toptan satış)'nin de kurulmasını öngörmektedir (Atiyas, 2006, s.51; Çetin ve Oğuz, 2003, s.5). Yeni yapı altında EÜAŞ, özel sektöre devredilmeyen kamu güç fabrikalarını devralacaktır. Bunun yanı sıra üretim varlıklarının özelleştirmeden önce parçalanarak portföy üretim şirketleri şeklinde örgütlenmesini öngörmüştür. Nitekim EÜAŞ de 6 portföy şirketine bölünmüştür. Bu uygulama başka ülkelerde karşılaşılan üretimde aşırı yoğunlaşma ve piyasa gücü sorununun Türkiye'de daha az problem yaratacağı şeklinde yorumlanabilir (Atiyas, 2006, s.65). TETAŞ toptan satış faaliyetlerini yürütecektir ve piyasada hakim pozisyonundadır. TETAŞ ayrıca tüm önceden yapılan Yİ, YİD ve İHD sözleşmelerinin sahibi pozisyonundadır. TETAŞ'ın ana hedefi bu yükümlenilen anlaşmalardan ortaya çıkan maliyetlerin finanse edilmesini sağlamaktır. TETAŞ bir geçiş dönemi şirketi olarak görülmektedir (Erdoğan, 2007(a), s.987; Atiyas, 2006, s.51). Türkiye genelinde 21 adet dağıtım bölgesi bulunmaktadır, EPDK tarafından 2006 yılından itibaren 21 tüzel kişiliğe 30 yıllık süre ile perakende satış lisansı verilmiştir (Bkz.Ek 2) (EPDK, 2009).

Nakil kısmında sadece piyasa operatörü olarak TEİAŞ sorumlu iken diğer tüm aşamalara özel kesim erişimlerine izin verilmektedir. TEİAŞ yeni sistemde taraflar arasındaki güç işlemlerini dengeleyecek, dengeleme ve uzlaştırma mekanizması için hem fiziksel hem de finansal olarak iletimden sorumludur (Erdoğan, 2007(a), s.987). Tüm elektrik kuruluşları şirketleştirilmiştir ancak tüm elektrik şirketleri hükümet kontrolü altında olup kendi yönetim sürecinde karar almada katılımları sınırlıdır. Yasal sahiplik ayrıştırması ise henüz başarılamamış ancak muhasebe hesapları ayrıştırılmıştır (Bağdadıoğlu ve Odyakmaz, 2009, s.1459).

Bağımsız Bir Otoritenin Kurulması

Yeni elektrik piyasası yapısında devletin iletim ve dengeleme-uzlaştırma mekanizmasında aktif bir rolü vardır fakat, üretim ve elektriğin ticareti gibi rekabetçi aşamalarda devletin rolü geri planda kalırken, Elektrik Piyasası Düzenleme Kurulu (EPDK) bu sorumluluğu üstlenmektedir. Devletin bu yeni yapıda birincil görevi, rekabeti tesis etmek için piyasa faaliyetlerini kontrol etmektir (Özkıvrak, 2005, s.1345). EPK, EPDK'ya yeni piyasa düzeninin kurallarını belirleme yetkisi vermektedir (Atiyas ve Dutz, 2003).

EPDK'nın yapısı özerktir. Bazı açılardan kamusal yapıya sahiptir; personel rejimi, ETKB ile ilişkileri gibi, bazı açılardan ise örneğin gelirleri, lisanslar üzerindeki otoritesi ve diğer piyasalarla ilişkileri açısından serbesttir. EPDK kararlarından bağımsızdır ve faaliyetlerini gözetleyecek bir meclis kurulu söz konusu değildir (Çetin ve Oğuz, 2006, s.5).

EPDK, doğal tekel faaliyetleri konusunda uygun teşvikler yaratmak için performans tabanlı bir düzenleyici çerçeve benimsemiştir. Tarifeler sosyal refahın maksimizasyonun bir aracı olarak görülmektedir ve tüketicilerin lisans sahibi üreticilerin, iletim şirketlerinin, dağıtım şirketlerinin sektör çalışanlarının ve üçüncü tarafların (çevresel faktörler gibi) çıkarlarını dengeleyen fiyatlama politikası aracı olarak değerlendirilmektedir. Tarifeler yoluyla düzenleme, eşit taraflar arasında ayrımcı olmamayı gerektirmektedir (Bağdadıoğlu ve Odyakmaz, 2009, s.146). Tablo 2.4'de tarifelerin düzenlenmesinde kullanılan yöntemler yer almaktadır.

Tablo 2.4: Tarife Düzenleme Yöntemleri

<i>Faaliyet</i>	<i>Düzenlenen Fiyat/ Bedeli</i>	<i>Düzenleme Yöntemi</i>
İletim (TEİAŞ)	Bağlantı bedeli	Projelendirme
	Sistem kullanım fiyatı	Gelir tavanı
	Sistem işletim fiyatı	Gelir tavanı
Dağıtım	Bağlantı bedeli	Projelendirme ve standart bağlantı bedeli
	Sistem kullanım fiyatı	Karma
Perakende satış hizmeti	Perakende satış hizmeti fiyatı	Fiyat tavanı
Perakende satış	Ortalama perakende satış fiyatı	Fiyat tavanı
Toptan satış (TETAŞ)	Ortalama toptan satış fiyatı	Maliyet

Kaynak: EPDK, 2003, s.44.

Elektrik tarifelerinin düzenlenmesinde temel yaklaşım EPK'nın 13. maddesinde ortaya konmuştur. Tarife uygulamalarının ayrıntıları ise Elektrik Piyasaları Tarifeler Yönetmeliği ve bu yönetmelikler temelinde çıkarılan tabliğlerle belirlenmektedir. Dağıtım sistem kullanım bedelleri gelir tavanı yolu ile düzenlenmektedir. İletim sistemi kullanım bedeli "yatırım maliyet esaslı" bir iletim fiyatlandırma yöntemi ile belirlenmektedir. Buradaki maliyetler ise bağlantı bedeli, iletim sistem kullanım bedeli ve kayıp ve kaaklarla ilgili maliyetleri geri almak için iletim sistem işletim bedelidir. Bu durumda, kayıp ve kaçakların maliyeti Şu anda bir ulusal perakende tarife altında karşılanmaktadır. Bütün tarifeler yürürlüğe girmeden önce EPDK'nın onayını alınmak durumundadır (Atiyas, 2006; Güney, 2005). Elektrik tarifelerinin düzenlemeleri yapılırken rekabet ve performans tabanlı teşvikler ilerletilmeye çalıŐılmaktadır. Bu bağlamda, iletim, dağıtım, elektriğin perakende satışı ve serbest olmayan tüketicilere perakende satış hizmeti ve toptan satış fiyatının tümü farklı prensiplere göre regüle edilmektedir (Bağdadıoğlu ve Odyakmaz, 2009, s.146).

Lisanslama Modeli

Elektrik faaliyetlerinde bulunan tüm katılımcıların lisanslanmaları gerekmektedir. Lisansların Düzenleyici otoriteden alınması zorunludur. Lisanslar, fiyatların nasıl ayarlanacağı, lisans döneminin ne kadar olacağı, hangi koşulların lisansların iptaline neden olacağı, hangi mercilerde bunların regülatör tarafından çözümleneceği, hangi koşulların ve

hakların ve yükümlülüklerin ihlaline neden olacağı gibi unsurların ayrıntılı bir şekilde belirlenmesi ve lisanslarda yer alması gerekmektedir. Kayıpların ve zararların tazmini konusu, eşitsizlik ya da arzdaki kesintilerden doğabilecek problemler ayrıca lisanslarda anlatılmaktadır (Özkıvrak, 2005, s.1344). Üretim, nakil, dağıtım, ithalat-ihracat, toptan satış ve perakende piyasalardaki katılım lisans gerektirmektedir. Bunun için minimum süre 10 yıl, maksimum süre 49 yıldır (Bağdadıoğlu ve Odyakmaz, 2009). EPDK'nın 2010 yılı için elektrik sektörü kapsamında yürürlükteki lisans bilgilerine göre, üretim aşamasında EÜAŞ dahil, 918 şirket, toptan satış aşamasında TETAŞ dahil 45 şirket, dağıtım ve perakende satış aşamasında ise 21 bölgeye daha önce ayrılmış olan 21 şirket bulunmaktadır.

Özelleştirme

Devlet mülkiyetindeki teşebbüslerin özelleştirilmesi için 1994'de yürürlüğe giren 4046 No'lu Özelleştirme Yasası, bu alanda genel bir çerçeve sağlamıştır. EPK da, üretim ve dağıtım aktiflerinin özelleştirilmesi konusunda spesifik düzenlemeler getirmiştir. EPK'da doğrudan özelleştirme yönteminin üretim ve dağıtımda yapılması öngörülmektedir. Ulusal nakil hatları ise kamu mülkiyetinde kalacaktır. EPK, düzenleyici çerçevesinin tam olarak uygulamaya girmesi için 18 aylık bir hazırlık dönemi öngörmüştür. Bu zaman zarfında düzenleyici kurul organize edilecek ve ikincil mevzuatın hazırlıkları başlayacaktır. Buna göre Mart 2008 üretim aşamasında efektif rekabetin başlayacağı tarih olacaktır. Ancak daha sonra bu alanda başka bir politika dokümanı 17/03/2004 tarih ve 2004/3 Sayılı "**Elektrik Enerjisi Sektörü Reformu ve Özelleştirme Strateji Belgesi**", **kısaca Strateji Belgesi**, Yüksek Planlama Kurulu tarafından ilan edilmiştir (Özkıvrak, 2005, s.1346; Güney, 2005, s.101-102).

Strateji Belgesi (SB), AB'ne uyum sürecinde elektrik reformu kapsamında serbestleştirme amacına yönelik olarak yapılacak özelleştirmenin yöntem ve usullerini sıralamakta, sektördeki özelleştirmelerin Özelleştirme İdaresi Başkanlığı (ÖİB) tarafından 4046 Sayılı Kanun çerçevesinde yapılacağını vurgulamıştır. Üretim sektöründeki özelleştirmeler dağıtım sektöründeki özelleştirmelerden sonra yapılacaktır. Elektrik üretiminde rekabetçi yapının sağlanabilmesi için üretim varlıklarının uygun bir şekilde gruplandırılarak özelleştirileceği ifade edilmektedir (SB, md. II/vii-viii). Özelleştirilecek üretim tesislerinin belirlenmesinde ve gruplandırılmasında piyasada hakim gücün oluşmadan güçlü mali yapıların kriter alınacağı belirtilmiştir. Üretim sektöründeki varlıkların özelleştirilmesine TEİAŞ tarafından Piyasa

Yönetim Sisteminin faaliyete geçmesinden ve dağıtım özelleştirmelerinin büyük oranda gerçekleştirilmesinden sonra başlanacaktır ve özelleştirmelere ilişkin SB'nin ek kısmında bir iş planı yapılmıştır (SB, 2004, md. III/2). Yine elektrik piyasası reformuna ilişkin bir diğer önemli doküman, 2009 yılı sonunda YPK tarafından ilan edilen "Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi" (SB 2) dir. SB 2, önümüzdeki dönemde elektrik sektöründe hedeflenen piyasa yapısı için, özelleştirme ve arz güvenliği konularında atılacak adımları kamuoyuna açıklamıştır. Bu kapsamda, özelleştirmelerde gelir odaklı bir yaklaşım sergilenmeyeceği ve verimlilik artışı hedeflendiği ifade edilmiştir. Dağıtım özelleştirmelerinin 2010 yılı sonuna kadar tamamlanacağı ve üretimde özelleştirmelerin başlatılacağı bildirilmektedir.

Serbest Tüketicilerin Tanımlanması

Serbest tüketiciler (eligible consumers), doğrudan iletim sistemine bağlı olan ve yükleri yıllık 9 milyon kwh'ı aşan tüketiciler olarak tanımlanmaktadır. Serbest tüketiciler Mart 2003'den buyana tedarikçilerini seçebilmektedirler. Bu kapsamda serbest tüketiciler elektriklerini dağıtım, perakende satış, toptan satış ya da doğrudan üretim şirketlerinden satın alabilmektedirler. Serbest tüketicilerin aksine, serbest olmayan tüketiciler elektriklerini kendi bölgelerindeki dağıtım ya da perakende satış firmalarından ve EPDK tarafından belirlenen fiyat tarifesinden satın almak zorundadırlar (Özkıvrak, 2005).

EPDK tüm tüketicilerin kendi tedarikçilerini seçmelerine olanak sağlayacak şekilde zaman içerisinde serbestlik eşiğini düşürecek yetkiye sahiptir. Son Kurul kararı ile serbestlik eşiği yıllık 7.8 milyon kwh'dan 6 milyon kwh'a (tüketici başına) indirilmiştir. Bu serbestlik eşiği pazarın açıklık oranı olarak %39'a tekabül etmektedir (1999'da bu oran %20 idi). EPDK bu eşik limitin azaltılması için çalışmaktadır. Nihai amaç %100 piyasa açıklığının sağlanmasıdır (Erdoğan, 2009; Bağdadıoğlu ve Odyakmaz, 2009, s.146). SB 2, 2011 yılının sonuna kadar mesken hariç tüm tüketicilerin, 2015 yılının sonunda da tüm tüketiciler için tam serbestliğin gerçekleşmesinin hedeflendiğini açıklamıştır.

Dağıtım ve Nakil Şebekelerine Serbest Erişimin Sağlanması

EPK, rekabetçi çevreyi sağlamak için iletim ve dağıtım şirketlerinin şebekelerini üçüncü taraflara açık, garanti edilmiş ve ayrımcı olmayacak şekilde erişimi açmalarını zorunlu hale getirmektedir. Üçüncü taraf erişimi nakil ve dağıtım şebekelerine bağlantı ücretleri ve sistem kullanım tarifelerinin tümü EPDK'nın regülasyonu altındadır. Üçüncü taraf erişimi gereksinimleri Nakil ve Dağıtım şebeke kodlarına ve Elektrik Piyasası Lisanslama Regülasyonuna tabidir. Sisteme bağlantının olası olmadığı durumda ve alternatifinin de söz konusu olmadığı durumda yasal bir teşebbüsün özel direkt nakil hatlarını üretim tesislerini ve partnerleri ve/ya da tüketici arasında inşa etmesine izin verilir (Bağdadioğlu ve Odyakmaz, 2009, s.146; Özkıvrak, 2005, s.1345). EPK, verilen lisansların içermesi gereken kuralları Md.3'de açıklamakta ve “*bir dağıtım ya da iletim sahibinin gerçek ve tüzel kişilere, taraflar arasında ayırım gözetmeksizin sisteme eşirim ve sistemi kullanım imkanı sağlayacağına dair hükümler*”in olmasını zorunlu kılmaktadır.

EPK, iletim ve dağıtıma erişim için rTPA (Regulated Third Party Acces) öngörmüştür. Yani giriş fiyatları müzakere edilemez, regülatör tarafından belirlenir. Bu konuda bağımsız bir regülasyon otoritesi kurulmuş olup (EPDK), bu otoritenin üçüncü taraflar arasındaki anlaşmazlıkları giderici bir fonksiyonu yerine getirmesi gerekmektedir (Atiyas ve Dutz, 2003, s.9).

Rekabetçi Bir Ulusal Elektrik Piyasası Oluşturmak

EPK ile kurulacak olan Türkiye elektrik piyasası, İngiltere ve Galler'in “Yeni Elektrik Ticaret anlaşması” örneğinde olduğu gibi, üreticiler, dağıtım şirketleri, toptan satış şirketleri ve serbest tüketiciler ile dengeleme ve uzlaştırma mekanizması arasındaki ikili sözleşmelere dayanmaktadır²³. Yeni piyasa düzeninde merkezileşmiş bir havuz yoktur, yani dağıtım toptan satış piyasasının faaliyetlerinden ayrılmıştır. Gerçek reel zaman talep ve arzının eşitliği, ikili

²³ Türkiye'deki elektrik piyasası model tasarımının İngiltere deneyimlerinden esinlendiği doğrudur ancak İngiltere ve Galler'deki kaldırılan “Bürüt Havuz-Galler Pool” yerini 2001 yılında alan “Yeni elektrik Ticaret Düzeni-New Electricity Trading Arrangement, NETA” sistemine yakın bir modeldir. NETA'da pool hem bir toptan piyasa hem de dengeleme piyasası gibi çalışmaktadır. Türkiye'de piyasa örgütlenmesi ikili anlaşmalara dayanan “net havuz” sistemidir. Bir dengeleme mekanizması öngörülmektedir ve bir dengeleme fiyatı oluşacaktır. Sanal olarak çalışan mekanizmaya devreye girdiğinden, tekdüze bir fiyat uygulanacağından NETA'dan bu anlamda farklılık göstermektedir (Atiyas, 2006, s.43).

sözleşmeler veri iken, dengeleme piyasasındaki sistem operatörünün alım ve satımları vasıtasıyla gerçekleştirilecektir (Özkıvrak, 2005, s.1345). İkili anlaşmalar tüm koşulları ve süresi taraflar arasında serbest olarak belirlenen özel hukuk hükümlerine tabi anlaşmalardır. Rekabete dayanan bir piyasa modelinin öngörülen hedeflere ulaşmasında arz tarafında olduğu kadar tüketim tarafında da gereken serbestleştirilmenin sağlanmasının önemli olduğu EPK tarafından ifade edilmektedir. Bu amaçla, Kanun'da belirtilen serbest tüketicilerin, tedarikçiler ile (perakende satış şirketleri, perakende satış lisansına sahip dağıtım şirketleri, toptan satış şirketleri ve üretim şirketleri) ile ikili anlaşmalar yapacakları öngörülmüştür (Atiyas ve Dutz, 2003, s.10). Ancak SB, serbest tüketicilerin sadece dağıtım şirketlerinden elektrik satın alacakları düzenlemesini getirmiştir (SB, 2004, md.vi).

EPK ile iletim toptan satış piyasasından ayrıştırılmıştır. Strateji Planına göre, mevcut dağıtım faaliyetleri 21 dağıtım bölgesi temelinde yeniden organize edilmişlerdir ve bunların gelir gereksinimleri ex ante olarak belirlenmiştir. Dağıtım şirketlerinin ex ante gelir gereksinimleri ve ulusal tarifeler yoluyla biriktirilen reel gelirler arasında doğabilecek farklılıkların fiyat eşitleme mekanizması ile tazmin edilmesi beklenmektedir (Bagdadioğlu ve Odyakmaz, 2009, s.149). Piyasa modeli sistemin arz ve talep dengesinin her an korunarak alıcı ve satıcılar arasındaki enerji alım/satım anlaşmaları kapsamında ortaya çıkan dengesizliklerin uzlaştırılmasını gerekli kılmaktadır (Özercan, 2006, s.62). Piyasadaki arz ve talebin gerçek zamanlı dengelemesini ikili anlaşmalar çerçevesindeki taahhütlerin hangi oranda yerine getirildiğinin tespiti ve sistemde dengesizlik yaratan tarafların borç ve alacak tutarlarının belirlenmesi işlevini TEİAŞ bünyesinde yer alan Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi yerine getirecektir (EPDK, 2003, s.21).

Dengeleme piyasasına talep yanlı katılım, üreticilerin pazar hakimiyetinin kontrolü açısından oldukça önemlidir. Sadece arz yanlı katılım üreticilerin hakim gücünü kullanmaları açısından uygun bir ortam hazırlamaktadır. Talep yanlı katılıma izin veren piyasalar tüketicilerin teklif sunmalarına olanak sağlar ve üreticilerin pazar hakimiyetlerini zayıflatır. Üretim aşamasındaki pazar hakimiyeti göz önünde bulundurulduğunda, en kısa zamanda piyasaya talep yanlı katılımın sağlanması gerekmektedir (Özercan, 2006, s.63; OECD, 2002, s.33).

2.5.1. Elektrik Sektörü Reformunda Karşılaşılan Sorunlar

Türkiye elektrik sektöründe piyasa bazlı faaliyetlerin serbestleşmesi ve doğal tekel faaliyetlerin düzenlenmesi anlamında önemli ilerlemeler kaydedilmiştir. Fakat güvenilir ve sorunsuz çalışan bir sistem için hala çözülmesi gereken sorunlar söz konusudur. Sektördeki en önemli sorun sahiplik ve de karar alma anlamında, kamu sektörünün hakim pozisyonudur (Bağdadıoğlu, 2009, s.152). Elektrik piyasasında karşılaşılan diğer sorunlar ise özelleştirme, yükümlenilen maliyetler ve fiyatlama sorunları başlıkları altında ele alınabilir (Özkıvrak, 2005; Güney, 2005).

Pazar Hakimiyeti

Elektrik piyasası reformu uygulamaya koyan ülkelerin büyük çoğunluğunun karşılaştığı en önemli sorunlardan biri pazar hakimiyetidir (Boreinstein vd., 2002; Mansur, 2008; Borestein ve Bushnell, 2000). Örneğin oldukça rekabetçi olduğu kabul edilen California elektrik piyasasında yaşanan krizde elektrik fiyatlarının aşırı derecede yükselmesinde pazar hakimiyeti oldukça önemli rol oynamıştır (Boreinstein ve Bushnell, 2000). Yine Pennsylvania, New Jersey ve Maryland toptan satış piyasasında tekel gücü nedeniyle %8-13 arasında refah kaybı olduğu hesaplanmıştır (Mansur, 2008).

Türkiye elektrik sektörü henüz kamu şirketlerinin hakimiyetindedir. Üretim aşamasında halen üretim varlıklarının önemli bir bölümü kamu şirketi olan EÜAŞ'nin elinde olduğu için, EÜAŞ hakim durumdadır. Özel kesim şirketlerinin elindeki üretim varlıklarının da önemli bir bölümü daha önceden devralınan sözleşmelerden dolayı rekabetin gelişmesine katkıda bulunamamaktadırlar (Atiyas, 2006, s.26; Bağdadıoğlu ve Odyakmaz, 2009). Bunun yanı sıra mevcut sözleşmelere göre (EPK gereği mevcut sözleşmeler özel şirketler ile kamu arasındaki 3096, 4283 ve 4501 ile ilgili düzenlemeler), devlet TETAŞ vasıtasıyla İHD, YİD ve Yİ yöntemlerindeki özel şirketler tarafından üretilen elektriğin neredeyse tümünü satın almak zorundadır. Daha önce de ifade edildiği üzere YİD, Yİ ve İHD mevcut sözleşmeleri uzun dönem için yüksek fiyatlar içermektedir. EPK, Hazine garantileri sağlamayı yasaklamıştır, sadece EPK Yasası öncesi üretilmiş elektriği mevcut sözleşmelerin süresi doluncaya kadar satın almak ve pazarlamak zorundadır. Üretim ve toptan satıştaki devlet tekeli en azından 5 yıl mevcut kontratlar nedeniyle devam edecek görünmektedir. Bu sözleşmeler piyasaya yeni

girişleri de olumsuz etkileyecektir. TETAŞ ayrıca yeni enerji alım ve satım anlaşmalarına girebilir. Bu koşullar altında, elektriğin toptan satış fiyatı büyük oranda mevcut sözleşmeler vasıtasıyla belirlenecektir (Özkıvrak, 2005, s.1347). Buna ilaveten, SB serbest olmayan tüketicilerin sadece dağıtım şirketlerinden elektrik satın alabileceklerini hükme bağlamıştır. Bu düzenleme perakende şirketlerin faaliyet alanlarını önemli ölçüde sınırlandırmıştır. Temmuz 2005'deki 25882 Sayılı 5398 Numaralı Kanun, dağıtım faaliyetleri ile üretim faaliyetleri arasındaki ilişkiyi EPK'dan farklı bir şekilde düzenlemiştir. EPK, dağıtım şirketlerinin üretim alanında yapacakları faaliyetlere bazı sınırlamalar getirmiş iken, 5398 No'lu Yasa (md.22), üretim lisansı almak ve hesapları ayrı tutulmak kaydı ile dağıtım şirketlerinin üretim tesisi kurmalarına izin vererek, sınırlamaları kaldırmıştır. Böylece hesap ayırıştırmasına dayalı dikey entegrasyona izin verilmiştir. Bu uygulama da düzenleyici belirsizliği arttırmıştır (Atiyas, 2006, s.64). Bu alanda SB 2, üretim, dağıtım ve perakende satış faaliyetlerini birlikte yürüten dağıtım şirketlerinin 1 Ocak 2013 tarihine kadar bu faaliyetleri ayırıştırarak, bu hizmetleri ayrı tüzel kişilikler halinde gerçekleştirecekleri düzenlemesini getirerek bu belirsizliği nispeten azaltmayı hedeflemiştir (SB 2, s.5).

SB (2004) ile öngörülmesine rağmen, ikili anlaşmalara dayanan dengeleme ve uzlaştırma sistemi 2006 yılının Ağustos ayında EPDK'nın kararı ile başlatılmıştır. Sistemin başladığı tarihten günümüze, spot piyasadaki elektrik ticaretinin hem fiilen hem de nispi olarak azaldığı ifade edilmektedir. Toplam ticaret alım-satım işlemleri içerisinde ikili anlaşmalara dayanan elektrik alım-satımı işlemleri %50 azalmış ve ikili anlaşmalara dayanan fiili ticaret hacmi de %38 azalmıştır. İkili sözleşmelere dayalı yapılan bağlantı noktaları sayısı yani piyasada yer alan serbest tüketicilerin sayısı 799'dan 215'e gerilemiştir. Başka bir ifade ile, mevcut Türkiye elektrik piyasası ikili sözleşmelerin olduğu rekabetçi bir piyasadan ziyade, tek alıcının olduğu bir havuz (pool) modeli olarak değerlendirilebilir (Erdoğan, 2010, s.256). Türkiye özelinde piyasa gücü henüz fonksiyonel bir toptan piyasa oluşmadığı için önemli bir sorun teşkil etmemektedir. Ancak portföy şirketlerinin oluşturulması ve dengeleme mekanizmasının etkin çalışması ile birlikte, piyasa gücü sorununun önem kazanacağı ifade edilmektedir (Atiyas, 2006, s.64).

Yükümlenilen Maliyetler

Türkiye’de yeniden yapılanma sürecinde, EPK yürürlüğe girmeden önce imzalanmış olan ve al ya da öde yükümlülükleri içeren İHD, Yİ, YİD sözleşmeleri özellikle ilk yıllardaki yüksek satış tarifeleri yüzünden elektrik sisteminde karşılanması gereken ek bir maliyet oluşturmuştur. Adı geçen mevcut sözleşmeler nedeniyle, özel üreticilerden elektrik satın alma yükümlülükleri yeni sistemde “yükümlenilen maliyet-stranded cost” faktörü oluşturmakta ve TETAŞ vasıtasıyla hükümet bu sözleşmelerin bir yetki sözleşmeleri şeklinde iyileştirilmelerinin sorumluluğunu üstlenmektedir. TETAŞ temel olarak bu sözleşmelerin finansmanı için kurulmuştur ve bu anlamda bir dengeleme rolü vardır. TETAŞ’ın mevcut sözleşmelerin olgunlaştırılması ile dengeleme rolünün azaltılması gerekmekte iken, hazırlık ve geçiş dönemlerinin uzatılması ve yeni düzenlemelerle TETAŞ yok olmaktan ziyade pozisyonunu güçlendirmektedir (Özkıvrak, 2005; Bağdadıoğlu ve Odyakmaz, 2009, s.147). Bu bağlamda yükümlenilen sözleşmeler al ya da öde hükümleri yoluyla hem yatırımcıyı her türlü riskten koruduğu hem de santrallerin üretim aşamasında rekabetin gelişmesine katkıda bulunmaması nedeniyle önemli eleştiriler almaktadır (Atiyas, 2006, s.81).

Özelleştirme

Üretim piyasasında otoprodüktör ve otoprodüktör grupları ve özel üretim şirketleri ile faaliyet gösterecek olan EÜAŞ bünyesindeki üretim tesislerinin ve dağıtım şirketlerinin özelleştirilerek piyasanın büyük ölçüde özel sektöre devredilmesi reformun önemli hedefleri arasındadır (Özercan, 2006, s.58). EPK da, bu konuda önemli düzenlemeler getirmişti. Ancak 2004’de YPK tarafından ilan edilen SB bir ölçüde EPK’nın deklare ettiği niyetle çelişkili politika ifadeleri içermektedir. Örneğin üretim aktiflerinin özelleştirilmesi TEİAŞ tarafından kurulacak Piyasa Yönetimi ve dağıtım özelleştirilmesi tamamlandıktan sonra başlayacak denmiştir (Güney, 2005, s.102). SB ile EPK’nın nasıl hayata geçirileceği konusunda önemli somut adımlar önerilse de, bu arada bazı konularda EPK’na göre rekabetin gelişmesi açısından daha yavaş davranılacağını ortaya koymuştur (Atiyas, 2006, s.26-59).

Özelleştirme süreci, 2007’deki genel seçimler nedeniyle planlandığı gibi yürütülemedi. Elektrik teşebbüslerinin özelleştirilmesi 2008 yılına kadar ertelenmiştir (Bağdadıoğlu ve Odyakmaz, 2009). Ancak, ÖİB tarafından 4046 Sayılı Özelleştirme Uygulamaları

Hakkındaki kanun hükümleri çerçevesinde 2008 yılında kamu hisselerinin devri (%100 hissesi) işlemi başlatılmış, bu yıl içerisinde Ankara Doğal Elektrik Üretim Tic.AŞ. Zorlu Grubu'na, 2009 yılında Başkent Dağıtım A.Ş Enerjisa Elektrik Dağıtım, Meram Elektrik Dağıtım A.Ş. Alcen Enerji Dağıtım ve Perakende Satış Hizmetlerine hisseler devredilmiştir. Boğaziçi Elektrik Dağıtım A.Ş., Dicle Elektrik Dağıtım A.Ş., Gediz Elektrik Dağıtım A.Ş. ve Trakya Elektrik Dağıtım A.Ş.'nin de %100 oranındaki hissesinin blok satış yöntemi ile özelleştirilmesi için 19 Mart 2010'da ihale yapılmıştır. Şubat 2010 itibariyle EÜAŞ'ın 19 gruba ayrılmış 52 adet santralinin ihalesi için 615 teklif alınmıştır (ÖİB, 2010, www.oib.gov.tr). Elektrik sektörü özelleştirilmesinin 2011'e kadar yapılması tasarlanmıştır, iletim ve sistem operasyonu faaliyetleri hariç (Bağdadıoğlu ve Odyakmaz, 2009). Gerçekleştirilen özelleştirmeler ile elektrik sektörü reform sürecinin hızlanmaya başladığı söylenebilir.

Fiyatlar ve Tarifeler

Türkiye'deki elektrik fiyatları, 2001 EPK yasaklamasına rağmen batı bölgelerindeki tüketicilerden doğu bölgesindeki tüketicilere ve ayrıca endüstriyel kullanıcılardan hanehalklarına önemli düzeyde çapraz sübvansiyonu içermektedir. Gerçekte, EPDK, TEDAŞ, Hazine ve ETKB'nı Ulusal tarifeden bölgesel tarife yapısına geçilmesi konusunda anlaşmaya varmışlardır. Fakat Doğu Bölgesindeki tüketicilerden gelen politik baskılar nedeniyle bu sözleşme Hükümete kabul ettirilememiştir (Özkıvrak, 2005, s.1349). Tarifelerin piyasa yolu ile değil idari ve keyfi bir biçimde belirlenmesi rekabetin önünde önemli sorunlar yaratmaktadır (Atiyas, 2006, s.92). Elektrik fiyatlarının tam olarak elektrik maliyetlerini yansıtması gerekmektedir. Dağıtım seviyesinde mali açıdan güçlü şirketlerin yaratılması üretim aşamasında yeni girişlerin teşviki açısından önemlidir. Bu bağlamda tüm tarife altı uygulamaların terk edilmesi gerekmektedir (Özkıvrak, 2005, s.1350; Özeren, 2006, s.71). EPK, tarifelerin maliyet esaslı olması, çapraz sübvansiyona yer verilmemesini öngörmektedir. EPK özellikle de kayıp kaçaklardan kaynaklanan bölgeler arası maliyet farklılıklarının fiyatlara müdahale edilmeden tüketiciye yansımalarını öngörmektedir. Desteklemeler tüketiciye geri ödeme şeklinde yapılacaktır (EPK, md.13c).

Strateji Belgesi bu konuda EPK'ya göre önemli bir farklılık getirmiştir. SB, bölgeler arası farklılıkları gidermek üzere bir eşitleme mekanizması geliştirilmesini öngörmüştür. Eşitleme mekanizması geçiş dönemi uygulamasıdır ve ilk tarife uygulama dönemi boyunca yürürlükte

kalacaktı (Atiyas, 2006, s.55). SB'ye göre bu eşitleme mekanizmasının Ekim 2004'de belirlenmesi öngörülmekteyken, 21/12/2006 tarih ve 26383 Sayılı Elektrik Dağıtım Bölgelerinde Uygulanacak Fiyat Eşitleme Mekanizması Hakkında Tebliğ ile mekanizma ancak 2006'da kurulmuştur. Adı geçen Tebliğ "*tüketicilerin dağıtım bölgeleri arası maliyet farklılıkları nedeniyle var olan fiyat farklılıklarının kısmen veya tamamen korunmasını sağlamak amacıyla 31 Aralık 2010 tarihine kadar uygulanacak fiyat eşitleme mekanizmasının usul ve esaslarını*" düzenlemiştir. Elektrik Dağıtım Bölgelerinde Uygulanacak Fiyat Eşitleme Mekanizması Hakkında Tebliğ ise (12/11/2008 tarih ve 27052 Sayılı) tarih aralığını 2012'ye uzatmıştır. Ancak özelleştirmelerin tamamlanmaması gerekçe gösterilerek kaçak elektrik kullanımının yaygın olduğu bölgelerin açığının diğer bölgelerden kapatılması uygulamasının 2014'e kadar uzatılması gündemdedir²⁴.

Dağıtım tarifelerinin düzenlenmesi henüz tam anlamıyla işlerlik kazanmamıştır. İletim tarifelerinin düzenlenmesinde daha fazla mesafe kaydedilmiştir. Kısa dönemde tarife yeniden dengelenmesi ve maliyet yansıtıcı tarifeye geçilmesi nedeniyle, çapraz sübvansiyonlar, yükümlenilen maliyetler ve EÜAŞ ve TEDAŞ'ın yüksek kayıp ve finansal açıkları nedeniyle, elektrik fiyatlarının artması beklenmektedir. Serbestleşmiş elektrik piyasalarında elektrik fiyatlarının azalması beklenirken, özellikle serbest olmayan tüketiciler ve Doğu Bölgesindeki tüketicilerin karşılaşacakları fiyat artışları nispeten daha yüksek olacaktır (Özkıvrak, 2005, s.1349; Atiyas, 2006, s.92-939).

2.6. Türkiye Elektrik Sektörü Reformunun Performans Etkileri

Elektrik sektörünün serbestleştirilmesi açısından önemli ilerlemeler sağlanmasına rağmen, sektörde rekabetin gelişme düzeyinin hala sınırlı olduğu ve özellikle ilk yıllarda sektörün yapısında ciddi bir değişiklik meydana gelmediği ifade edilmektedir (Atiyas, 2006). EPK'nın çıkmasının ardından yaklaşık 9 yıl geçse de, Kanunun öngördüğü yeniden yapılanma modelinden önemli sapmalar söz konusu olmuş, özelleştirmeler sadece dağıtım sektöründe gerçekleşebilmiştir. Bu bağlamda, Türkiye elektrik sektöründe serbestleşmenin etkilerinin tam olarak görülmesinin beklenmesi doğru olmamakla birlikte, bu bölümde EPK sonrasında yapılmış olan serbestleşme ve yeniden yapılanma çabalarının sektörün performansı üzerinde

²⁴ 29/12/2009 tarihli Zaman Gazetesi haberi.

öngörülen olumlu etkilerinin olup olmadığı irdelenecektir. Bu konuda fikir sahibi olmak, sektörün ilerleyen dönemlerdeki düzenlemeleri açısından yol gösterici olabilecektir.

Elektrik sektöründeki ampirik temelli verimlilik çalışmaları, bu bölümün başında da ele alındığı gibi sektörün üretim ya da dağıtım aşamalarındaki “toplam faktör” verimliliği ile ortaya konmaktadır. Bu anlamda genel olarak kullanılan yöntem “Veri Zarflama Modeli”dir. Ancak elektrik arz endüstrisinde istihdamla ilgili tam veri yoktur ve işgücünün verimliliği elektrik gibi sermaye yoğun bir sektörde etkinlik konusunda sınırlı bilgi vermektedir. Sermaye ve toplam faktör verimliliğinin ölçülmesi de zordur, özellikle endüstri seviyesinde ve sermayenin ölçülmesinde zorluklar nedeniyle hatalar içerebilmektedir (Steiner, 2001). Türkiye özelinde de, elektrik sektörü ile ilgili yeterli veri mevcut değildir. Elektrik sektörü reformunun etkilerinin verimlilik açısından kapsamlı bir şekilde değerlendiren (üretim ve dağıtım aşamalarını kapsayan, reform öncesi ve reform sonrası dönemi karşılaştıran) bir çalışma henüz yapılmamıştır. Daha önce verimlilik başlığı altında belirtildiği gibi, 21 dağıtım şirketinin özendirici teşvik sisteminin uygulanabilirliğini araştıran Bağdadıoğlu (2009), 2004 yılı verilerine dayanan çalışmasında 21 dağıtım şirketinin 8’inde bir verimlilik iyileşmesinin olduğu sonucuna varmıştır. Elektrik sektörü reformunun etkileri ise şu ana kadar, performans açısından değerlendirilmemiş ancak, tam serbestliğin gerçekleştirildiği durumda ekonomi genelinde etkilerinin ne olabileceği hesaplanabilir genel denge modeli ile çalışılmıştır. Akkemik (2009), elektrik sektöründe tam serbestliğin elektrik piyasasında etkinliği arttıracığı, hanehalkı elektrik fiyatlarını azaltacağı ve tüketici refahını arttıracığı sonucuna ulaşmıştır. Azalan elektrik fiyatlarının üretim ve iletim aşamalarında olumsuz etkilerinin olacağı ise çalışmanın ulaştığı bir diğer sonuçtur.

Bu bölümde Gilbert ve Khan (2006)’ın elektrik sektöründe serbestleşme ve yeniden yapılanmanın sağladığı performans göstergeleri olan i) Aşırı kapasite (yani rezerv marj), ii) Nispi fiyatlar ve iii) Uzun dönem fiyatlar ile Jamasb vd. (2005) ve Jamasb vd. (2004)’in Tablo 2.3’de yer alan “Elektrik Piyasası Reformunun Performans Göstergeleri”, ve Steiner (2001)’in çalışmasında yer alan performans göstergeleri kapsamında, Türkiye elektrik sektörünün performansında bir değişme olup olmadığı sorgulanmaktadır. Performansın değerlendirilmesinde elektrik sektöründe yer alan temel kurum ve kuruluşların sağladığı raporlar ve istatistik bilgilerinden faydalanılmaktadır. Bu bağlamda Türkiye elektrik sektörünün performans değişimi i) Rezerv Marj, ii) Fiyatlar, iii) Özel yatırımlar, iv) Kapasite kullanım oranları ve v) Karlılık başlıkları altında ele alınacaktır.

2.6.1. Rezerv Marj

Elektrik sektöründeki etkinliğin bir göstergesi, fiili rezerv marjın optimal rezerv marja olan uzaklığıdır. Rezerv marj daha önce de ifade edildiği üzere, kapasite ve en yüksek (peak) talep arasındaki farkın en yüksek talep miktarına bölünmesi ile bulunmaktadır. Elektrik talebinin planlanarak, elektrik tüketiminin yeterli bir şekilde (aşırı olmayacak şekilde) karşılanması gerekmektedir (Steiner, 2001). Optimal rezerv marjın sürdürülebilmesi, sistem güvenilirliğinin bir göstergesidir. Yüksek düzeyde bir rezerv marj, sistemin yeterliliğini (bir anlamda uzun vadeli sistem güvenilirliğini) artırır ancak yüksek maliyetlere yol açar (Güney, 2005).

Türkiye’de 2001-2009 yıllarını kapsayan dönemde TEİAŞ’ın kurulu kapasite ve ilgili yıllardaki peak talep miktarları göz önüne alındığında rezerv marjın sırasıyla %44.4, %51.6, %63.7, %56.7, %54.2, %46.7, %39.61, %37.03 ve %49.87 olarak hesaplanmaktadır. Bu verilere göre 2007 ve 2008 yıllarında bir optimal orana yaklaşma eğilimi görülür iken, 2009 yılında giderek optimal orandan uzaklaşmıştır. Ancak burada vurgulanması gereken nokta, kurulu kapasitenin gerçekte yıllık kapasite verilerinden farklı olmasıdır (bozuk ve arızalı tesisler göz önüne alındığında fiili kapasite kurulu kapasiteden farklı olacaktır) ve bundan dolayı teorik kurulu kapasiteye dayalı yapılan rezerv marj oranının yüksek çıkmasına yol açmaktadır. Sektörün uzmanları, Türkiye elektrik sektöründe rezerv marj oranlarının %20’yi aşmadığını ifade etmektedirler²⁵.

2.6.2. Fiyatlar

İlgili yazında fiyatların piyasa reformu sonrasında azalması gerektiğini ifade edilmektedir. Ancak gerçekte, reform uygulayan ülkelerdeki deneyimlerin sonucu, serbestleşme sonrasında fiyatların yükselmesi şeklindedir. Normal olarak elektrik sektörünün serbestleşmesi ile birlikte, etkinliğin artacağı, etkinlik artışının da fiyatlara yansıtacağı beklenmektedir. Bu bağlamda, fiyat değişimleri reform sürecinin etkilerinin kabaca değerlendirilmesini sağlamaktadır (Oğuz, 2009). Türkiye’de elektrik fiyatlarının gelişimi, sanayi elektrik fiyatları, hanehalkı elektrik fiyatları ve hanehalkı/sanayi fiyatları olmak üzere üç alt başlık altında incelenecektir. Türkiye’de elektrik fiyatlarının belirlenmesinde önemli sorunlardan birisi

²⁵ TEİAŞ yük tevzi merkezi ve Prof.Dr. Osman Sevaioğlu ile yapılan telefon görüşmeleri.

Hükümetin fiyatlara müdahale etmesinin yanı sıra, maliyetleri arttıran kayıp kaçak oranlarıdır. İletim ve dağıtım aşamalarındaki kayıp-kaçak oranları özellikle gelişmekte olan ülkelerdeki etkinsizliğin temel kaynağıdır (Jamasp vd., 2005, s.42).

Tablo 2.5: Türkiye Elektrik Üretim ve Tüketim Kayıplarının Gelişimi, 1984-2008, Gwh

Yıllar	Net Üretim	İletim Kayıp	%	Dağıtım Kayıp	%	Toplam Kayıp	%
1984	28722,8	1577,4	5,0	2163,2	6,9	3740,6	11,9
1985	31912,1	1611,4	4,7	2734,5	8,0	4345,9	12,8
1986	36879,8	1344,3	3,6	4102,4	10,9	5446,7	14,5
1987	41745,2	1627,4	3,8	3992,6	9,4	5620,0	13,3
1988	45648,8	2016,6	4,4	4291,9	9,3	6308,5	13,7
1989	48808,7	1544,0	3,1	4703,2	9,5	6247,2	12,7
1990	54231,6	1787,2	3,3	4893,1	9,0	6680,3	12,3
1991	56591,1	1437,8	2,5	6123,4	10,7	7561,2	13,2
1992	63104,9	1342,9	2,1	7651,9	12,1	8994,8	14,2
1993	69864,4	1634,9	2,3	8616,7	12,3	10251,6	14,6
1994	73782,6	1800,3	2,4	10042,7	13,6	11843,0	16,0
1995	81858,6	2034,9	2,5	11733,9	14,3	13768,8	16,8
1996	90084,4	2461,7	2,7	13393,1	14,8	15854,8	17,5
1997	98245,6	2935,5	2,9	15646,4	15,5	18581,9	18,4
1998	105499,2	3337,1	3,1	17457,8	16,0	20794,9	19,1
1999	110701,9	2985,1	2,6	18559,9	16,4	21545,0	19,1
2000	118697,6	3181,8	2,6	20574,1	16,8	23755,9	19,4
2001	116252,1	3374,4	2,8	19954,3	16,5	23328,7	19,3
2002	123726,8	3440,7	2,7	20491,2	16,1	23931,9	18,8
2003	135248,3	3330,7	2,4	20722,0	15,2	24052,7	17,6
2004	145065,7	3422,8	2,4	19820,2	13,6	23243,0	16,0
2005	155469,1	3695,3	2,4	20348,7	13,0	24044,0	15,4
2006	169543,1	4543,8	2,7	19245,4	11,3	23789,2	14,0
2007	183339,7	4523,0	2,5	22123,6	12,0	26646,6	14,5
2008	189761,9	4388,4	2,3	23093,1	12,1	27481,5	14,4

Kaynak: TEİAŞ, 2009.

Tablo 2.5’de 1984 yılından itibaren iletim, dağıtım ve toplam kayıp kaçak oranları yer almaktadır. EPK’nın yürürlüğe girdiği 2001 yılından itibaren iletim kayıp-kaçak oranı % 2.4-2.8 arasında dalgalanırken, 2008 yılında nispeten bir düşüş gözlenmektedir (%2.3). Dağıtım kayıp kaçak oranlarındaki düzelme iletim aşamasına göre daha belirgindir. Reformun başında % 16.8 olan oran, 2008 yılında %12.1’e gerilemiştir. Toplam kayıp kaçak oranı ise %5 azalarak %14.4’e düşmüştür. Ancak Türkiye’de hala kayıp kaçak oranları hem OECD kayıp kaçak oranlarının (%6.7) hem de dünya kayıp-kaçak oranlarının (%8.9) oldukça üzerindedir.

Tablo 2.6: Elektrik Fiyatlarının Gelişimi, \$/kWh

Yıllar	Sanayi Fiyatı	Mesken fiyatı	Hanehalkı/Sanayi fiyatı	OECD, Sanayi	OECD, Hanehalkı	OECD, H.Halkı/Sanayi
1996	0.086	0.088	1.020	0.074	0.121	1.630
1997	0.077	0.08	1.030	0.069	0.113	1.630
1998	0.075	0.079	1.050	0.065	0.109	1.670
1999	0.079	0.084	1.060	0.061	0.106	1.730
2000	0.080	0.084	1.050	0.06	0.101	1.680
2001	0.079	0.084	1.060	0.06	0.099	1.650
2002	0.094	0.099	1.050	0.059	0.100	1.690
2003	0.099	0.106	1.070	0.068	0.110	1.610
2004	0.100	0.111	1.110	0.073	0.119	1.630
2005	0.107	0.118	1.100	0.078	0.124	1.580
2006	0.100	0.111	1.110	0.086	0.132	1.530
2007	0.109	0.074	1.110	0.094	0.144	1.530
2008	0.139	0.165	1.180	-		

Kaynak: TEİAŞ, 2009.

Sanayi elektrik fiyatları, gelişmiş ülkelerde hanehalkı elektrik kullanım fiyatlarının altındadır. Sektörde rekabetin artması ile birlikte mesken (hanehalkı) elektrik fiyatlarının artması, sanayi fiyatlarının ise azalması beklenmektedir (Zhang vd., 2006). Türkiye’de ise 1995 yılından itibaren sanayi ve hanehalkı elektrik fiyatları incelediğinde, sanayi ve hanehalkı fiyatlarının-her ne kadar sanayi fiyatları hanehalkı fiyatlarından düşükse de-nereseysel başa baş olduğu görülmektedir (Bkz.Tablo 2.6). Sanayi kullanıcıları, hanehalkı tüketicilerini sübvansiyon etmektedirler yani hanehalkı lehine çapraz sübvansiyon mevcuttur (Oğuz, 2009)²⁶.

²⁶ Tedarik edilen elektriğin maliyeti, mesken kullanıcılar için sanayi kullanıcılarına göre daha yüksektir. Bu maliyet farkı büyük müşterilere göre (yani sanayi kullanıcıları) daha düşük gerilim seviyelerinde hizmet verilmesi ile ilgili, mesken kullanıcılarının düşük yük faktörü ve tahmin edilebilir olmayan yük profilleri, ölçümleme ve faturalandırma maliyetlerinden kaynaklanmaktadır (Güney, 2005).

Elektrik piyasası reformundan beklenen maliyetlerin düşmesi ile birlikte elektrik fiyatlarının da düşmesidir. Ancak, elektrik fiyatlarının genel trendine bakılacak olursa, hem sanayi hem de hanehalkı elektrik fiyatları artmaktadır. Elektrik sektörünün performansı açısından bir diğer gösterge, hanehalkı ve sanayi elektrik fiyatlarının oranlarıdır. Hanehalkı ve sanayi kullanıcılarının fiyatları arasındaki fark, OECD ülkelerinin oldukça altındadır. Bu oran gelişmiş ülkelerde 1.53-1.73 arasında iken, Türkiye’de bu oran 1.02-1.18 aralığında olmuş, 2001 yılından itibaren az da olsa artış göstermiştir.

2.6.3. Yatırımlar

Türkiye elektrik sektöründe gündemde olan konu fazla kapasite durumunun ortadan kalkmaya başlaması ve yakın gelecekte ek kapasite ihtiyacının doğacağı endişesidir (Atiyas, 2006, s.46). Çalışmanın birinci bölümünde bahsedilen TEİAŞ’ın hazırlamış olduğu 2009-2018 üretim kapasite projeksiyonları bu konuda fikir vermektedir. Buna göre kapasite gereksinimi hızla artmaktadır. Özellikle TEİAŞ’ın yüksek talep Senaryosu’na göre (Senaryo D), 2015 yılından itibaren işletmede olan santrallerle yedek güç, talebi karşılamakta yetersiz kalacağı tahmin edilmektedir (yedek güç 2015 için %-6.6 ve 2018 için %-24.6)²⁷. Hatta Türkiye’de mevcut santraller, lisanslı santraller ve yapım aşamasında olanlar dahil olmak üzere enerji arzının 2009 yılından itibaren enerji talebini karşılamakta yetersiz kalacağı beklenmekteydi. Ancak, elektrik talebini negatif yönde etkileyen ekonomik kriz, bu dengesizliği geciktirmiştir. 2004 ile 2008 yılları arasında elektrik talebindeki yıllık bileşik büyüme oranı olan % 7,2 ‘ye tekrar ulaşıldığı zaman gerekli kapasite gereksinimi nedeniyle yatırım ihtiyacı sektör açısından hayati önem arz edecektir. 2009 ile 2017 yılları arasında yapılması gereken yatırım miktarının 35 ile 50 milyar ABD doları arasında olduğu tahmin edilmektedir (TCBYDTA, 2009).

²⁷ Kaynak: TEİAŞ, (2009), Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu.

Tablo 2.7: Elektrik Kamu Yatırım Harcamalarının Yıllar İtibariyle Gelişimi, 1994-2008, Milyon TL

Yıllar	TEDAŞ	Artış, %	TEİAŞ	Artış, %	EÜAŞ*	Artış,%
1994	7.1		6.8	-		
1995	12.9	81.3	11.9	76.4		
1996	21.1	63.1	37.0	209.6		
1997	40.5	91.6	99.7	169.3		
1998	79.9	97.2	275.8	176.5		
1999	71.1	-11.0	328.9	19.2		
2000	212.7	199.0	470.4	43.0		
2001	201.6	-5.2	329.4	-29.9		
2002	417.7	107.2	100.2	-69.6		
2003	387.4	-7.2	126.3	26.1		
2004	388.6	0.3	168.6	33.4		
2005	704.0	81.1	229.6	36.2	526.0	
2006	689.5	-2.0	270.5	17.8	450.0	-14.5
2007	824.8	19.6	276.7	2.3	478.0	6.2
2008	1,260.0	52.79	439.8	59.0	367.9	-23.0

* EÜAŞ'nin yatırımları enerji ve madencilik sektörlerinde yapılmıştır.

Kaynak: TEDAŞ, TEİAŞ ve EÜAŞ Faaliyet Raporlarından derlenmiştir.

Tablo 2.7'den de görüldüğü üzere, toplam yatırım harcamalarında 2001 yılı sonrasında düzensiz bir dalgalanma söz konusudur. Ancak 2008 yılında hem TEİAŞ'ın hem de TEDAŞ'ın yatırımlarında %50-60 artış olduğu göze çarpmaktadır. Ağustos 2006'da Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği (DUY) olarak adlandırılan piyasasının devreye girmesi ile, sektörde yatırım hareketliliğinin arttığı ifade edilmektedir. Dengeleme piyasasının devreye girmesi ile bir tür spot piyasa oluşmuş ve bu piyasa bir tür yatırım sinyali oluşturarak özellikle 2006 yılı sonrası yatırımlarda hareketliliğe yol açmıştır. DUY öncesinde elektrik sektöründe yatırımlar açısından kötü bir tablo hakimdir (Atiyas, 2010, s.9). Özellikle üretim aşamasında ise kamu yatırımlarının 2007 yılındaki %6'lık artış göz önüne alınmazsa, azalma eğiliminde olduğu görülmektedir ki bu durum zaten reformun amaçları arasında yer almaktadır. Genel olarak değerlendirilirse, elektrik sektörü reform sürecinin henüz istenilen düzeyde yatırım artışına yol açmadığı görülmektedir. Bu anlamda yatırımların artırılması yönünde daha fazla çabaya ihtiyaç olduğu açıktır. Sektörde iyi tanımlanmış ve güvenilir politik kurumların varlığı da yatırımları daha da arttıracaktır (Jamasp vd., 2005, s.53). Yatırım ortamının iyileştirilmesi ile aynı zamanda reform öncesinde imzalanmış olan İHD, Yİ ve YİD yatırım planlarının olumsuz etkilerinin azaltılmasına yardımcı olması beklenmektedir (Güney, 2005, s.xviii).

Devlet mülkiyetindeki üretim şirketlerinin yeni üretim tesislerine yatırım yapmaları engellenmekte ve özel sektör yatırım projelerinin artması planlanmaktadır (Güney, 2005, s.24). Zorlu, Akkök, Sabancı ve Afken gibi büyük holdinglerin yanı sıra diğer büyük grupların da elektrik üretimi sektörüne yatırım yapmak istedikleri, EPDK'ye başvurulardan anlaşılmaktadır. Sadece üretim aşamasına değil, özelleştirilmelerin neredeyse tamamlandığı dağıtım sektörüne de yatırımın ilgisi büyüktür. Özel sektörün elektrik alanındaki yatırımlarını izlemenin bir yolu, EPDK'nın verdiği lisanslardır. Yürürlükte olan lisanslardan hangi firmanın hangi yakıtı kullanarak, ne güçte ve yıllık üretimde ne tür bir santral kurmak istediği ve imtiyaz süresi anlaşılabilir. Ancak EPDK'nın lisanslarında yatırım miktarı gibi parasal bilgilere yer verilmediği için güvenilir bir yatırım tablosu oluşturulması olası değildir (Sönmez, 2007, s.81).

Tablo 2.8: Türkiye Enerji Sektöründe Yabancı Yatırımcılar Tarafından Yapılan Birleşme ve Satın Alma İşlemleri (2004 – 2009)

Satın Alan	Ülke	Hedef Şirket	Tarih	Hisse Oranı	İşlem Değeri (Milyon ABD\$)
Enerjisa Sabancı-Verbund	Hollanda	Doka Elektrik	2009	%99,6	M.D.
Mesquite Holding	Hollanda	Midlands Gerantion (Trakya elektrik Üretimi ⁹)	2009	%31	M.D.
RWE	Almanya	E.On Turcas Kuzey Elektrik and E.On Turcas Güney Elektrik	2009	%70,0	M.D. *
Italgas	İtalya	Bares Elektrik	2008	%100,0	50,2
EnerjiSa-Sabancı Holding-Verbund	Avusturya	Başkent Elektrik Dağıtım	2008	%100,0	1.225,0
AkCez Contortium	Çek Cum.	Sakarya Elektrik Dağıtım	2008	%100,0	600,0
Verbund	Avusturya	EnerjiSa	2007	%50,0	326,6
Berggruen Holding	ABD	BND Elektrik	2006	%66,7	0,7
Sumitomo Corportaion	Japonya	Birecik Barajı ve HES	2005	%31	40,7
Enron	ABD	Trakya El.Üretim	2004	%9	M.D.
International Power plc	İngiltere	Trakya El.Üretim	2004	%31	M.D.

*M.D: Açıklanmamıştır.

Kaynak: Hazine Müsteşarlığı, (2009) ve Rekabet Kurumu, 2010.

T.C. Hazine Bakanlığı'nın 2009 yılı Enerji Sektörü Raporu'na göre yabancı yatırımcıların da sektöre ilgilerinin arttığı ifade edilmektedir. Özellikle elektrik talep öngörülerinin güvenilir olmamasının yatırımların yapılamamasında rol oynadığı ifade edilmektedir (Erdoğdu, 2010). Ancak yatırımların istenilen düzeyde olduğunu söylemek çok mümkün olmasa da, elektrik sektöründe dağıtım sektöründeki özelleştirmelerle birlikte özel sektör yatırım miktarının artması beklenmektedir.

2.6.4. Kapasite Kullanım Oranları

Etkinliğin elektrik arz endüstrisinde ölçülmesi zordur. Bu anlamda etkinliğin ölçülmesinde önemli bir gösterge birim işgücü girdisi başına çıktı miktarını ifade eden işgücünün verimliliğidir (O'Mahony ve Vecchi, 2001, s.89). Ancak elektrik arz endüstrisinde gerek işgücü gerekse sermaye açısından amaca uygun veri olmaması nedeniyle verimlilik ölçme yöntemin mümkün olmadığı daha önce ifade edilmişti. Bu nedenle elektrik sektöründe performans gelişimi açısından göz önünde bulundurulması gereken bir diğer unsur "kapasite kullanım oranları" dır (Steiner, 2001). Üretim aşamasındaki şirketlerin kapasite kullanım oranlarına ulaşmak mümkün olmadığı için, üretim aşamasında en büyük paya sahip olan EÜAŞ'ın kapasite kullanım oranları Tablo 2.9'da verilmiştir.

Tablo 2.9: EÜAŞ'ın Ortalama Kapasite Kullanım Oranları, %

Yıllar	Termik Santraller ²⁸	Hidrolik Santraller
1995	50.53	44
1996	54.53	50
1997	63.36	48
1998	64.60	51
1999	63.76	40
2000	66.06	34
2001	67.06	23
2002	51.59	33
2003	35.94	31
2004	26.86	42
2005	28.78	36
2006	44.55	40
2007	54.53	31
2008	56.31	29
2009	49.11	28

Kaynak: EÜAŞ, 2010.

Yüksek kapasite kullanım oranları, üretimde girdilerin etkin kullanıldığını şeklinde yorumlanabilir. Kapasite kullanım oranları, elektrik üretiminin ortalama toplam kapasite oranlarına bölünmesi ile bulunmaktadır. Elektrik sektörü reformunun başlangıcından itibaren

²⁸ Termik santrallere ilişkin kapasite kullanım oranları Afşin Elbistan A Termik Santrali(T.S.), Kangal T.S., Orhaneli T.S., Seyitömer T.S., Tunçbilek T.S., Yatağan T.S., Yeniköy T.S., Kemerköy T.S., Soma A T.S., Soma B T.S., Çan T.S., Afşin-Elbistan B T.S., Çatalağazı T.S., Hamitabat Doğal Gaz (D.G.S) ve Kömür Çelik Santrali, Ambarlı D.G.S., Bursa D.G., Ambarlı Fuel Oil Santrali (F.O.S.), Hopa F.O.S., Aliğa F.O.S. ve Jeotermal Santrali olmak üzere 20 adet santralin kapasite kullanım oranlarının ortalamasıdır.

değerlendirilecek olursa, Hidro Elektrik Santrallerinin (HES) kapasite kullanım oranlarında 2004-2006 döneminde nispeten bir iyileşme söz konusu iken, sonrasında kapasite kullanım oranları düşmektedir. Termik santrallerin kapasite kullanım oranlarının ise mütemadiyen azaldığı görülmektedir.

Kapasite kullanım oranlarının düşük olması, elektrik santraline yapılan yatırımın “100-kapasite kullanım oranı” kadar atıl kalması anlamına gelmektedir. Bu durum da, elektrik santralinde yatırım kaynaklı üretim maliyetlerini (TL/kWh) artırmaktadır. Ayrıca ihtiyaç duyulacak elektrik enerjisinin sağlanması için de yeni yatırımların yapılmasını gerekli kılar. Gelişmiş ülkelerde termik santrallerin kapasite kullanım oranlarının %75 olduğu göz önünde bulundurulursa, yüksek kapasite kullanım oranlarına erişilmesi için ilave düzenlemelere ihtiyaç olduğu anlaşılmaktadır (Aslan, 1996). Steiner (2001), çalışmasında hem özel mülkiyetin hem de üretim ve iletimin ayrıştırılmasının kapasite kullanım oranları üzerinde pozitif etkisi olduğunu bulmuştur. Bu bağlamda üretim aşamasında özel sektör katılımının artması ve EÜAŞ’ın özelleştirilmesi ile önümüzdeki dönemlerde kapasite kullanım oranlarının artması beklenebilir.

2.6.5. Karlılık

Standart mikro ekonomik teorisi rekabet ve kar motivinin içsel (üretim) ve dışsal (piyasa) etkinliğini arttıracak ve bu şekilde elde edilen faydaların tüketiciye ve ekonomiye düşük fiyatlar ve maliyetler şeklinde yansıtılacağını ifade eder (Jamansb ve Pollitt, 2005). Sektöre yeni girişlerle birlikte etkin girdi kullanımını sadece doğrudan maliyetler üzerinde değil, firmanın karlılığı üzerinde de azalma olmasını ifade eder. Ancak daha yüksek karlar, sosyal refahın bir ölçüsü değildir, hatta tahsis etkinsizliğinin bir ölçüsü anlamına da gelebilir (Newbery ve Pollit, 1997, s.45). Elektrik piyasasındaki reform çalışmaları ile birlikte, literatürde elektrik şirketlerinin karlarının arttığı, fakat kapasitenin artışı birlikte daha rekabetçi piyasalarda, örneğin İngiltere ve Galler’de, karlılığın azaldığı ifade edilmektedir (Jamansb ve Pollitt, 2005).

Tablo 2.10: EÜAŞ, TEİAŞ ve TEDAŞ'ın Kar/Zarar Durumu, 2002-2008, YTL

Yıllar	EÜAŞ	TEİAŞ	TETAŞ
2002		(- 44618049,6)	
2003		(-68527000)	
2004		1171649000	
2005	(- 331759892,8)	11222713,08	
2006	171081365,5	64720403,03	
2007	50726669,1	102217672,9	15921247,8
2008	(- 592751237,09)	(-78722444,1)	983076374,3

Kaynak: EÜAŞ, TEİAŞ ve TETAŞ'ın faaliyet raporlarından derlenmiştir.

Karlılık sadece piyasadaki rekabetin derecesinden değil aynı zamanda maliyetlerin düzeyinden de etkilenmektedir. Rekabetçi baskılar maliyetlerin azalması ve etkinlik kazançlarına neden oluyorsa karlar artabilir (Griffith ve Harisson, 2003, s.39). Bu bağlamda maliyetlerin düşmesi ile artan karlılık sektör performansı açısından istenilen bir durum iken, maliyetlerle birlikte artan karlılık etkinsizliğin ve de rekabet baskısının yetersizliğinin (piyasa gücü) göstergesi olarak değerlendirilir. TEİAŞ raporlarına göre, elektriğin sınavi maliyetinin 2001'de 0.42 TL'den 2008'de 0.51 TL'ye ulaşması, ticari maliyetin ise yine aynı dönemde 0.22 TL'den 0.39 TL'ye ulaşması maliyetlerin azalmak yerine arttığını göstermektedir (2001 ve 2008 yılları için gerçekleşmiş enflasyon oranları göz önüne alındığında, maliyetler reel olarak iki kattan fazla artmıştır)²⁹. Bu durumda yukarıdaki Tablo 2.10'da görüldüğü üzere, sektördeki önemli kuruluşların finansal durumunun çok istikrarlı olmaması, pozitif kar ettikleri dönemlerde bile, etkinsiz oldukları şeklinde yorumlanabilir. Oğuz, (2009) çalışmasında da ifade ettiği üzere, sektördeki etkinliğin istenilen düzeyde olmaması, elektrik fiyatlarının yükselmesinin önemli bir nedeni olarak kabul edilebilir.

²⁹ Sınavi ve ticari maliyet müşteriye teslim noktasındaki maliyettir, TEİAŞ, 2009.

BÖLÜM 3

TÜRKİYE ELEKTRİK TALEBİNİN MODELLENMESİ

Enerji sektöründe düzenlemelerin sürdürülebilirliği açısından uygun ve/veya güvenilir modelleme teknikleri ile geleceğe yönelik rasyonel projeksiyonların yapılması büyük önem taşımaktadır (İTU, 2007). Elektrik piyasasında etkin politikaların oluşturulabilmesi için, elektrik tüketicilerinin gelir ve fiyat değişmelerinin yanı sıra diğer davranışsal faktörlere nasıl tepki vereceğinin teorik temelleri sağlam modeller tarafından tanımlanması, gelir ve fiyat esnekliklerin belirlenmesi ve ikame etkilerinin neler olduğunun analiz edilmesi gerekmektedir (Athukorola ve Wilson, 2009). Türkiye'nin güvenilir göstergelere dayanarak orta ve uzun dönemde elektrik talebinin öngörülmesi gelişmiş bir ülke olma ve yüksek refah düzeyini yakalama açısından önem arz etmektedir (Ünler, 2008, s.1938).

Türkiye'de enerji talebinin modellenmesi çalışmalarının 1960'lı yıllarda başladığı ifade edilmektedir (Ünler, 2008). Türkiye ile ilgili enerji talebi çalışmalarına ilişkin literatür incelendiğinde mühendis kökenli genetik algoritmalar ve yapay sinir ağları çalışmalarının yanı sıra (Bkz. Ceylan ve Öztürk (2004), Öztürk vd., (2005), Ceylan vd.(2005), Hobbs vd. (1998), Sözen vd.(2005), Sözen ve Arcaklıoğlu (2007)), birkaç enerji ve ekonomik büyüme arasındaki nedensellik ilişkilerinin sorgulandığı zaman serisi-eş bütünleşme çalışmaları-dikkatleri çekmektedir. Örneğin Bakırtaş vd.(2000), hata düzeltme modeli (Error Corection Model-ECM) kullanarak 1962-1996 yılları arasında bu ilişkiyi analiz etmişler ve elektrik tüketimi ve gelirin eşbütünleşik olduğu sonucuna ulaşmışlardır. Çalışmada kısa ve uzun dönem gelir esnekliklerini sırasıyla 0.692 ve 3.134 olarak tahmin edilmiştir. Altınay ve Karagöl (2005), 1950-2000 dönemi için elektrik tüketimi ve reel GSYİH arasındaki nedensellik ilişkisini Granger Nedensellik testi ve Vektör Atoregresyon (VAR) (Dolado-Lütkepohl Test) ile araştırmışlar, elektrik tüketiminden ekonomik gelişmeye doğru bir nedensellik olduğunu saptamışlardır. Şengül ve Tuncer (2006), enerji tüketimi ve ekonomik büyüme arasındaki nedensellik ilişkisini 1960-2000 dönemi için Granger Nedensellik testi ile yapmışlar ve enerji kullanımı ile GSYİH arasında dolaylı bir nedensellik bulmuşlardır. Karagöl vd. (2007), 1974-2004 dönemi için ekonomik büyüme ve elektrik tüketimi arasındaki ilişkiyi ARDL (otoregresif dağıtılmış gecikmeli) modeli ile analiz etmişler ve eşbütünleşmenin sadece kısa dönemde geçerli olduğunu bulmuşlardır. Erdoğan (2007),

eşbütünleşme analizi ve ARMA modeli ile elektrik talebini 1984-2004 yılları arasındaki üç aylık verileri kullanarak tahmin etmiştir. Modelde reel elektrik fiyatları, kişi başına elektrik tüketimi değişkenleri kullanılmıştır. Eşbütünleşme analizi sonucunda değişkenler arasında uzun dönemli ilişkinin varlığı saptanmış ve elektriğin gelir esnekliği 0.014 ve fiyat esnekliği -0.012 olarak hesaplanmıştır. Kar ve Kınık (2008), Türkiye’de 1975-2005 dönemi için toplam, sanayi ve mesken elektrik tüketimi ile ekonomik büyüme arasındaki ilişkiyi zaman serseri Vektör Hata Düzeltme Mekanizması (VECM) yöntemi ile analiz etmiş ve elektrik tüketiminden ekonomik büyümeye bir nedensellik olduğu sonucuna varmışlardır. Ancak, mesken elektrik tüketimi ile ekonomik büyüme arasındaki nedensellik ilişkisinin ise çift yönlü olduğunu saptamışlardır.

Türkiye’de imalat sanayinin enerji talebine ilişkin (doğrudan elektrik talebi değil-toplam enerji), sadece bir çalışma yapılmıştır: Dahl ve Erdoğan (2000), üç üretim faktörünün (enerji, sermaye ve işgücü) toplam ekonomi ,imalat sanayi ve madencilik alt sektörlerinde girdi talebini tahmin etmişlerdir. Çalışmada 1963-1992 dönemine ait veriler kullanılarak enerji, sermaye ve işgücünün talebin fiyat ve çapraz fiyat esneklikleri hem toplulaştırılmış olarak hem de iki alt sektörde tahmin edilmiştir. Yine Türkiye’de gelir ve fiyat esnekliklerini tahmin edildiği hanehalkının elektrik talebi ise, sadece Halıoğlu (2007) tarafından zaman serisi yöntemi ile modellenmiştir. Söz konusu bu çalışma, hanehalkı elektrik talebinin modellenmesi başlığı altında daha detaylı ele alınacaktır.

Türkiye’nin elektrik talebi modellemesinin ise, ETKB tarafından “Model for Analysis of Energy Demand-MAED” modeli ile yapıldığı daha önce ifade edilmişti. Talep öngörülere her yıl 10 yıllık bir dönem için, düşük, baz ve yüksek senaryolar temelinde yapılmaktadır. Bunun yanı sıra, TEİAŞ tarafından üretim kapasite projeksiyonu ve iletim sistemi 10 yıllık gelişim raporu ile dağıtım şirketi tarafından yatırım planı ve dağıtım sistemi 10 yıllık gelişim raporunun hazırlanmasında “baz senaryo” esas alınarak yapılmaktadır. Nitekim Türkiye’de elektrik reformu kapsamında enerji talebinin nasıl olması gerektiği aslında 2006 yılında hazırlanan *Elektrik Enerjisi Talep Tahminleri Hakkında Yönetmelik* ile tanımlanmıştır³⁰. Buna göre modelin “*matematiksel ifadesinin değişkenler arasındaki ilişkiyi yansıtması, belirlilik katsayılarının yüksek olması, ekonomi ve ekonometri teorisiyle tutarlılık sergilemesi, istatistiksel olarak anlamlı olması, çoklu doğrusallık, değişen varyans ve ardışık bağımlılık testlerinin yapılması ve doğru fonksiyonel kalıba sahip olması*” gerekmektedir. Ancak MAED Modeli deterministik bir simülasyon modelidir, orta ve uzun dönemli genel enerji talebi

³⁰ Resmi Gazetede 4 Nisan 2006 tarihinde 26129 Sayı ile yayınlanmıştır.

sektörel olarak ele alınmakta ve buradan birincil enerji talebi ve elektrik yük eğrileri senaryo yaklaşımına dayalı olarak elde edilmektedir (IAEA, 2006). Bir simülasyon yaklaşımına dayalı olan MAED modelinde, enerji talebi gelişmesindeki temel etken olan ekonomik ve teknolojik gelişim öngörülere modele sadece dışarıdan dahil edilebilmektedir. Buradaki temel eksiklik arz-talep ve fiyat etkilerinin (enerji-ekonomi ilişkilerinin) ayrıntılı bir şekilde modelde yansıtılmamasıdır. Örneğin, enerji fiyatlarının talebe etkisi yakıt türlerinin ikame esneklikleri gibi parametreler ve bunların içerdikleri fiyat-talep ilişkileri dikkate alınmamaktadır. Türkiye’de enerji arzının %75’den fazlasının ithal kaynaklardan karşılandığı göz önüne bulundurulduğu zaman, uluslararası enerji fiyatları ile ulusal makroekonomik dengeler arasındaki ilişkiler büyük önem kazanmaktadır. MAED’de ise enerji-ekonomi ilişkisi, ekonomiden enerjiye tek yönlü olarak tanımlanmaktadır (Acuner ve Onaygil, 2009). Oysa Türkiye’de enerji sektöründen ekonomiye olan geri beslemenin göz ardı edilmemesi gerektiği çalışmalarla ortaya konulmaktadır (Bkz. Karagöl, (2009), Kar ve Kınık (2008)). Bunların yanı sıra, oldukça önemli başka bir eleştiri, yirmi yılı aşkın bir süredir MAED’in orta ve uzun vadede güvenilir sonuçlar üretmediği ve özellikle sistematik bir biçimde elektrik talebinin oldukça fazla öngörüldüğü birçok çalışma ile vurgulanmıştır (Bkz. Erdoğan, (2007(a)), Erdoğan, (2007(b)) Ünler, (2008), Oğuz, (2009), Karagöl, (2009), Acuner ve Onaygil, (2009), Erdoğan, (2010), Ediger ve Tatlıdil, 2002)³¹. Elektrik saklanamadığı için, talebin eş anlı olarak elektrik arzı ile karşılanması gerekmektedir. Eğer elektrik talep miktarı yetersiz öngörülürse, zorunlu elektrik kesintileri olacak, ekonomik büyüme ve bireysel refah açısından olumsuz sonuçlar ortaya çıkacaktır. Eğer elektrik fazla öngörülürse, mevcut yatırımlar atıl duruma düşecek, yeni yatırım kararları ertelenecektir. Bu nedenle elektrik talebi öngörülerinin elektriğin arz ve talebi arasında dengenin sağlanması, piyasa katılımcılarının sağlıklı karar alabilmeleri ve gelecek stratejilerini belirlemeleri için önemli bir rolü vardır. (Ünler, 2008, s.1938; Karagöl, 2009). Türkiye’de 20 yılı aşkın süredir orta ve uzun vadede güvenilir sonuçlar vermeyen MAED modelinin alternatifinin oluşturulması bu anlamda önemlidir (Karagöl, 2009).

Elektrik fiyatlarının maliyetleri yansıtacak şekilde belirlendiği bir tarife uygulaması daha önce de ifade edildiği üzere, Türkiye elektrik piyasası reformunun önemli bir parçasıdır. Reform sonucunda maliyet düşüşlerinin (örneğin İngiltere’de %20 azalma sağlanmıştır) tüketiciye yansması beklenmektedir. Bunun yanı sıra, çapraz sübvansiyon uygulamalarının da kalkmasıyla bazı bölgelerdeki hanehalkı elektrik tüketicilerinin yüksek oranlı fiyat artışları

³¹ Örneğin enerji talebini MAED 86 %34, MAED 90 %33, MAED 94 %9 ve MAED 97 %6 fazla öngörmüştür (Ediger ve Tatlıdil, 2002).

ile karşılaşmaları beklenmektedir (Bagdadıoğlu vd., 2007). Bu bağlamda fiyat değişmelerinin hem sanayi hem de hanehalkı elektrik tüketimi vasıtasıyla mikro ve makro düzeyde ekonomi üzerinde önemli etkileri ortaya çıkacaktır. Bu bölümde Türkiye’de elektrik tüketiminin en büyük iki kesimin yani imalat sanayi ve hanehalkının elektrik talepleri modellenecektir³². İlk olarak imalat sanayi elektrik talebi Translog Maliyet Fonksiyonu yaklaşımı ile modellenecek, daha sonra ise hanehalkı elektrik talebi panel veri seti (81 il düzeyi veriler ile) kullanılarak tahmin edilecektir. Hem imalat sanayi hem de hanehalkı elektrik talep modellerinden elde edilen sonuçlar, bu alanda yapılmış olan uluslararası ve ulusal düzeyde diğer çalışmaların sonuçları ile karşılaştırılacaktır. İmalat sanayi ve hanehalkı talep modellerinden elde edilecek esneklik katsayıları politika analizleri, yapısal analiz ve projeksiyon çalışmalarında kullanılabilir.

3.1. Translog Enerji Talebi (Türev Talep Olarak) : Ampirik Literatür

İmalat sanayide elektrik bir girdidir. Klasik üretim fonksiyonunda girdi ve çıktı fiyatlarındaki değişme girdi kullanım miktarını ve çıktı düzeyini belirler. Üretim fonksiyonunun modellenmesi için çeşitli fonksiyonel formlar kullanılmaktadır; Leontief, genelleştirilmiş Cobb-Douglas ve Translog en yaygın kullanılan fonksiyonlardır. Translog maliyet fonksiyonu ilk kez Christensen, Jorgenson ve Lau (1971,1973) tarafından kullanılmıştır. Enerji talebi, girdi fiyatları da göz önünde bulundurularak bir türev talep olarak Berndt ve Wood (1975) tarafından modellenmiş ve üretim faktörleri arasında ikame katsayıları hesaplanmıştır. Translog maliyet fonksiyonunu hem gelişmiş hem de gelişmekte olan ülkelerde enerji talep modellemesinde birçok çalışma kullanmıştır. Enerji talebi modellerinde genel olarak lineer, log-lineer ve Translog fonksiyonel formları kullanılmaktadır. Translog maliyet fonksiyonunun diğer fonksiyonel kalıplara göre avantajları vardır. Translog maliyet fonksiyonu girdiler arasında ikame esnekliğinin değişken olmasına izin vermektir. Ayrıca Cobb-Douglas, CES gibi fonksiyonel formları temsil edebilen esnek bir formdur, mikro ekonomik teorik temelleri güçlüdür, teknolojik değişimin yanlı olmasına olanak tanır (Zarnikau, 2003, Taymaz vd., 2008, Kymn ve Hisnanick, 2001). Bu avantajlı özellikler fonksiyonun enerji talebi çalışmalarında yoğun bir şekilde tercih edilmesini sağlamıştır. Bu çalışmaların bir bölümü imalat sanayisinde üretim faktörleri arası ikame olanaklarını analiz etmekteyken (Bkz: Berndt ve Wood (1975), Griffin ve Gregory (1976), Williams ve Laumas (1981), Garafalo ve

³² TEDAŞ’ın 2008 yılı verilerine göre Türkiye’de elektrik tüketiminin %46.2’si imalat sanayi, %24.4’nü hanehalkı ve %29.4’nü diğerleri (tarımsal sulama, aydınlanma, resmi daire, ticaret vb.) gerçekleştirmektedir. İmalat sanayinin elektrik tüketimi nispeten düşmekte iken, hanehalkı ve diğer kesimin elektrik tüketimi artış göstermektedir.

Malhotra (1984), Chung (1987), Sterner (1989), Huang (1991), Hashim (2004), Nafar (2004), Kleijweg vd.(1990), Falk ve Koebel (1999), Banda ve Verdugo (2007), Medina vd.(2001), Koetse vd.(2006), Dahl ve Erdoğan (2000)), diğerleri ise bir ülkede ya da ülkelerarası/ve veya bölgeler arasında yakıtlar arası ya da yakıtlar arası ve faktörler arası ikame olanaklarını analiz etmiştir (Bkz: Pindyck (1979), Chakir vd.(2004), Egorova ve Volchkova (2007), Uri (1982), Harvey ve Marshall (1991), Christopoulos (2000), Urga ve Walter (2003), Grim (2006), Andrikopoulos vd.(1989), Cho vd.(2004), Iqbal (1986)).

Berndt ve Wood (1975), enerjiyi bir türev talep olarak ele almış ve faktörler arası ikame olanaklarını araştırmışlar ve enerji fiyat artışlarının firmaların yatırım davranışları ve ekonomi üzerindeki etkilerini sorgulamışlardır. Çalışma ABD imalat sanayine ait 1947-1971 dönemi sermaye, işgücü, enerji ve diğer hammaddelere ait zaman serisi verileri kullanılmış ve 3 aşamalı en küçük kareler yöntemi (3SLS) ile faktör taleplerini tahmin etmiştir. Çalışmada, enerjinin fiyat talep esnekliği (-0,5) olarak tahmin edilmiş, enerji ile sermayenin tamamlayıcı, enerji ve işgücünün ikame faktörler olduğu sonucuna ulaşılmıştır. Griffin ve Gregory (1976), 9 sanayi ülkesinin enerji talebini modellemiş ve enerjinin diğer girdilerle ikame olanaklarını araştırmıştır. Çalışmada söz konusu bu 9 ülkenin 1955-1969 dönemi işgücü, sermaye, enerji ve hammaddelerden oluşan panel verileri kullanılmıştır. Enerjinin fiyat talep esnekliğinin [(-0,77)-(-0,80)] arasında değiştiği, hem işgücü hem de sermayenin enerji ile ikame üretim faktörleri oldukları belirlenmiştir. Williams ve Laumas (1981), Hindistan'da girdi fiyatları değiştiği zaman üretim faktörleri arasında ikame olanaklarını sorguladıkları çalışmalarında, 1960-61, 1968 ve 1970-71 yıllarını kapsayan panel verileri kullanarak, Maksimum Olabilirlik Yöntemi (MO) ile tahmin yapmışlardır. Enerjinin fiyat talep esnekliğinin -0.24 ile -2,057 arasında olduğu, enerji-sermaye ve enerji-hammaddenin ikame, enerji ve işgücünün ise tamamlayıcı olduklarını belirlemişlerdir. Garafalo ve Malhotra (1984), bölgeler arasında enerji fiyatı değişmelerinin imalat sanayisinde üretim faktörleri arasında ikame olanaklarına etkilerini sorgulamışlardır. On bölge için 1963-1966 ve 1974-1977 dönemi sermaye, işgücü ve enerji verileri ile yapılan çalışmada MO yöntemi ile tahmin yapılmıştır. Enerjinin fiyat talep esnekliği 1974-1977 dönemi için -0,11 ile -1,82 arasında değişmektedir. Bu dönem için enerji hem sermaye hem de işgücü faktörleri ile ikame olarak bulunmuştur. Enerjinin fiyat talep esnekliği 1963-1966 dönemi için -0,53 ile -1,45 arasında değişmektedir. Bu dönemde işgücü ve enerji ikame iken, sermaye ve enerji tamamlayıcı üretim faktörleri olarak tahmin edilmiştir.

Chung (1987), ABD imalat sanayisine ait 1947-1971 dönemi sermaye, işgücü, enerji ve hammadde verilerini kullanarak, üretim faktörleri arası ikame olanaklarını Translog maliyet fonksiyonu formunda tanımlamış ve Maksimum Olabilirlik Yöntemini kullanarak tahmin etmiştir. Enerjinin talebin fiyat esnekliği -0,87 olarak tahmin edilmiş, işgücü, sermaye ve hammadde faktörlerinin tümünün enerji faktörü ile ikame oldukları belirlenmiştir. En yüksek ikame esnekliği ise enerji ve sermaye arasındadır (Allen Elasticity of Substitution (AES) ikame esnekliği)³³. Huang (1991), ABD gıda imalat sanayisinde üretim faktörleri arasında ikame olanaklarını araştırdığı çalışmasında 1971-1986 dönemi 9 gıda alt sektörü için işgücü, sermaye ve enerjiye ait zaman serisi verileri kullanmıştır. En küçük Kareler tahmin yönteminin kullanıldığı çalışmada, enerjinin fiyat esnekliği -0,49 olarak tahmin edilirken, enerji ve işgücünün tamamlayıcı, enerji ve sermayenin ikame olduğu belirlenmiştir. Falk ve Koebel (1999), Alman imalat sanayisinde enerji ve işsizlik şoklarının etkilerini sorguladıkları çalışmalarında, 27 imalat alt sanayisi için 6 üretim faktörüne ait 1978-1990 dönemi panel verileri kullanarak regresyon tahmin etmişlerdir. Çalışmada işgücü nitelikli ve niteliksiz olarak ikiye ayrılarak modele dahil edilmiştir. Enerji talebinin fiyat esnekliği -0,03 olarak tahmin edilmiştir. Sermaye ve hammaddenin enerji ile ikame üretim faktörleri olduğu belirlenmiştir. Ayrıca, hem niteliksiz hem de nitelikli işgücü ile enerjinin tamamlayıcı üretim faktörleridir ancak niteliksiz işgücü ile enerjinin ikame esnekliği daha yüksektir. Nafar (2004), İran imalat sanayisinde enerjinin fiyat duyarlılığı ve üretim faktörlerinin ikame olanaklarını araştırdığı çalışmasında, 1971-2001 yılları işgücü, hammadde, enerji ve sermayeye ait panel verisi kullanmıştır. Enerjinin fiyat esnekliği -0,395 olarak tahmin edilirken, enerji ve işgücünün tamamlayıcı üretim faktörleri olduğu (yüksek ikame esnekliğine sahip; Allen Elasticity of Substitution-AES -3,91), enerji ve hammaddenin ise ikame üretim faktörleri oldukları belirlenmiştir. Hashim (2004), Hindistan imalat sanayinde rekabeti teşvik politikalarının sektördeki ölçek ekonomisi ve faktörler arası ikame olanaklarını araştırdığı çalışmasında 1989-1998 dönemine ait sermaye, işgücü, hammadde ve enerjiye ait panel verileri ve MO tahmin yöntemi kullanmıştır. Çalışmada enerjinin fiyat esnekliği -0,02 ile -1,05 olarak tahmin edilmiştir. Medina ve Carvera (2001), enerji bağımlılığı yüksek Portekiz, İspanya ve İtalya’da imalat sanayide üretim faktörleri arasındaki ikame olanaklarını araştırmışlardır. Çalışmada her üç ülke için 1980-1996 dönemi sermaye, enerji ve işgücü verileri kullanılmış ve MO ile tahmin yapılmıştır. Çalışmada enerjinin fiyat esnekliği İtalya, Portekiz ve İspanya için sırasıyla -0,17, -0,0009 ve -0,121 olarak tahmin edilmiştir. Enerji ve sermaye İspanya ve İtalya’da tamamlayıcı iken Portekiz’de ikame olarak tahmin edilmiştir.

³³ AES_{ij}: j faktörü için i’inci faktörün ikame olanağıdır. AES, girdiler ya da üretim faktörleri arasındaki ikame edilebilirlik ya da tamamlayıcılık ilişkilerini analiz etmekte kullanılmaktadır (Blackorby vd., 2007).

İşgücü ve enerji İtalya ve İspanya’da ikame üretim faktörleri iken, Portekiz’de tamamlayıcı üretim faktörleridir. Kleijweg vd.(1990), Petrol şokları ve yükselen enerji fiyatları nedeniyle Alman imalat sanayisinde firmaların enerji talebinin duyarlılığını, 1978-1986 dönemine ait enerji, hammadde, sermaye ve işgücüne ait panel verileri ile En Küçük Kareler (EKK) yöntemini kullanarak sorgulamışlardır. Çalışmada büyük firmaların küçük firmalara oranla enerji maliyetlerini daha fazla düşürme imkanına sahip oldukları belirlenmiş ve uzun dönem enerji fiyat esnekliğinin -0,5 olduğu tahmin edilmiştir. Koetse vd.(2006), enerji tasarrufunun sağlanabilmesi için enerji ve sermaye arasında ikame olanaklarını sorguladığı çalışmada, gelişmekte olan ülkelerde işgücü, sermaye ve hammaddeye ilişkin panel verilerini kullanarak enerji-sermayenin Allen (AES) ikame esnekliğini 0,264 olarak tahmin etmiş ve her iki üretim faktörünün tamamlayıcı olduğu sonucuna ulaşmışlardır. Pindyck (1979), on endüstriyel ülkede enerji fiyat değişmelerine karşı üretim faktörlerinin ve yakıt kaynaklarının ikame olanaklarını araştırmıştır. Söz konusu on ülke için, 1960-1970 dönemi üretim faktörleri verisi ve 1955-1974 dönemi petrol, kömür ve elektrik girdileri verileri kullanılan çalışmada, iki aşamalı translog maliyet fonksiyonu MO yöntemi ile tahmin edilmiştir. Elektriğin talebin fiyat esnekliği ABD -0,66 ve Kanada için -0,74 olarak bulunmuştur. Çalışmada ayrıca sermaye ve enerji ikame üretim faktörleri olarak tahmin edilmişlerdir. Kratana ve Wueger (2004), Avusturya 12 alt imalat sanayisinde kömür, petrol, doğal gaz ve elektrik için yakıtlararası ikame olanaklarını sorguladığı çalışmada 1993-2000 yıllarını kapsayan 21 sektöre ait yatay kesit enerji verileri kullanmıştır. Çalışmada elektrik talep esnekliğinin sektörler arasında düşük olduğu, en yüksek elektrik talep esnekliğinin maden ve nakil donanımı sektörlerinde olduğu belirlenmiştir [(-0,13) ve (-0,29)]. Grim (2006), enerji fiyatlarındaki dalgalanmalar ve enerji sektöründeki serbestleşme sürecinde enerji fiyatı değişmelerinin ABD imalat sanayisinde enerji talebi üzerindeki etkilerini ve faktörler arası-yakıtlar arası ikame olanaklarını araştırmıştır. Çalışmada 1963-2000 yılları, 48.000 firmanın elektrik, doğal gaz, petrol, hammadde ve sermaye verileri kullanılarak maliyet fonksiyonu MO yöntemi ile tahmin edilmiştir. Enerji talebinin fiyata oldukça duyarlı olduğu belirlenmiştir. Çalışma enerjinin fiyat esnekliğini -1,8 olarak tahmin etmiştir. Ayrıca enerjinin sermaye, hammadde ve işgücü ile ikame üretim faktörleri oldukları belirlenmiştir. Andrikopoulos vd.(1989), Kanada’nın Ontario eyaletinde 7 alt imalat sanayi için üretim faktörleri ve yakıtlar arası ikame olanaklarını araştırmıştır. Söz konusu imalat sanayi dalları için 1962-1982 dönemi verileri kullanılmış ve iki aşamalı Translog maliyet fonksiyonu MO yöntemi ile tahmin edilmiştir. Enerjinin talebin fiyat esnekliği (-0,06) ile -0,96 arasında değişmektedir. Elektrik talebinin fiyat esnekliği ise -0,06 ile -0,26 arasında değişmektedir.

Çalışmada enerji hem sermaye hem de işgücü üretim faktörleriyle tamamlayıcı olduğu belirlenmiştir.

Cho vd.(2004), Kore’de enerji fiyatlarındaki değişmelere karşın imalat sanayisinde üretim faktörleri ve yakıtlar arası ikame olanaklarını araştırmıştır. Çalışmada 1981-1997 dönemi için sermaye, işgücü, enerji, petrol, doğal gaz ve elektrik faktörlerine ait üçer aylık veriler kullanılmış ve 2 aşamalı Translog Genelleştirilmiş maliyet fonksiyonu EKK ile tahmin edilmiştir. Enerjinin talebin fiyat esnekliği -0,83 olarak tahmin edilmiştir. Elektrik talebinin fiyat esnekliği ise -0,78 olarak tahmin edilmiştir. Sermaye ve enerji ikame, işgücü ve enerji tamamlayıcı üretim faktörleri olarak tahmin edilmiştir. Enerji ve işgücü için AES 0,87, enerji ve sermaye için 0,78 olarak tahmin edilmiştir. Urga ve Walter (2003), ABD endüstrisinin enerji talebini modellemişler ve girdi olarak yakıtlar arasındaki ikame olanaklarını araştırmışlardır. Kömür, petrol, doğal gaz ve elektrik girdileri için 1960-1992 dönemine ait zaman serisi verileri ve Genelleştirilmiş EKK tahmincisinin kullanıldığı çalışmada elektrik talebinin fiyat esnekliği -0,07 olarak tahmin edilmiştir. Chakir vd.(2004), Fransa imalat sanayisinin yakıt türleri talebini modellemişler ve endüstride yakıtlar arası ikame olanaklarını araştırmışlardır. Petrol, doğal gaz ve elektrik yakıt türlerine ait 1983-1996 dönemi zaman serisi verileri ve MO tahmincisinin kullanıldığı çalışmada elektriğin fiyat esnekliği -0,80 olarak tahmin edilmiştir. Harvey ve Marshall (1991), İngiltere’de 4 alt imalat sanayide enerji talebini modelledikleri çalışmada, 1971-1986 dönemine ait doğal gaz, kömür, petrol ve elektrik verilerini kullanmışlar ve MO tahmincisi kullanılmıştır. Çalışmada elektriğin talebin fiyat esnekliğinin -0,06 ile -0,49 arasında olduğu tahmin edilmiştir. Uri (1982), İngiltere imalat sanayisi için yakıtlar arası ikame olanaklarını araştırmıştır. Çalışmada 1948-1973 dönemine ait petrol, kömür, doğal gaz ve elektrik verileri kullanılmış ve MO ile tahmin yapılmıştır. Elektrik girdisinin fiyat esnekliği -0,503 olarak tahmin edilmiştir. Iqbal (1986), Pakistan imalat sanayisinde faktörler arası ve yakıtlar arası ikame olanaklarını araştırdığı çalışmasında, 1959-1970 dönemine ait işgücü, sermaye, hammadde, enerji verilerini ve MO tahmin yöntemini kullanmıştır. Çalışmada enerji ve sermaye ikame üretim faktörleri iken, enerji ve işgücü tamamlayıcı üretim faktörleridir. Enerjinin fiyat esnekliği -0,82 elektriğin fiyat esnekliği ise -0,11 olarak tahmin edilmiştir.

Enerji talebi ve yakıtlar arası ikame olanaklarının araştırıldığı birçok çalışma olmasına rağmen, imalat sanayinde elektriğin doğrudan talebinin modellendiği ve diğer üretim faktörleri ile ikame olanaklarının sorgulandığı az sayıda çalışma mevcuttur. Sterner (1989), gelişmekte olan bir ülke olan Meksika’da endüstriyel elektrik talebini Translog maliyet

fonksiyonu tanımlayarak modellemiştir. Meksika’da önemli 18 alt imalat sektöründe 1966-1981 dönemine ait elektrik, sermaye, işgücü ve hammadde verileri ve MO tahmincisi kullanılmıştır. Çalışma elektriğin fiyat esnekliğini -0,08 ile -1,09 aralığında tahmin etmiştir. Elektrik-yakıt, elektrik-hammadde, elektrik-işgücü ve elektrik-sermaye ikame esneklikleri ise sırasıyla, 0,92, -0,16, 2,16 ve 1,86 olarak tahmin edilmiştir. Christopoulos (2000), Yunanistan imalat sanayisinde petrol, dizel ve elektrik girdilerinin diğer sermaye ve işgücü üretim faktörleri ile ikame olanaklarını dinamik translog ile araştırmıştır. Çalışmada 1970-1990 dönemi verileri ile MO tahmincisi kullanılmıştır. Elektriğin talebin fiyat esnekliği -0,11 olarak tahmin edilmiş, elektriğin hem sermaye hem de işgücü faktörleri ile ikame olduğu belirlenmiştir. Ayrıca, mazot hariç diğer yakıtlar arasında ikame olanaklarının sınırlı olduğu da çalışmanın bir diğer sonucudur. Banda ve Verdugo (2007), Meksika imalat sanayisinin girdi talep esnekliklerini ve ölçek ekonomisi olanaklarını araştırmıştır. Çalışmada 1996, 2000 ve 2003 yılları için elektrik, sermaye ve işgücüne ait yatay kesit veriler ve MO tahmincisi kullanılmıştır. Çalışmada elektrik talebinin fiyat esnekliği -0,14 ile -1,42 aralığında tahmin edilmiştir. Elektriğin hem işgücü hem de sermaye üretim faktörü ile ikame olduğu belirlenmiştir. Egorova ve Volckova (2004), Rusya’da uygulanmaya başlanan elektrik reformunun imalat sanayi elektrik talebini nasıl etkileyeceğini araştırdıkları çalışmalarında, 1983-1996 ve 1998-2002 dönemine ait sermaye, işgücü ve elektrik veriler kullanılarak Translog maliyet fonksiyonu tanımlamış ve model tahmininde MO tahmin edicisi kullanmışlardır. Çalışmada elektriğin fiyat esnekliği -0,4 olarak tahmin edilmiştir. Ayrıca elektrik ve işgücü girdileri tamamlayıcı üretim girdileri olarak bulunmuştur.

3.1.1. Türkiye İmalat Sanayi Sektöründe Faktör Talebinin Modellenmesi

İmalat sanayide enerji dahil üretim faktörlerinin talebi esas olarak bir türev taleptir. Firmanın girdi olarak elektrik talebi firmanın çıktısından türetilmektedir. Firma çıktı düzeyi veri iken, toplam maliyetini minimum yapan girdi setini seçmektedir. Elektrik dahil firmanın girdi talebi, çıktı düzeyine bağlıdır ve girdiler arasındaki ikame olanakları üretim teknolojileri ve girdilerin nispi fiyatları tarafından belirlenmektedir (Berndt ve Wood, 1975, s. 259).

Türkiye’de imalat sanayi sektöründe elektrik talebini modellemek için 2 kez türevlenebilir dört üretim faktörlü bir üretim fonksiyonu eşitlik (1)’deki gibi tanımlanabilir:

$$Y = f(K, L, E, M) \quad (3.1).$$

Birim brüt çıktı seviyesi (Y), sermaye (K), işgücü (L), elektrik (E) ve hammadde, ambalaj ve yardımcı maddelerden oluşan aramalarının (M) bir fonksiyonudur. Üretim sürecinin yapısının zayıf ayrıştırılabilir (weakly seperable) olduğu varsayılmıştır. Böylece bu varsayım Türkiye’de imalat sanayide elektrik talebini analiz etmemize olanak sunmaktadır. Translog maliyet fonksiyonu Christensen vd.(1973) tarafından geliştirilmiş olup üretim teorisi için önemli bir gelişmedir. Translog maliyet fonksiyonu esnek (dönüşümlü) özelliği nedeniyle enerji ya da enerji talebinin modellenmesinde yaygın şekilde kullanılmaktadır (Stern, 1991; Griffin and Gregory, 1976, Moroney and Trapani, 1981, Harvey and Marshall, 1991).

(3.1) no’lu eşitlikteki üretim fonksiyonu bir maliyet fonksiyonunun standart özelliklerini sunmaktadır (taşımaktadır). Fonksiyon reel değerli (reel valued), negatif olmayan (non-negative), girdi ve çıktı fiyatlarına göre azalan olmayan (non-decreasing in input prices and output), doğrusal homojen ve girdi fiyatlarına göre içbükeydir (Al-Mutairi ve Burney, 2002, s.339).

Ayrıştırılabilirlik (seperability), aynı grup içerisindeki herhangi iki girdinin maliyet payları oranının, grup dışındaki girdilerin fiyatlarındaki değişimlerden, örneğin elektriğin maliyet payının yakıt, petrol, doğal gaz fiyatlarından bağımsız olması gibi, bağımsız olmasını ifade etmektedir (Uri, 1982, s. 45). Bu dört faktörlü bir modelde herhangi iki girdi arasındaki marjinal ikame oranının model dışında kalan diğer enerji fiyatlarından bağımsız olmasını ifade etmektedir. Diğer enerji girdilerine ait veriler Türkiye imalat sanayisi için mevcut değildir. Bu nedenle sadece sermaye, işgücü, aramalı ve elektrik girdileri arasında kısıtsız ikame esneklikleri tahmin edilebilmektedir.

Firma seviyesinde faktör fiyatları ve çıktının dışsal olarak belirlendiğini varsayılmıştır. Bu varsayımı göz önünde bulundurarak, rekabetçi piyasa koşullarında maliyet fonksiyonları ve üretim fonksiyonları arasındaki dualite teorisi, (3.1) no’lu eşitliğin maliyet fonksiyonu olarak yazılabilmesine olanak sağlar (Kleijweg, 1990, s.172):

$$C = f(P_K, P_L, P_E, P_M, Y) \quad (3.2).$$

(3.2) no’lu eşitlikte C; toplam maliyettir, P_K , P_L , P_E ve P_M sırasıyla sermaye, işgücü, elektrik ve aramalı girdilerinin fiyatlarıdır ve Y çıktı seviyesidir.

Tahmin amacıyla, maliyet fonksiyonu C, bir homotetik translog maliyet fonksiyonu ile ikinci dereceye kadar yaklaştırılabilir (approximated). Buna göre translog maliyet fonksiyonu, (3.2) no'lu eşitlik logaritmik ikinci dereceden Taylor açılımı şeklinde yazılabilir:

$$\ln C = \alpha_0 + \sum_i \alpha_i \ln p_i + \alpha_Y \ln Y + \frac{1}{2} \sum_i \sum_j \beta_{ij} \ln p_i \ln p_j + \sum_i \beta_{iY} \ln p_i \ln Y + \frac{1}{2} \beta_{YY} (\ln Y)^2 \quad (3.3).$$

Yukarıdaki eşitlikte, i,j = sermaye (K), işgücü (L), elektrik girdisi (E) ve ara malları girdisi (M) ve p_i ; i. faktörün fiyatıdır.

Alt maliyet (sub-cost) fonksiyonu girdi fiyatlarına göre doğrusal homojen olup, girdi maliyet payları girdi fiyatlarında sıfırıncı dereceden homojendir. Ayrıca, Young teoremi sistem eşitliklerinin çapraz fiyat esnekliklerinin simetrik olduğunu ortaya koyar. Eşitliklerde girdi fiyatlarındaki doğrusal homojenlik, girdilerin maliyet paylarının girdilere yapılan toplam harcamalardan bağımsız olduğunu ifade etmektedir. İyi tanımlanmış bir üretim fonksiyonunda çıktı veri iken fiyat olanakları doğrusu fiyatlara göre 1.dereceden homojen olmak zorundadır. Toplam girdi harcamaları tüm girdi fiyatlarıyla aynı oranda artmalıdır (Uri, 1982, s. 459). Simetri koşulu ise Slutsky simetri kısıtından gelmektedir. Girdi fiyatlarında doğrusal homojenlik ve simetri koşulları parametreler üzerinde aşağıdaki kısıtların getirilmesini gerekli kılar:

$$\sum_i \alpha_i = 1 \quad (3.4)$$

$$\sum_i \beta_{iY} = 0, \quad \beta_{ij} = \beta_{ji}, \quad \sum_i \beta_{ij} = \sum_j \beta_{ji} = 0 \quad i,j=K,L,E, M \quad (3.5).$$

Bu kısıtlar analizde ya modele parametre kısıtı olarak yüklenmekte ya da analiz boyunca korunmaktadır. Translog maliyet fonksiyonunun i'inci girdinin fiyatına göre kısmi türevi, i'inci girdi için türetilen talebi vermektedir. Faktör piyasalarının tam rekabetçi olduğu varsayılarak girdi fiyatları veri olarak kabul edilmiştir. Çıktı seviyesi veri, maliyeti minimize eden girdi talep fonksiyonu eşitlik (3.2)'de tanımlanan maliyet fonksiyonunun girdi fiyatlarına göre logaritmik türevi alınarak elde edilmiş ve aşağıdaki (3.6) no'lu eşitlikle ifade edilmiştir. Böylece aşağıdaki eşitlik yazılabilir:

$$\frac{\partial \ln C}{\partial \ln P_i} = \frac{\partial C}{\partial P_i} \cdot \frac{P_i}{C} = \alpha_i + \sum_{j=1}^n \delta_{ij} \cdot \ln P_j \quad (3.6).$$

Daha sonra elde edilen eşitliğe Shephard'ın Lemma'sı uygulanarak (bu maliyeti minimum yapan i'inci girdinin talep edilen miktarını ifade eder; $\left[x_i = \frac{\partial C}{\partial P_i}; i = (E, L, M, K) \right]$), girdi talep eşitliği, girdi maliyet formu şeklinde elde edilir:

$$S_i = \frac{\partial \ln(C)}{\partial \ln(P_i)} = \alpha_i + \beta_i Y \ln Y + \sum_j \beta_{ij} \ln P_j \quad (3.7).$$

Girdi pay talep eşitliklerinde S_i ; i girdisinin maliyet payını ifade etmekte olup, maliyet fonksiyonunun girdi fiyatlarına göre logaritmik türevi alınarak elde edilmektedir. Burada ayrıca girdi fiyatlarının dışsal olduğu varsayılmaktadır. Maliyet paylarının toplamı "1-bir" e eşit olmak zorundadır.

Girdi çiftleri arasındaki Allen (AES) kısmi çapraz ikame esneklikleri aşağıdaki formüllerle elde edilmektedir:

$$\sigma_{ij} = \frac{C \cdot C_{ij}}{C_i \cdot C_j} \quad \text{burada} \quad C_{ij} = \frac{\partial^2 C}{\partial P_i \partial P_j} \quad \text{ve} \quad C_i = \frac{\partial C}{\partial P_i} \quad \text{'dir} \quad (3.8).$$

Kısmi esneklikler; faktör girdilerinin sıralamasına göre değişmemektedir. Diğer bir ifadeyle, translog maliyet fonksiyonu için;

$$\sigma_{ij} = \frac{\beta_{ij} + S_i S_j}{S_i S_j}, \quad (i \neq j) \quad i, j = K, L, E, M \quad \text{için} \quad (3.9a).$$

$$\sigma_{ii} = \frac{\beta_{ii} + S_i^2 - S_i}{S_i^2} \quad i = K, L, E, M. \quad (3.9b).$$

Allen tarafından gösterildiği gibi, kısmi ikame esneklikleri girdi faktörleri için talebin fiyat ikame esneklikleri ile ilişkilidir (AES), η_{iF} , bu durumda,

$$\eta_{ij} = S_i \sigma_{ij} \quad \text{ve} \quad \eta_{ii} = S_i \sigma_{ii} \quad (3.10).$$

AES oldukça yaygın kullanılmasına rağmen, üretim faktörüne uygulanabilirliği oldukça sınırlıdır. AES'in tanımı Hicks'in 2 faktörlü üretim fonksiyonundan farklıdır ve faktör ikame edilebilirliğini net olarak açıklamamaktadır. Bunun yanı sıra, AES, eşürün eğrisinin eğiminin bir ölçüsü değildir, nispi faktör payları hakkında bilgi vermemektedir ve marjinal ikame oranı olarak yorumlanamaz. Böylece alternatif bir ikame ölçüsü Morishima İkame Esnekliği (MES) olarak bilinmektedir. MES; faktör miktarlarının faktör fiyatlarına göre logaritmik türevi

olarak tanımlanmaktadır³⁴. MES (σ_{ij}^M), faktörlerin nispi fiyatlarında bir değişim nedeniyle üretim faktörü çiftlerindeki yüzde değişmeyi ölçmektedir. Chambers (1988), MES(σ_{ij}^M)'i şu şekilde türetmektedir.

$$\sigma_{ij}^M = \sigma_{ji} - \sigma_{ii} \quad (3.11).$$

MES (σ_{ij}^M) ayrıca, faktör fiyatlarındaki değişime göre nispi faktör payları hakkında tam karşılaştırmalı statik bilgiyi sağlamaktadır. Eğer MES “sıfır-0” dan büyük ise, i faktörünün fiyatı arttığında i faktörünün nispi payı artmaktadır. Eğer MES “sıfır-0” dan küçükse, i faktörünün fiyatı arttığında i faktörünün nispi payı azalmaktadır. Eğer MES_{ij} sıfırdan büyük ise, iki girdi ikame girdilerdir. Eğer MES tüm girdiler için sabit ise, MES simetriktr (Blackorby ve Russel, 1989).

3.1.2. Veri ve Tahmin Sonuçları

İmalat sanayi girdi ve çıktılarına ilişkin 1980-2001 dönemi veri serisi Türkiye İstatistik Kurumu'ndan (TÜİK) alınmıştır. TÜİK'in imalat sanayi verileri işgücü, aramalı ve elektrik girdileri harcamalarını, yıllık çalışılan işgücü-saati, çalışan sayısını ve çıktı değerini kapsamaktadır. İşgücü girdisinin fiyatı ortalama değer olarak alınmıştır, yani toplam ücret harcamaları yıllık çalışılan işgücü saati toplamına bölünmüştür. Elektriğin fiyatı TEDAŞ'dan alınmıştır. Elektrik fiyatı tek terimli tarife ve çift terimli tarifenin basit aritmetik ortalaması olarak hesaplanmış ve bu şekilde kullanılmıştır. Toptan eşya fiyatları indeksi (1981=100 temel yıl olarak alınmıştır) imalat sanayi için TÜİK'den sağlanmış ve aramalı girdisinin fiyatı için temsilci (proxy) olarak kullanılmıştır (M fiyatı). Nominal brüt sabit yatırımlar ve imalat sanayi yatırımının payı Devlet Planlama Teşkilatı 1950-2006 Ekonomik ve Sosyal Göstergeler verilerinden alınmış ve temsilci (proxy) olarak sermaye girdi maliyetini hesaplamakta faydalanılmıştır³⁵. Bankalar arası yıllık ortalama nominal faiz oranı, uzun dönem nominal faiz oranı için temsilci (proxy) olarak kullanılmıştır. GSMH deflatörü TÜİK'in 1923-2006 İstatistik Göstergeler adlı yayınından alınmıştır. Amortisman oranları

³⁴ Morishima İkame Esnekliğinin (MES) matematiksel gösterimi Chambers (1989), Blackorby and Russell, (1989) ve Huang, (1989) tarafından verilmiştir.

³⁵ İmalat sanayi yatırımının payı imalat sanayi yatırımı toplam sabit yatırım verisine bölünerek hesaplanmıştır.

Maliye Bakanlığı'ndan elde edilmiştir (%20). Sermayenin reel fiyatı P_K , Jorgenson'un sermayenin kullanıcı maliyeti yaklaşımından hareketle hesaplanmıştır³⁶:

$$P_K = (i + \delta) * P_{IDEF} \quad (3.13).$$

Yukarıdaki eşitlikte i ; uzun dönem nominal faiz oranı, δ sabit sermaye için amortisman oranı ve P_{IDEF} , t yılındaki sermaye yatırım deflatörüdür.

(3.7) no'lu eşitliğe dayanan ve (4-5) eşitliklerindeki kısıtlar altında sistem pay eşitliği, 3 Aşamalı En Küçük Kareler (3SLS) kullanılarak tahmin edilmiştir. Homojenlik kısıtı, tüm girdi fiyatları aramalı girdi fiyatlarıyla normalleştirilerek sağlanmıştır (yani imalat sanayi için toptan eşya fiyat endeksi). Talebin adding-up özelliği hata kovaryans matrisinin tekil (singular) olmasına neden olur ve bu tekillik probleminden kaçınmak için bir maliyet payı eşitliği sistemden düşürülmektedir. Tahminler sistemden hangi eşitliğin düşürüldüğünden etkilenmemektedir (Huang, 1991, s. 617; Fuller vd., 1999, s.6).

3SLS ile tahmin edilen 4 faktörlü Translog Maliyet fonksiyonunun sonuçları Tablo 3.1'de verilmiştir.

Tablo 3.1: Translog Maliyet Fonksiyonunun Tahmin Edilen Parametreleri

Eşitlik	Faktör Fiyatları				
Girdi Payı	Sabit	<i>Elektrik</i>	<i>İşgücü</i>	<i>Sermaye</i>	Çıktı Değeri
Elektrik	0.29343 (3.79)	0.08458 (2.51)	-0.03776 (-3.09)	-0.02779 (-1.08)	-0.00057 (-2.41)
İşgücü	-0.1610 (-4.42)	-0.03776 (-3.09)	0.08280 (7.08)	-0.03984 (-3.97)	-0.00187 (-17.11)
Aramalı	1.00740 (6.79)	-0.002779 (-1.08)	-0.03984 (-3.97)	0.138982 (2.03)	0.00143 (2.82)
Sermaye*	-0.092632	-0.019032	-0.00729	-0.05644	-1.00497

Not: Parantez içerisindeki değerler t-istatistikleridir. Koyu ve italik değerler tahmin edilen parametrelerin %5 önem düzeyinde anlamlı olduklarını göstermektedir. T-istatistiğinin kritik değeri 2.12'dir (n=22, k=6 ve $\alpha=0.05$ iki yönlü test için) %5 önem düzeyinde * parametrelerin adding-up ve homojenlik koşullarından elde edildiğini ifade etmektedir. Elektrik, işgücü ve aramalı eşitliği için belirlilik katsayısı sırasıyla 0.90, 0.98 ve 0.29'dür.

³⁶ Bkz. Jorgenson (1975).

Tablo 3.1’de yer alan sonuçlardan da görüldüğü üzere, 2 si hariç tahmin edilen tüm parametreler %5 önem düzeyinde istatistiksel olarak anlamlıdır. Elektrik eşitliği oldukça iyi tahmin edilmiştir, belirlenme katsayısı 0.90’dır ve ayrıca tahmin edilen 5 katsayının 4’ü %5 önem düzeyinde anlamlıdır. İşgücü ve aramaları için belirlenme katsayıları sırasıyla 0.98 ve 0.29’dur.

Bir maliyet fonksiyonu eğer girdi fiyatlarında konkav ise, girdi talep fonksiyonları tam pozitif ise ya da girdi fiyatlarına göre artan bir fonksiyon ise iyi tanımlanmış bir fonksiyondur. Translog maliyet fonksiyonu genel olarak bu koşulları sağlamaktadır. Tahmin edilen translog formun her gözlem seviyesinde pozitiflik ve konkavlık için kontrol edilmesi gerekmektedir. Maliyet payları pozitif ise pozitiflik koşulu sağlanmaktadır. 3SLS ile tahmin edilen parametrelere dayanan maliyet payı formu kontrol edildiğinde pozitiflik koşulları yıllık gözlem düzeyinde sağlanmaktadır. Payların minimum öngörülen değerleri, monotonluk koşulunun ihmal edilmediğini göstermektedir. Çünkü tahmin edilen faktörlerin paylarının tümü pozitif olarak bulunmuştur. Konkavlık maliyet fonksiyonunun Hessian matrisinin negatif yarı tanımlı olması ile (girdi fiyatları aralığında) sağlanmaktadır. Uygulamada, bu her noktada Allen esneklik matrisinin öz değerleri (eigen values) hesaplanarak yapılabilir (Laure vd., 1996). Bilinmeyen temel maliyet fonksiyonunun lokal konkavlığı, her noktada Allen esneklik matrisinin öz değerlerinin pozitif olmamasını zorunlu hale getirmektedir. Konkavlık her veri noktasında tahmin edilen model için, kontrol edilmiş ve 4 gözlem hariç tümü için karşılandığı sonucuna ulaşılmıştır.

Tablo 3.2: Faktör Talep Esneklikleri

Esneklik	Faktör Fiyatı			
	Elektrik	İşgücü	Aramalı	Sermaye
Elektrik	-0.850	-0.434	0.328	-0.252
İşgücü	-0.199	-0.895	1.333	-0.012
Aramalı	0.029	0.253	-0.246	-0.036
Sermaye	-0.421	-0.044	-0.689	-0.878

Tablo 3.2’de görüldüğü üzere, talebin fiyat esneklikleri elektrik, işgücü, aramalı ve sermaye girdileri için sırasıyla -0,85, -0,90, -0,25 ve -0,88’dir. Tüm fiyat esneklikleri beklendiği gibi negatiftir. Elektrik fiyat esnekliği, elektrik fiyatındaki %1’lik artış

gerçekleştiğinde imalat sanayisinde elektrik kullanımının % 0.85 azalacağı anlamına gelmektedir. Sermaye ve işgücü dört üretim faktörü arasında en yüksek fiyat esnekliğine sahip girdilerdir (-0.88 ve -0.90). Huang (1991)'in de ifade ettiği üzere, nispeten yüksek sermaye fiyat esnekliği, endüstrinin yüksek sermaye yoğun teknolojisini yansıtabilir. Örneğin gıda imalatı, makine ve ulaşım donanımları gibi ağır sanayiler daha sermaye yoğun bir alt sanayi dalıdır. İşgücünün fiyat esnekliği -0.90 ve aramalı fiyat esnekliği -0,25'dir. İşgücü piyasasındaki esneklik diğer üretim faktörlerine göre işverenlerin daha kolay işgücü kiralamaları ya da işten çıkarmalarını yansıtabilir (Dahl ve Erdoğan, 2000, s.7). Beklendiği gibi, aramalı fiyat esnekliği en düşük fiyat esnekliğine sahiptir ve bu durum imalat sanayisinin ara mallarına bağımlılığının yüksek olduğunu yansıtmaktadır.

Çapraz fiyat esneklikleri elektrik girdisinin işgücü ve sermaye faktörü ile tamamlayıcı olduğunu göstermektedir. Ayrıca, işgücü ve aramalı girdileri ikame girdilerdir. Elektrik ve işgücü arasındaki tamamlayıcılık ilişkisi elektrik kesintileri ve diğer elektrik aksamalarının istihdam üzerinde negatif etkilerinin olduğunu göstermektedir. Elektrik ve işgücü üretim faktörleri arasındaki çapraz fiyat esnekliği, elektrik fiyatında %10'luk artışın imalat sanayisinde istihdamı yaklaşık % 2 azaltacağını ifade etmektedir. Diğer taraftan, aramalı girdisi elektrik ile ikamedir ve elektrik fiyatlarındaki %10'luk artışın aramalı girdisi kullanımını imalat sanayi sektöründe yaklaşık %0.3 artıracaktır. Bu sonuç artan elektrik kullanımının aramalı girdisi kullanımında da ayrıca etkinliği artıracığı şeklinde yorumlanabilir. Bunun yanı sıra, artan elektrik fiyatları imalat sanayinde yatırımları önemli miktarda azaltacaktır.

Tablo 3.3: Morishima İkame Esneklikleri (MES)

MES	Faktör Fiyatı			
	Elektrik	İşgücü	Aramalı	Sermaye
Elektrik		0.416	1.178	0.598
İşgücü	0.696		2.229	0.883
Aramalı	0.274	0.498		0.210
Sermaye	0.457	0.834	0.189	

Morishima İkame Esneklikleri (3.11) no'lu eşitlik kullanılarak hesaplanmış ve Tablo 3.3'de derlenmiştir. Tablonun diyagonali (köşegeni) dışındaki değerler nispi faktör fiyatlarındaki değişmeye tepki olarak nispi faktörlerdeki değişimi yansıtmaktadır. Tüm

katsayıların işaretlerinin pozitif olması her faktör çiftinin ikame edilebileceği anlamına gelir. Özellikle, işgücü-aramalı girdisi, elektrik-aramalı girdisi için faktör oranlarının esneklikleri yüksektir; 2.23 ve 1.18. Hem MES hem de çapraz fiyat esneklikleri, işgücü-aramalı girdisi ve elektrik-aramalı girdileri arasında güçlü ikame olanağının olduğunu göstermektedir.

Tablodan da görüldüğü üzere, işgücü ve aramalı elektrik örneğinde olduğu gibi ikame üretim faktörüdürler. Bu durumda işgücü ve elektrik talebi aramalı girdi fiyatlarındaki değişmelerle değişmektedir. Sermaye (sermayeyi temsilen yatırım) tüm diğer girdilerle tamamlayıcı faktördür. Özellikle aramalı girdisi ve elektrik fiyatlarının artışı imalat sanayide yatırımları önemli miktarda azaltacaktır. Bu sonuç sanayi ve enerji politikaları için çok önemlidir.

3.1.3. Diğer Çalışmaların Sonuçları İle Karşılaştırma

Daha önce de ifade edildiği üzere ekonomi yazınında hem gelişmiş hem de gelişmekte olan ülkelerde enerji talebini Translog maliyet fonksiyonu ile modelleyen çok sayıda çalışma bulunmaktadır. Bu çalışmalarda elde edilen enerji (elektrik, petrol, doğal gaz ve kömür içeren) fiyat talep esneklikleri -0,0009 ile -2,057 arasında değişmektedir. Yoğun olarak toplam enerji talebi üzerine odaklanan birçok çalışma olmasına rağmen, doğrudan imalat sanayisinde elektrik talebi ve elektrik girdisi ile diğer üretim faktörleri arasındaki ikame olanakları üzerine odaklanan az sayıda çalışma mevcuttur (Bkz: Banda ve Verdugo (2007), Ergova and Volhkova (2007), Christopoulos (2000) and Sterner (1991). Bu çalışmaların yanı sıra bazı çalışmalar da imalat sanayisinde üretim sürecinde yakıtlar arası ikame olanaklarını araştırmışlardır (Bkz. Chakir vd. (2004), Uri (1982), Urga ve Walters (2003), Harvey ve Marshall (1991), Andrikopoulos vd.(1989), Iqbal (1986) ve Cho vd.(2004)).

Gelişmekte olan ülkeler ve gelişmiş ülkeler için elektrik girdisini içeren Translog maliyet fonksiyonu ile tahmin edilen faktör talebi çalışmalarının ekonomik sonuçları Tablo 3.4'de özetlenmiştir. Daha önce de ifade edildiği üzere, yöntem, veri tipi, toplulaştırma seviyesi, veri dönemi vb. alanlardaki farklılıklar diğer çalışmalarla özel bir karşılaştırma yapmayı zorlaştırmaktadır. Tüm çalışmalar endüstriyel elektrik talebinin fiyat duyarlılığına işaret etmektedir. Tahmin edilen elektrik fiyat esneklikleri -0,06 ile -1,42 arasında değişmektedir ve bu çalışmada tahmin edilen esneklik literatürün bu aralığı ile tutarlıdır.

Tablo 3.4.: İmalat Sanayi İçin Girdi Talep ve İkame Esneklikleri ^a

Yazar, Ülke/Bölge	Yıl,	ε_{EE}	ε_{EL}	ε_{LE}	ε_{EC}	ε_{CE}	σ_{CE}	σ_{LE}	σ_{ME}
Egorova ve Volhkova, 2007, Rusya		-0.4	-0.07	0.025				-5.12	
Banda ve Verdugo, 2007, Meksika									
1996		-1.42	0.67	0.06	0.29	0.04	0.83	1.29	
2000		-1.05	0.78	0.08	0.29	0.06	1.05	1.33	
2003		-0.92	0.76	0.09	0.14	0.04	0.58	1.27	
Christopoulos, Yunanistan	2000,	-0.11	0.05	0.02	0.03	0.14			
Sterner, 1991 Meksika		[(-0.08)- (-1.09) (toplam endüstri:-0.50)	(-3.03)- (12.35)		(-8.76)- (27.50)		1.86	2.16	-0.16
Chakir vd., 2004, Fransa		-0.80							
Iqbal M., 1986, Pakistan		(-0.18)							
Uri N.D., 1982, İngiltere		(-0.503).							
Urga G. Ve Walter C., 2003, ABD		(-0.07).							
Harvey ve Marshall, 1991, İngiltere		(-0.06) - (-0.49)							
Andrikopoulos vd.(1989), Kanada		(-0,06)-(-0,96)							
Cho vd.(2004), Kore		(-0,78)							
Mevcut Çalışma, 2010, Türkiye		-0.85	-0.43	-0.20	-0.25	-0.42	0.46	0.83	0.19

^a Tablo3.4'deki çalışmaların birçoğu Agorova ve Volhkova (2007) hariç imalat sanayi verileri ile yapılmıştır; Harvey and Marshall (1991), Chakir vd. (2004), Uri (1982), Urga ve Walters (2003) ve Cho vd.(2004) endüstri sektörüdür.

E: Elektirik, L: İşgücü, C: Sermaye, M: Hammadde (Türkiye için aramalı). ε_{EE} ; Elektrığın talebin fiyat esnekliği, ε_{EL} , ε_{LE} , ε_{CE} ε_{EC} ; elektrik-işgücü, işgücü ve elektril, sermaye-elektrik, elektrik sermaye girdileri arası çapraz fiyat esneklikleri. σ_{CE} , σ_{LE} , σ_{ME} ; Sermaye-elektrik, işgücü-elektrik ve hammadde-elektrik arasında ikame esneklikleri (Türkiye için aramalı ve elektrik).

Farklı ülkelerde imalat sanayisinde elektrik talebi çalışmalarının ekonomik sonuçlarını doğrudan karşılaştırmak zor olmasına rağmen, çalışmalardan elde edilen esneklikler Meksika, Yunanistan ve Rusya gibi gelişmekte olan ülkeleri kapsayan çalışmaların sonuçları ile benzerlik taşımaktadır (Bkz. Banda ve Verdugo (2007), Ergova ve Volhkova (2007), Christopoulos (2000) and Sterner (1991)). Tahmin edilen elektrik fiyat esnekliği ayrıca Fransa ve Kanada gibi gelişmiş ülkelerde imalat sanayisinde yapılan translog maliyet fonksiyonunun sonuçları ile de benzerlik göstermektedir.

Tahminde elde edilen elektrik ve sermaye arasındaki ikame ilişkisi Meksika ve Yunanistan sonuçları ile tutarlıdır. Çalışmanın elektrik ve işgücü arasındaki ikame ilişkisi tahmini Meksika ve Yunanistan imalat sanayisi için tutarlı iken, Rusya'daki elektrik-işgücü tamamlayıcılığı sonucu ile tutarlı değildir. Ayrıca çalışmada aramalı ve elektrik girdisi ikame

olarak tahmin edilmesine rağmen, hammadde ve elektrik Meksika'da tamamlayıcı girdiler olarak bulunmuştur.

3.2. Hanehalkı Elektrik Talebi İçin Ampirik Literatür

O'Neil ve Chen (2002), demografik faktörlerin hanehalkı elektrik talebine olan etkilerini ABD'de 1993-1994 dönemi için yatay kesit verilerini kullanarak duyarlılık analizi ile araştırmışlardır. Çalışmaya göre, gelecek enerji talebinin tutarlı öngörü için demografik değişkenlerin önemli olduğu bulunmuştur. Talep üzerinde nüfus yapısı, yaşlanma, hayat stilinin değişmesi ve şehirleşme önemli değişkenlerdir. Bir diğer önemli değişken hanehalkı ölçeğidir. Hanehalkı ölçeği arttıkça, ortak kullanılan cihazlar nedeniyle elektriğin maliyeti azalmaktadır. Hanehalkı elektrik talebinin tahminde kullanılan yöntemler ise, log-lineer fonksiyonel formlar, üstel (kuadratik) logaritmik fonksiyonel formlar, hanehalkı üretim teorisi temelli olup, çalışmalarda genellikle yatay kesit ve panel zaman serisi verileri kullanılmaktadır. Son zamanlarda ise ko-entegrasyon (eşbütünleşme) yöntemleri ve asimetric şoklar olarak adlandırılan yeni ekonometrik yönelimlerin kullanımında artış söz konusudur (Madlener, 1996).

Petersen (1982), Utah eyaleti için 2155 hanehalkı üzerinde yapılan anket çalışmasından elde edilen veriler ile çoklu regresyon tahmin etmiştir. Çalışmada hanehalkı elektrik talebi i) ısınma ve ii) yemek pişirme, buzdolabı, aydınlanma vs. olarak ikiye ayrılarak modellenmiştir. Isınma amaçlı elektrik (E_{SH}), yapı enerji etkinliği, iklim, elektrik fiyatı ve demografik özelliklerin fonksiyonu olarak ele alınmıştır. Yapı enerji etkinliği tavan izolasyonunun kalınlığı olarak tanımlanırken, demografik özellikler ise yaş ve ailenin gelirini kapsamaktadır. Diğer elektrik talebi ise (E_O), elektrikli ev aletleri sahipliği, elektrik fiyatı ve demografik özelliklerin fonksiyonu olarak tanımlanmıştır. Bu durumda, toplam elektrik talebi;

$$E_T = E_{SH} + E_O \text{ 'dır.}$$

Regresyon ile tahmin edilen eşitlik ise;

$$KWH = \sum_{i=0}^{i=10} (a_i + b_i U) X_i \text{ 'dir.}$$

Burada KWH aylık kullanılan elektriğin kilowatt saat olarak miktarını göstermekteyken, U hanehalkı şehirde yaşıyorsa (1), değilse (0) değerini almaktadır. Elektrikli aletler sahipliği ve birey sayısı elektrik kullanımını pozitif etkilemektedir ve gelir esnekliği 0,006 olarak hesaplanmıştır.

Parti ve Parti (1980), 5,286 hanehalkını kapsayan (San Diego eyaleti) 12 aylık yatay kesit verilerini kullanarak koşullu talep çerçevesinde elektrik kullanımlarını modellemişlerdir. Çalışmada elektriğin gelir ve fiyat talep esneklikleri tahmin edilmiştir. Hanehalkının toplam elektrik talebi ayrıştırılarak, aşağıdaki talep ilişkisi tanımlanmıştır:

$$E_i = f_i(V); \quad i= 1, \dots, N.$$

Burada E_i ; i uygulaması için tüketilen elektrik, f_i ; i uygulaması için elektrik talep fonksiyonu ve V ise bu fonksiyonun argümanlar vektörüdür. Eğer f_i lineer ise, i uygulaması için elektrik talebi şu şekilde yazılabilir:

$$E_i = \sum_{j=0}^M b_{ji} V_j ; \quad i= 1, \dots, N. \quad (b_{ji} = M+1 \text{ parametredir}).$$

Buradaki analiz, bir hanehalkının toplam elektrik tüketiminin farklı amaçlar için elektrik taleplerinin toplamı olduğu kabulüne dayanmaktadır. Eğer hanehalkı tarafından i 'inci uygulama yapılmıyorsa, E_i "0-sıfır" değerini almaktadır. Aylık elektrik fiyat esneklikleri -0,23 ile -1,24 arasında değişmektedir. Merkezi havalandırma, elektrikli ısıtma, klima vb. diğer kullanımlar için yıllık ortalama fiyat esnekliği -0,58, gelir talep esnekliği ise 0.15 olarak hesaplanmıştır.

Yoo vd.,(2007), 2005 yılında Seoul şehrinde 380 hanehalkını kapsayan anket sonucu elde edilen verilerle; her hanehalkının elektrik talebini aşağıdaki şekilde modellemişlerdir:

$$y1i^* = y1i^*(x_1, x_2, x_3, x_4, x_5, x_6) \quad (i=1, \dots, N \text{ hanehalkı}).$$

$$y2i^* = y2i^*(x_1, x_2, x_3, x_4, x_5, x_6)$$

Her hanehalkı 2 stokastik süreçte belirlenmektedir; $y1i^*$ tam örnek (response eşitlik) ve hanehalkı elektrik talebinin koşullu seviyesi, $y2i^*$ seçilen örnekteki bilgileri kapsayan hanehalkı talep eşitliği. Burada x'ler açıklayıcı değişkenlerdir: aile genişliğinin doğal logaritması, konut büyüklüğünün doğal logaritması, televizyon sahipliğine ilişkin kukla değişken, klima için kukla değişken, buzdolabı sahipliği için kukla değişken, gelirin doğal logaritması, ortalama fiyatın doğal logaritması. $y1i^*$; i'inci hanehalkı elektrik talebi anketinde bilgi sunuyorsa "1" değerini alırken, aksi durumda "0" değerini almaktadır. Çalışmada, aile genişliği, LCD televizyon sahipliği ve hanehalkı gelir artışının elektrik talebini arttırdığını, elektrik fiyatı artışlarının ise elektrik talebini azalttığı bulunmuştur. Elektrik fiyat talep esnekliği -0,245, gelir esnekliği 0,059 ve aile genişliği esnekliği ise 0,14 olarak hesaplanmıştır.

Barnes vd.(1981), 1972-73 dönemi ABD genelinde 10,000 kişinin elektrik faturası bilgilerini içeren Tüketici Harcama Anketinden elde ettikleri verilerle, elektrik talebini şu şekilde modellemişlerdir:

$$KWH_{ij} = Q^j (Y_i - RSP_i, MP_i, A_{ij}, Z_{ij}).$$

KWH; i hanehalkının, j amaçlı elektrik kullanım miktarıdır ve kullanılan elektrik gelir (Y), elektriğin marjinal fiyatı (MP), i'inci uygulama için spesifik faktör (A), demografik değişkenler vektörü (Z) ve yapı primi oranı (RSP)'nin fonksiyonudur. RSP, aşırı elektrik tüketimi nedeniyle ödenen pirimdir ve gerçek fiyat ilişkisinin bulanabilmesi için gelirden çıkarılmıştır. RSP ile elektrik tüketiminin negatif yönlü ilişki içerisinde olması

beklenmektedir. Çalışmada elektriğin fiyat talep esnekliği -0,55 ve gelir talep esnekliği 0,20 olarak hesaplanmıştır.

Westley (1984), gelişmekte olan bir ülke olan Paraguay için, 1970-77 dönemi 9 eyalete ait verileri kullanarak (59 pooled gözleme) hanehalkı elektrik talebini statik olarak modellemiştir. Model hem lineer hem de non-linear olarak tahmin edilmiştir. Bağımlı değişken kullanıcı başına yıllık kwh olarak elektrik talebi, açıklayıcı değişkenler ise; reel kişi başına gelir (Y), elektriğin reel marjinal fiyatı (PM), evin büyüklüğü (RU) ve hanehalkı genişliği (OCU)'dur. Doğrusal modelde elde edilen fiyat talep esnekliği -0,56 gelir talep esnekliği ise 0.42'dir. Doğrusal olmayan modelde ise, fiyat talep esnekliği -133, gelir esnekliği ise 0.27'dir.

Filippini ve Pachauri (2004), 1993-1994 yıllarında 30,000 hanehalkını kapsayan anket çalışmalarına ait aylık yatay kesit veriler kullanarak, Hindistan'da hanehalkının elektrik talebini mevsimsel verilerle tahmin etmişlerdir. Hanehalkının elektrik talebi, hanehalkı üretim teorisinden (household production theory) türetilmekte ve kış, yaz ve muson dönemi olarak modellenmektedir. Talep modelinde elektriğin fiyatı, alternatif yakıtların fiyatı, gelir ve coğrafi değişkenler açıklayıcı değişken olarak kullanılmaktadır:

$$E = E (P_E, P_K, P_G, Y, AD, DST, DR_1, DR_2, DR_3, DR_4, DHHS, DAH_1, DAH_2).$$

Burada E; kişi başına aylık KWH elektrik talebi, P_E elektriğin fiyatı, P_K kerosenin fiyatı, P_G kg gaz fiyatı, Y kişi başına gelir, konutun m^2 olarak alanı, diğer değişkenler ise yaşanılan alanın nüfusu, hanehalkının yaşındaki farklılıklar ve hanehalkının genişliğine ilişkin kukla değişkenlerdir. Genelde bu tür talep tahminlerinde doğrusal ya da logaritmik form kullanılmaktadır. Elektriğin fiyat esneklikleri kış, yaz ve muson dönemleri için, -0.42, -0.51 ve -0.29 olarak hesaplanırken aynı mevsimler için gelir esneklikleri yine sırasıyla 0.64, 0.63 ve 0.60 olarak hesaplanmıştır. Elektrik kerosen ile ikame iken, doğal gaz ile tamamlayıcı

olarak bulunmuştur. Konutun büyüklüğü ve şehirleşmenin de elektrik talebini pozitif etkilediği belirlenmiştir.

Berkhout vd.(2004), 1994-1999 dönemine ait panel verileri kullanarak Hollanda'da hanehalkı elektrik talebi AIDS (Almost Ideal Demand System) ile modellemiştir. Enerji talebi iki aşamalı bütçe yöntemi ile modellenmiştir. Birinci aşamada tüketici toplam bütçesini enerji ve enerji dışı tüketim kategorilerine ayırmakta, ikinci aşamada ise enerji harcamalarını elektrik ve doğal gaz arasında dağıtmaktadır. Birinci aşamada hanehalkı bütçe dağıtımını; toplam harcama, toplam enerji fiyatları, enerji dışı malların toplam fiyatları ve genel fiyatlar seviyesini göz önüne alarak yapmaktadır:

$$X^{en} = f(p^{en}, p^{ne}, y, P).$$

Burada y gelir, P fiyatlar genel seviyesi, p^{en} ve p^{ne} ise enerji ve enerji dışı malların fiyatlarıdır. İkinci aşamada, hanehalkı enerji bütçesini diğer enerjilere yani elektrik ve gaz harcamaları arasında dağıtmaktadır. Elektrik ve gaz talebi, toplam enerji harcamasına ve enerji fiyatlarına bağlıdır. Burada dayanıklı ev aletleri elektrik talep fonksiyonuna dahil edilmiştir. Elektrik ve gaz talebi ikinci aşamada şu şekilde yazılmaktadır:

$$x_i = f(p_i, x^{en}), \quad i = e, g. \quad (e; \text{elektrik ve } g; \text{doğal gaz}).$$

İkinci aşamada hanehalkı kararları doğrusal harcama sistemi (LES) ile tanımlanmaktadır.

İkinci aşamada elektrik talebi, şu eşitlik ile tahmin edilmektedir:

$$S_{ih} = \alpha_i \dot{P}_i + \alpha_{2i} D_h + \alpha_{3i} \ln\left(\frac{p^{en}}{p^{ne}}\right) + \alpha_{4i} \ln\left(\frac{y_h}{p}\right) + \alpha_{5i} B_h.$$

Burada S_{ih} enerji türü için yapılan harcamanın toplam enerji harcamasına bölümü, \dot{P}_i enerji fiyatının gelire oranı, D_h yemek pişirme, duş gibi aktivitelerin yanı sıra evin tipi ve ailenin genişliği gibi durumları ifade eden bir değişken, nispi fiyat (p^{en}/p^{ne}), harcanabilir gelir (y_h/p)

ve hanehalkının elektrikli ev alet sahipliği (B_h)'dir. Çalışmada elektrik fiyat talep esnekliği -0,55 ve ortalama gelir-talep esnekliği 0,61 olarak tahmin edilmiştir.

Reis ve White (2005), 1993-1997 döneminde 1307 hanehalkını kapsayan anket çalışmalarından elde edilen verilerle California eyaletinde hanehalkının elektrik talebini sıradan (ordinary) bir talep fonksiyonu ile modellemişlerdir. Sabit bir fiyat düzeyindeki elektrik talep miktarı;

$x(p, y, z, \epsilon; \beta)$ ekonometrik kalıbı ile ifade edilmektedir. Burada p fiyat, y gelir, z gözlenen tüketici karakteristikleri, β tahmin edilecek parametre setidir. Hanehalkının optimal tüketim seviyesi (x^*) fiyat şedülünün bir fonksiyonudur. Çalışmada elektriğin fiyat talep esnekliği -0,39, gelir esnekliği ise 0,01 olarak tahmin edilmiştir.

Tüzün (2002), 1980-2000 dönemi aylık veriler ile California eyaleti için hanehalkının elektrik talebini çift logaritmik formda 2 aşamalı EKK yöntemi ile tahmin etmiştir. Elektrik talebi, şu şekilde modellenmiştir:

$$\ln(Q_{ijt}) = A_0 + A_1 \ln(Pe_{jt}) + A_2 \ln(Y_{jt}) + A_3 \ln(Pop_{jt}) + A_4 \ln(Hac_{jt}) + A_5 \ln(Hh_{jt}) + A_6 D_{jt} + A_7 \ln(Gr_{jt}) + u_{jt}$$

Q_d ; burada toplam elektrik talebi, Pe ; ortalama hanehalkı elektrik fiyatı, Y ; kişi başına gelir, Pop ; nüfus, Hac ; merkezi havalandırmaya sahip hanehalkları, Hh ; ısıtıcıya sahip hanehalkları, D ; ısınma ve soğutma amaçlı elektrik kullanılan gün sayısı, Gr ; doğal gazın fiyatı, u ; hata terimi, t ; tarihi, j ; veriyi rapor eden şirketi ifade etmektedir. Çalışmada elektriğin fiyat esnekliğini -0,23 ve gelir esnekliğini 0,012 olarak tahmin edilmiştir. Ayrıca elektrikli ısıtıcı sahibi olmak mevsim normallerinin altında ve üzerindeki sıcaklığa sahip günlerde ve doğal gaz fiyat artışları elektrik talebini artırırken, nüfus ve merkezi havalandırmaya sahip olmak elektrik talebini azaltmaktadır.

Halvorsen (1975), 1961-1969 dönemi için ABD’de 49 eyalete ait yatay kesit verileri ile hanehalkının elektrik talebini 2 Aşamalı EKK ile tahmin etmiştir. Çalışmada genel talep formu şu şekildedir: $Q = Q(P_m, W, u)$. Talep formunda Q kişi başına ortalama elektrik talebi, P_m elektriğin fiyatı, W ilgili diğer tüm değişkenlere ilişkin bir vektör ve u hata terimini göstermektedir. Tahmin edilen statik talep eşitliği;

$$Q = b_0 + b_1 P_m + b_2 Y + b_3 G + b_4 A + b_5 D + b_6 J + b_7 R + b_8 M + b_9 H + b_{10} T + u .$$

Yukarıdaki eşitlikte T hariç tüm değişkenler logaritmik formdadır. Q , tüketici başına yıllık ortalama hanehalkı elektrik satışları, P_m hanehalkı elektriğinin fiyatı, Y kişi başına ortalama reel gelir, G doğal gazın reel fiyatı, A elektrik ekipmanlarının toptan satış fiyatı indeksi, D ısınma günleri (heating days), J ortalama Temmuz sıcaklığı, R kırsal kesimde yaşayan nüfus yüzdesi, M ev işleri için kullanılan elektriğin toplam elektrikli uygulamalar içindeki yüzdesi, H hanehalkının ortalama genişliği, T zaman ve u hata terimidir. Her yıl için bir talep eşitliği tahmin edilmiştir. Elektriğin fiyat esnekliği -1,00 ile -1,21 arasında değişmektedir. Gelir esneklikleri ise 0,47 ile 0,54 arasında değişmektedir. Doğal gaz ile elektrik ikamedir ve esneklik değeri 0,04 olarak tahmin edilmiştir. Hanehalkı ortalaması ve ısınılan gün sayısı elektrik talebi ile ters yönlü ilişki içinde iken, diğer açıklayıcı değişkenler arasında elektrik talebi ile pozitif yönlü bir ilişki söz konusudur. Terza (1986), ABD’nin Pennsylvania eyaleti için hanehalkı elektrik talebini 1979 yılı yatay kesit verileri ile 2 Aşamalı EKK ile tahmin etmiş ve fiyat esnekliğini (-1.63) olarak tahmin etmiştir. Hanehalkı elektrik talep modellemesinde statik ekonometrik modellerin yanı sıra dinamik yapıdaki zaman serisi yöntemleri de son zamanlarda yoğun bir şekilde kullanılan bir yöntem olmuştur. Ziramba (2008), Güney Afrika’da 1978-2005 dönemi yıllık veriler kullanılarak, hanehalkı elektrik tüketimi ile kişi başına gelir arasındaki ilişki Kısıtsız Hata Düzeltme Modeli (Unrestricted Error Correction Model; UECM) ile tahmin etmiştir. Elektriğin kısa dönem esnekliği -0.01, uzun dönem esnekliği -0.04 olarak bulunurken, elektriğin kısa dönem gelir esnekliği 0.30,

uzun dönem gelir esnekliği ise (0.31) olarak tahmin edilmiştir. Elektrik ve LPG tamamlayıcı enerji kaynakları iken, elektrik ve kerosene arasında ikame söz konusudur. Al-Salman (2007), Kuveyt'te toplam düzeyde hanehalkının elektrik talebini 1975-2000 dönemine ait toplulaştırılmış zaman serisi (Error Correction Model-ECM) verileri kullanarak modellemiştir. Açıklayıcı değişken olarak, reel GSYİH, hanehalkı toplam enerji fiyat endeksi kullanılmış ve log-linear fonksiyonel form kullanılarak doğrudan esneklikler elde edilmiştir. Enerji fiyat esnekliği katı esnektir, kısa dönemde -0.29, uzun dönemde -0.53'dir. Gelir esnekliği ise 0.38 olarak hesaplanmıştır.

Narayan ve Smith (2005), Avustralya'da 1969-2000 dönemine ait verileri kullanarak zaman serisi (kointegrasyon) yöntemi ile hanehalkı elektrik talebini modellemiştir. Çalışmada uzun dönemde gelir talep esnekliğini ve fiyatın hanehalkı elektrik talebinin önemli belirleyicileri olduğu, doğal gaz fiyatının ise önemsiz olduğu bulunmuştur. Elektriğin kısa dönem fiyat esnekliği -0.541, uzun dönem fiyat esnekliği -0.263, elektriğin gelir esnekliği ise kısa dönemde (0.012), uzun dönemde 0.041 olarak tahmin edilmiştir. Hondroyiannis (2004), Yunanistan'da hanehalkının elektrik talebini Vector Error Correctino Model (VECM) ile 1986-1999 dönemine ait aylık verilerle tahmin etmiştir. Uzun dönem hanehalkı elektrik talebi reel gelir, fiyat seviyesi ve hava koşullarına duyarlı olduğu bulunmuştur. Çalışmada uzun dönem gelir talep esnekliğini 1.56, fiyat talep esnekliği ise -0.41 olarak hesaplanmıştır.

Narayan vd.(2007), G7 ülkelerinin hanehalkı elektrik talebinin kısa ve uzun dönem gelir ve fiyat esnekliklerini tahmin etmek için birim kök ve panel kointegrasyon yöntemini kullanmışlar, uzun dönem hanehalkı elektrik talebinin esnek olduğu sonucuna varmışlardır. G7 ülkeleri için 1978-2003 dönemine ait verilerin kullanıldığı çalışmada iki model oluşturulmuştur. Birinci modelde geleneksel olarak kullanılan açıklayıcı değişkenler yani reel gelir, elektrik fiyatı ve ikame mal olarak doğal gazın fiyatı yer almaktadır. İkinci modelde ise

nispi fiyat yaklaşımı benimsenmiştir, yani elektriğin reel fiyatı doğal gazın reel fiyatına oranlanarak reel gelirin yanı sıra açıklayıcı değişken olarak kullanılmış, log lineer model ile tahmin edilmiştir. Uzun dönem fiyat esneklikleri -0.33 ile -4.2 arasında değişmektedir. En düşük fiyat esnekliği ABD’de, en yüksek fiyat esnekliği ise Almanya’dadır. Gelir esneklikleri ise 0.40 ile 1.49 arasında değişmektedir. G7 ülkeleri içerisinde en düşük fiyat ve gelir esnekliğine ABD sahiptir.

Holtedahl ve Joutz (2004), Tayvan’da hanehalkının elektrik talebini nüfus artışı, elektrik fiyatı, ikame mal fiyatı (petrol) ve şehirleşmenin bir fonksiyonu olarak ele almış, 1958-1995 dönemine ait veriler kullanılarak kointegrasyon (ECM) tahmin yöntemi uygulanmıştır. Çalışma hanehalkı elektrik talebinin fiyat esnekliğini -0.15, gelir esnekliğini ise 1.57 olarak tahmin etmiştir. Petrol fiyatı ile çapraz fiyat esnekliği 0.18 ve şehirleşmenin etkisi ise 3.31 olarak bulunmuştur. Akmal ve Stern (2001), Avusturalya’da hanehalkı elektrik, doğal gaz ve diğer yakıtların uzun dönem talep esnekliklerini 1969-1998 dönemine ait üçer aylık veriler kullanarak dinamik formda En Küçük Kareler Yöntemi ile tahmin etmişlerdir. Çalışma hanehalkının enerji talebinin fiyatlara oldukça duyarlı ve doğal gaz ile elektrik arasında güçlü ikame olanağının olduğu bulunmuştur. Elektriğin fiyat esnekliği ise birim esneğe çok yakın olduğu tahmin edilmiştir. Eltony ve Al-Awadhi (2007), Kuveyt’in hanehalkı elektrik talebini 1975-2005 dönemine ait zaman serisi kullanarak tahmin etmiştir. Çalışma elektriğin gelir talep esnekliğini 0.31, fiyat talep esnekliğini ise -0.55 olarak tahmin etmiştir. Yine Athukorata ve Wilson (2009), 1960-2007 dönemine ait zaman serisi verilerini kullanarak Sri Lanka hanehalkının elektrik talebini tahmin etmiştir. Söz konusu çalışma, gelir esnekliğini 0.78, fiyat esnekliğini ise -0.61 olarak tahmin etmiştir.

Türkiye’de hanehalkı elektrik talebi çalışması 1968-2005 dönemine ait zaman serisi (kointegrasyon-Granger Nedensellik Testi) analizi ile Halıcıoğlu (2007) tarafından

yapılmıştır. Doğal logaritmik formu benimseyen çalışma kişi başına elektrik tüketimini, reel kişi başına gelir, reel elektrik fiyatı ve şehirleşme oranı ile açıklamaktadır. Çalışmada uzun dönem gelir esnekliği 0.70, fiyat esnekliği ise -0.52'dir. Şehirleşme katsayısı ise 1,34'dür. Bir diğer çalışma ise sanayi elektrik tüketimi ve hanehalkı elektrik tüketimi ile ekonomik büyüme arasındaki ilişkiyi 1975-2005 dönemine ait zaman serisi verilerinin kullanıldığı kointegrasyon yöntemi (Vektör Hata Düzeltme: VECM) ile araştıran Kar ve Kınık (2008)'in çalışmasıdır. Yazarlar elektrik tüketiminden ekonomik büyümeye doğru bir nedensellik olduğunu, mesken elektrik tüketimi ile kişi başına gelir arasında iki yönlü bir nedensellik olduğu sonucuna ulaşmışlardır. Hanehalkı elektrik talebi için yapılan çalışmaların sonuçları Tablo 3.5'de verilmiştir.

Tablo 3.5: Hanehalkı Elektrik Talebine İlişkin Literatür ve Esneklikler

<i>Çalışmayı yapan</i>	<i>Kullanılan Veriler</i>	<i>Kullanılan Yöntem</i>	<i>Sonuçlar</i>
Akmal M. ve Stern D.I., 2001	1969-1998 dönemine ait zaman serisi verileri, Avusturalya'da doğal gaz, likit yakıtlar ve elektrik verileri	Dinamik EKK	Fiyat esnekliği: Doğal gaz (-0,70), likit yakıtlar (1'den büyük), elektrik (-0,95). Çapraz fiyat esnekliğine göre, doğal gaz-elektrik güçlü ikamadirler.
Halvorsen, 1975	49 eyalate ait 1961-1969 veri	2 Aşamalı EKK	Fiyat esnekliği: -1-(-1.21) Gelir esnekliği: 0.54
Parti ve Parti, 1980	Yatay kesit, anket (San Diego,12 aylık veri, 5286 tüketici)	2 Aşamalı EKK	Fiyat esnekliği:-0.58 Gelir esnekliği: 0.15
Barnes vd., 1981	Yatay kesit, 1972-73 Anket çalışması, ABD	Regresyon	Fiyat esnekliği: -0.55 Gelir Esnekliği: 0.20
Petersen, H.C., 1982	Yatay kesit, Anket (1980 yılı survey-Utah eyaleti,2155 tüketici)	Resgresyon	Gelir Esnekliği: 0.005 İklim ve elektrikli aletlerin miktarı elektrik tüketimi üzerinde etkili.
Westley, G.D., 1984	1970-1997, 10 bölge, Paraguay	Regresyon, EKK	Fiyat esnekliği: -0.56 Gelir Esnekliği: 0.42
Terza J.V., 1986	1979, yatay kesit, Pensilvanya eyaleti	Regresyon, 2 Aşamalı EKK (Probit)	Fiyat esnekliği: -1.63
O'Neill ve Chen, 2002	1993-1994 Yatay kesit, ABD	Detaylandırma (ayırıştırma) ve Duyarlılık Analizi	Nüfus, yaş, hanehalkı genişliği, şehirleşme elektrik talebinde önemli faktörlerdir.
Tuzun J.A., 2002	1980-2000, aylık zaman serisi, California Eyaleti, ABD	İki Aşamalı EKK	Fiyat Esnekliği: -0.23 Gelir Esnekliği: 0.0125
Filippini M. ve Pachauri, 2004	1993-1994, yatay kesit, anket, Hindistan, 30.000 tüketici	Regresyon	Fiyat esnekliği, kış dönemi: -0.42, yaz dönemi: -0.29, muson dönemi: -0.51 Gelir esnekliği: 0.64.
Hondroyiannis, 2004	1986-1999 aylık zaman serisi, Yunanistan	Kointegrasyon, VECM	Fiyat esnekliği: -0.41 Gelir esnekliği: 1.56
Holtedahl ve Joutz, 2004	1958-1995 zaman serisi, Tayvan	Kointegrasyon, VAR	Fiyat esnekliği: -0.15 Gelir esnekliği: 1.57
Berkhout v.d., 2004	1994-1999, Panel veri, Hollanda	Regresyon, iki aşamalı bütçe yöntemi (LES)	Fiyat esnekliği: -0.55 Gelir esnekliği: 0.61
Reis P.C. ve White M.W., 2005	1993 ve 1997, yatay kesit, California eyaleti, 1307 tüketici	EKK ve GEKK	Fiyat esnekliği: -0.39 Gelir Esnekliği: 0.01
Narayan P.K. ve Smyth, 2005	1969-2000, zaman serisi, Avusturalya	ARDL, sınırlar testi	Fiyat esnekliği, kısa dönem: -0.263, uzun dönem: -0.541 Gelir esnekliği: 0.04
Al-Salman, M.H., 2007	1975-2000 yılına ait Zaman serisi, Kuveyt	Hata Düzeltme Modeli	Fiyat esnekliği, kısa dönem: -0.29, Uzun dönem:- 0.53 Gelir esnekliği: 0.38
Yoo v.d., 2007	Yatay kesit,2005 yılı anket, 380 tüketici, Seoul	Tek ve İki değişkenli regresyon	Fiyat esnekliği: -0.245 Gelir Esnekliği: 0.10
Narayan vd., 2007	1978-2003 Panel veri, G7 ülkeleri	Kointegrasyon	Fiyat esnekliği: Kanada (-0.43), Fransa (-2.68), Almanya (-9.32), İtalya (-0.79), Japonya (-2.05), ABD (-1.38), İngiltere (-5.57). Gelir esnekliği: Kanada (0.76), Fransa (1.60), Almanya (0.50), İtalya (0.34), Japonya (1.02), ABD (0.74), İngiltere (2.2)
Athukorala ve Wison, 2009	1960-2007, Zaman serisi, Sri Lanka	Hata düzeltme Modeli	Fiyat esnekliği: -0.61 Gelir Esnekliği: 0.78
Halıcıoğlu, 2007	1968-2005 Zaman serisi, Türkiye	Kointegrasyon, ARDL	Fiyat esnekliği: -0.52 Gelir esnekliği: 0.70 Şehirleşme: 1.34
Ziramba E., 2008	1978-2005, Zaman serisi, Güney Afrika	ARDL, kointegrasyon	Fiyat esnekliği, kısa dönem: -0.02, uzun dönem: -0.04 Gelir esnekliği: 0.31

3.2.1 Panel Veri Analizi: Hanehalkı Elektrik Talebi İçin Seçilen Model

Bu bölümde Türkiye için hanehalkı elektrik talebi 81 il düzeyinde elde edilen veri seti (1994-2001 dönemine ait 648 gözlem) ile panel analizi yapılacaktır. Hanehalkı elektrik talebi sabit etkiler analizi ile (fixed effect estimation) ile tahmin edilecektir. Panel veri analizi, zaman boyutuna ait verileri kullanarak ekonomik ilişkilerin tahmin edilmesini içeren bir yöntemdir (Green, 1997, s.612). Yatay kesit ve zaman serilerinin birlikte analiz edilmesi, veri miktarı ve kalitesini artırarak analizeye, söz konusu yöntemlerin ayrı bir şekilde kullanıldığı durumla karşılaştırıldığında daha fazla esneklik sağlamaktadır (Öz ve Güngör, 2007, s.320).

Panel veri regresyonu tipik olarak şu formdadır (Wooldridge, 2001):

$$Y_{it} = \alpha_i + \beta_1 X_{it} + \varepsilon_{it}$$

Burada , $i = 1, 2, \dots, N$ ve $T = 1, 2, \dots, T$. Her t döneminde n gözlem bulunduğuna göre, veri setinde toplam $n \cdot T$ kadar gözlem bulunmaktadır. Panel veri tahmininde kullanılan modeller genelde tek yönlü hata terimi (one-way error component) varsayımına dayanmaktadır. Bu durumda hata terimi şu şekilde ifade edilir:

$$\varepsilon_{it} = \mu_i + v_{it}$$

Hata terimindeki μ_i gözlemlenmeyen ve yatay kesitte özel etkileri içerirken, v_{it} hata teriminin geri kalan kısmını temsil etmektedir. Panel veri tahmininde temel olarak iki yöntem kullanılmaktadır. Bunlardan ilki sabit etkiler modeli (fixed effect model) ve tesadüfi etkiler modeli (random effect model)'dir. Katsayıların birimlere ve birimler ile zamana göre değiştiğinin varsayıldığı *Sabit Etkiler Modelinde*, regresyonun sabit terimin yatay kesit birimleri arasındaki farklılıkları içerdiği kabul edilmektedir. Sabit etkiler modelinde gözlenemeyen bireysel etkilerin modelde yer alan açıklayıcı değişkenlerle ilişkili olduğu varsayılmaktadır. Hata terimi ile açıklayıcı değişkenler arasında ilişki varsa, sabit etkilerin

tahmincileri sapmasız olacağı için Sabit Etkiler Modeli uygun modeller olarak kabul edilir. **Rassal Etkiler Modelinde**, yatay kesit değişkenlerin arasındaki farklılıklar rassal değişken olarak varsayılmaktadır. Bir başka ifade ile, birimlere özgü sabit terimlerin birimlere göre tesadüfi olduğu kabul edilmektedir. Sabit etki ve rassal etki modeli arasındaki temel fark, sabit etkide her kesit birim kendi ayrı sabit terimine sahipken, Rassal etkiler modelinde sabit terim, tüm kesit birimler için ortalama sabit terimi vermekte, hata terimi μ_i ise her kesit birimine ait sabit terimin bu ortalama sabit terimden sapmasını temsil etmektedir (Baltagi, 2005; Özer ve Biçerli, 2004, s.71).

Hanehalkı elektrik talebi için basit bir elektrik talebinin Halvorsen (1975)'de olduğu gibi şu formda olduğu varsaymaktayız:

$$Q^E = f(P^E, W, u) \quad (3.14).$$

Statik talep eşitliğinin tanımı aşağıdaki gibidir:

$$Q^E = b_0 + b_1 P^E + b_2 Y + b_3 D_1 + b_4 D_2 + u \quad (3.15).$$

Eşitlikte Q^E kişi başına hanehalkı elektrik tüketimi (kwsa), P^E reel hanehalkı elektrik fiyatı, Y kişi başına reel gelir, D_1 iklime ilişkin kukla değişken ve D_2 doğal gaz kullanımına ilişkin kukla değişken ve u hata terimidir. Kişi başın elektrik tüketimi, illerdeki kayıp kaçak oranları düşülmesi ile elde edilmiştir. İklim ve doğal gaz kukla değişkenleri hariç diğer değişkenler logaritmik formdadır (çift logaritmik model). Eşitlik EKK ile E-views programı ile tahmin edilmiştir.

3.2.2. Panel Veri Seti ve Kaynakları

Türkiye’de 81 il düzeyinde kullanılan elektrik tarifeleri Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş.’den (TEDAŞ) alınmıştır. Alınan tarifeler “kalkınmada öncelikli iller” ve “diğer iller” olmak üzere iki kategoriye ayrılmaktadır. İl düzeyinde elektrik fiyatları bu nedenle iki farklı türde modele dahil edilmiştir. Kalkınmada öncelikli iller Devlet Planlama Teşkilatı (DPT)’den elde edilmiştir³⁷. İllere göre Gayri Safi Yurtiçi Hasıla TÜİK’den alınmıştır. Ancak illere göre gelir verileri en son 2001 dönemine kadar mevcut olduğu için modelin veri dönemi 1994-2001 ile sınırlandırılmıştır. İllere göre nüfus verileri yine TÜİK’den alınmıştır. Nüfus sayımları 10 yılda bir yapıldığından 1990 ve 2000 yılları haricindeki yıllık nüfus verileri için TÜİK’in yıl ortası nüfus serileri projeksiyonları kullanılmıştır. İllere göre elektrik tüketim miktarları yine TEDAŞ’dan alınmıştır. İller bazında elektrik kayıp kaçak oranları TEDAŞ’ın yıllık “Türkiye Elektrik Dağıtım ve Tüketim İstatistikleri”nden elde edilmiştir. Özellikle yaz aylarının sıcaklık ortalamalarının yüksek olduğu iller için “iklim” kukla değişkeni kullanılmıştır. Söz konusu bu iller Akdeniz ve Ege Bölgelerinde yer alan illerdir. Doğal gaz kullanan Ankara, Balıkesir, Bursa, Çorum, Erzincan, Eskişehir, Kütahya, İstanbul, Kocaeli, Konya ve Sakarya illeri için doğal gaz kukla değişkeni modele dahil edilmiştir.

3.2.3. Tahmin Sonuçları

Panel veri analizinde Sabit Etkiler mi yoksa tesadüfi etkiler modelinin mi seçileceğine, literatürde Hausmann Testi ile yapılarak karar verilmektedir (Baltagi, 2005). Türkiye hanehalkı elektrik talebinin panel veri seti ile yapılan tahminde, Hausmann Test istatistiği $\chi^2(2) = 203.2541 (0,0000)$ olarak elde edilmiş ve Sabit Etki Modelin etkin tahmin modeli

³⁷ Türkiye’de 1994 ve 1995 yıllarında 36 il kalkınmada öncelikli iken, 1996 yılında kalkınmada öncelikli il kapsamına iki il daha dahil edilmiştir, Karabük ve Kilis. Bu sayı 2003 yılından itibaren 50’ye ulaşmıştır (DPT, 2009). Kalkınmada öncelikli illere ilişkin liste EK 3’de verilmiştir.

olduğu H_0 hipotezi reddedilmiştir. En Küçük Kareler Tahmin Yöntemi ve Sabit Etki Modeli ile yapılan tahminin sonuçları Tablo 3.6’da verilmiştir³⁸.

Tablo 3.6: Hanehalkı Sabit Etki Modeli Tahmin Sonuçları I

Dependent Variable: LNCKK				
Method: Panel Least Squares				
Sample: 1994 2001				
Cross-sections included: 81				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob
C	-0.700823	0.142319	-4.924313	0.0000
LNP	-0.335497	0.051459	-6.519737	0.0000
LNK	0.039521	0.002991	13.21336	0.0000
Weighted Statistics				
R-squared	0.936429	Mean dependent var		-1.781735
Adjusted R-squared	0.926882	S.D. dependent var		0.937062
S.E. of regression	0.253385	Akaike info criterion		0.214583
Sum squared resid	35.05527	Schwarz criterion		0.801010
Log likelihood	15.51376	F-statistic		98.08367
Durbin-Watson stat	1.752355	Prob(F-statistic)		0.000000

Tablo 3.6’da görüldüğü üzere, bağımsız değişkenlerin elektrik tüketimini açıklama gücünün göstergesi olan R^2 değeri oldukça yüksektir (0.94) ve katsayıların t-istatistikleri katsayıların da anlamlı olduğunu göstermektedir. Elektrik talebinin fiyat ve gelir esneklikleri beklendiği gibi yani, sırasıyla negatif ve pozitif çıkmıştır. Ayrıca modelin bütünüyle anlamlı olup olmadığının test edilmesinde kullanılan F-testi sonucu modelin bütünüyle anlamlı olduğu sonucunu vermektedir (Kritik değer F_t 8,52). Ancak Durbin-Watson istatistiklerine bakıldığında (Hesaplanan DW istatistiği 1.75), $d_L \leq DW_h \leq$ olduğu için (DW tablo 1.745) otokorelasyonun varlığı konusunda kararsızlık bölgesinde bulunmaktadır. Otokorelasyon probleminin varlığı konusunda, modelin hata terimlerinin correlogramı incelenmiş hata

³⁸ İklim ve doğal gaz kullanımına ilişkin veriler yıl bazında zamana göre değişmediğinden, bu değişkenlerin modele dahil edilmesi tahmin sürecinde varyans-kovaryans matrisinin tekilliği sorununa yol açtığından Sabit Etkiler Modeline dahil edilmemiştir.

terimlerinin birbirleri ile ilişkili olması (içsel bağıntı)³⁹ sorunu ortadan kaldırmak için model AR(1) ve AR(2) süreçleri dahil edilerek Genelleştirilmiş EKK tekrar tahmin edilmiştir. AR(1) ve AR(2) süreçlerinin modele dahil edilmesinin değişen varyans problemini de gidereceği kabul edilmiştir. Tahmin Sonuçları Tablo 3.7’de rapor edilmiştir.

Tablo 3.7: Hanehalkı Sabit Etki Modeli Tahmin Sonuçları II

Dependent Variable: LNCKK				
Method: Panel Least Squares				
Sample: 1994 2001				
Cross-sections included: 81				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob
C	-0.414356	0.237235	-1.746606	0.0815
LNP	-0.441608	0.085496	-5.165274	0.0000
LNYP	0.030790	0.003686	8.353924	0.0000
AR(1)	0.182161	0.057839	3.149455	0.0018
AR(2)	-0.057011	0.049228	-1.158091	0.2476
Weighted Statistics				
R-squared	0.944487	Mean dependent var	-1.739228	
Adjusted R-squared	0.932393	S.D. dependent var	0.886652	
S.E. of regression	0.230541	Akaike info criterion	0.065279	
Sum squared resid	20.24988	Schwarz criterion	0.813518	
Log likelihood	68.82267	F-statistic	78.09887	
Durbin-Watson stat	2.147871	Prob(F-statistic)	0.000000	

Yeniden tahmin sonucunda modelin R^2 katsayısı nispeten yükselmiş (0.95) ve otokorelasyon sorunu ortadan kaldırılmıştır (DW 2.14). Modelin katsayıları t ve F istatistikleri incelendiğinde anlamlı olduğu görülmektedir. Elektriğin fiyat esnekliğinin işareti beklendiği gibi negatiftir ve katı esnektir. Elektrik talebinin fiyat esnekliği -0.44’tür. Elektrik fiyatında %1’lik artış, elektrik talep miktarını %0.44 oranında azaltacaktır. Elektrik talebi ile gelir

³⁹ İçsel bağıntı sorunu, hata terimleri arasında bir ilişki yoktur, ya da hata terimleri arasındaki kovaryans “0-sıfır”dır, ya da hata terimleri arasında içsel bağıntı yoktur şeklindeki EKK varsayımının geçerli olmadığı durumda ortaya çıkmaktadır. Bu durumda EKK tahmin edicileri aranan bazı özelliklerini kaybetmektedirler. DW istatistiğinin beklenen değeri 2’dir (0-4 arasında değer alabilir). Bu değer üzerinde ya da altında olması otokorelasyon sorunun varlığı olarak kabul edilir (Uygur, 2002).

arasında beklendiği gibi pozitif yönlü ilişki bulunmakla birlikte, elektrik talebinin gelirdeki değişmelere oldukça düşük düzeyde duyarlı olduğu görülmektedir⁴⁰. Buna göre, gelirdeki %1'lik artış, elektrik talep miktarını %0,03 oranında artıracaktır.

O'Neil ve Chen (2002)'nin ifade ettiği üzere hanehalkı elektrik (ya da enerji) talebi modellerinin tahmininde demografik faktörler de etkilidir ve modellere dahil edilmesi talebin açıklanmasında önemlidir. Bunun yanı sıra, Gujurati (2003), panel veri setinde yer alan kesit birimi sayısı fazla ise ve zaman dönemi çok uzun değilse- ki bu çalışmada 81 kesit ve 8 yıl bulunmaktadır- Rassal etkiler modelinin sabit etkiler modeline tercih edilmesi gerektiğini ifade etmektedir. Bu nedenle panel veri setine İklim ve Doğal gaz için kullanılan kukla değişkenleri dahil edilerek Rassal Etkiler modeli ile de tahmin yapılmış ve sonuçlar Sabit etkiler modeli sonuçları ile karşılaştırılmıştır.

⁴⁰ GSYH değişkeninin tahminlere duyarlı olması, kişi başına mesken elektrik tüketiminin hesaplanmasında bireylerin eşit kabul edilmesi gibi toplulaştırma problemi gelir-talep esnekliğinin düşük çıkmasına neden olmuş olabilir.

Tablo 3.8: Hanehalkı Rassal Etki Modeli Tahmin Sonuçları

Dependent Variable: LNCKK				
Method: Panel EGLS (Cross-section random effects)				
Sample: 1994 2001				
Cross-sections included: 81				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob
C	-1.582456	0.141256	-11.20278	0.0000
LNP	-0.093347	0.047525	-1.964180	0.0500
LNY	0.040253	0.002988	13.47179	0.0000
KLIMA (D1)	1.134961	0.158975	7.139246	0.0000
NGAS (D2)	0.623584	0.151064	4.127941	0.0000
Weighted Statistics				
R-squared	0.290970	Mean dependent var	-0.350309	
Adjusted R-squared	0.226040	S.D. dependent var	0.328480	
S.E. of regression	0.288987	Sum squared resid	52.11234	
F-statistic	46.85293	Durbin-Watson stat	1.065307	
Prob(F-statistic)	0.000000			
Unweighted Statistics				
R-squared	0.200978	Mean dependent var	-1.781735	
Sum squared resid	440.6108	Durbin-Watson stat	0.125997	

Rassal Etkiler Tahmin Modeli ile elde edilen sonuçlar değerlendirilecek olursa, bağımsız değişkenlerin bağımlı değişkeni açıklama gücünün göstergesi olan R^2 'nin (belirleme katsayısının) düşük olduğu 0,29 görülmektedir. Ancak yatay kesit ve panel verilerinde R^2 değerleri genelde düşük olur. Elektrik fiyatı, kişi başına gelir, iklim ve doğal gaz kullanımı açıklayıcı değişkenleri anlamlıdır (t istatistikleri kritik değerın üzerindedir, %5 anlamlılık düzeyinde kritik değer $t_{\alpha}=1,646$). Ayrıca elektrik fiyatı değişkeninin %5 anlamlılık düzeyinde anlamlıdır. Bununla birlikte modelin bütünüyle anlamlı olup olmadığının test edilmesinde kullanılan F-testi sonucu modelin bütünüyle anlamlı olduğu sonucunu vermektedir (Kritik değer $F_{\alpha} 8,52$). Ancak Durbin-Watson istatistiklerine bakılırsa (1.01), $(0 \leq DW_h \leq d_L)$ olduğu için otokorelasyonun olmadığı şeklindeki hipotez reddedilir. Modelde otokorelasyon yani hata terimlerinin birbirleri ile ilişkili olduğu (içsel bağıntı) sorunun var olduğu anlaşılmaktadır.

Tahmin edilen modelde otokorelasyon ve olası değişen varyans⁴¹ sorunlarını aşmak için öncelikle Genelleştirilmiş EKK tahmin yöntemi⁴² uygulanmıştır. Otokorelasyon sorunun çözülememesi üzerine modelin matematiksel kalıbı değiştirilmiş (kuadratik model) ve yeni açıklayıcı değişkenler eklenmiştir (Bu tahmine ilişkin sonuçlar EK 4’de verilmiştir). Ancak DW istatistiği hala otokorelasyon sorunun olduğunu göstermiştir. DW istatistiğinin 2’den uzak olması, modeldeki hata terimleri arasında 1. dereceden ilişki olduğunu göstermektedir. Tutarlı tahminlere ulaşılabilmesi için otokorelasyon sorunun giderilmesi gerekmektedir. Veriler arasındaki otokorelasyon sorununun giderilmesi için AR(1) ve AR(2) modele dahil edilmiştir. AR(1) ile ifade edilen birinci sıra içsel bağıntıda durağanlık var ise, içsel bağıntı artı işaretli iken otokorelasyonlar zaman içerisinde geometrik olarak azalır. Ancak AR(1) sürecinin de serinin otokorelasyon problemini çözemediği buna karşın AR(2) durağanlığının otokorelasyon sorununu düzelttiği görülmüştür. AR(2) durağanlık durumunda iklim kukla değişkenleri ve sabit katsayısı istatistik olarak anlamsız, elektrik fiyatı ve kişi başına gelir değişkenleri istatistik olarak anlamlı olarak bulunmuştur.

Modelin sonuçları Tablo 3.9’da verilmiştir. Tablodan da görüldüğü üzere R^2 yani belirleme katsayısı 0,93’e yükselmiştir. Açıklayıcı değişkenler bağımlı değişkeninin %92’sini açıklamaktadır. Katsayılara ait t-istatistikleri %5 önem düzeyinde kritik değerin üzerinde olduğu için anlamlıdır. Modelin tümüyle anlamlı olup olmadığına ilişkin F-testi, tüm modelin anlamlı olduğu sonucunu vermektedir ($F_h 19,49 > F_t=3.32$).

Tahmin edilen model, elektriğin fiyata düşük düzeyde duyarlı olduğunu göstermektedir. Beklendiği gibi elektrik talebi ile elektrik fiyatı arasında negatif yönlü bir ilişki vardır. Elektrik talebinin fiyat esnekliği -0.29’tur. Elektrik fiyatında %1’lik artış, elektrik talep miktarını %0.29 oranında azaltacaktır. Elektrik talebi ile gelir arasında beklendiği gibi pozitif yönlü ilişki bulunmakla birlikte, elektrik talebi gelirdeki değişmelere oldukça düşük düzeyde duyarlı olduğu görülmektedir⁴³. Buna göre, gelirdeki %1’lik artış, elektrik talep miktarını %0,009 oranında arttıracaktır.

⁴¹ Değişen varyans (heteroskedasticity) sorunu, hata terimlerinin varyansları birbirinden farklı olduğu durumda söz konusu olmaktadır. Genelde yatay kesit verilerinde ortaya çıkmaktadır. Değişen varyans sorunu durumunda tahminler sapmalı olacaktır (Uygur, 2002).

⁴² Genelleştirilmiş EKK yöntemi uygulamak, asıl denklemden bir dönüştürülmüş denklem elde edip bu dönüştürülmüş denklemi EKK ile tahmin etmek demektir (Uygur, 2002).

⁴³ GSYH değişkeninin tahminlere duyarlı olması, kişi başına mesken elektrik tüketiminin hesaplanmasında bireylerin eşit kabul edilmesi gibi toplulaştırma problemi gelir-talep esnekliğinin düşük çıkmasına neden olmuş olabilir.

Tablo 3.9: Hanehalkı Panel GEKK Modeli Tahmin Sonuçları

Dependent Variable: LNCKK				
Method: Panel Least Squares				
Sample (adjusted): 1996 2001				
Cross-sections included: 80				
Convergence achieved after 6 iterations				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LNP	-0.293978	0.040523	-7.254653	0.0000
LNY	0.009735	0.004192	2.322454	0.0206
AR(1)	0.640550	0.038685	16.55817	0.0000
AR(2)	0.282260	0.037420	7.543107	0.0000
R-squared	0.925245	Mean dependent var	-1.739228	
Adjusted R-squared	0.925641	S.D. dependent var	0.886652	
S.E. of regression	0.242423	Akaike info criterion	0.012300	
Sum squared resid	27.09249	Schwarz criterion	0.047931	
Log likelihood	1.140144	F-statistic	144.004	
Durbin-Watson stat	2.276715	Prob(F-statistic)	0.000000	
Inverted AR Roots	.94		-.30	

E-Views paket programı spesifikasyonlarda bazı kombinasyonların modeline izin vermemektedir. Örneğin random effect modeli cross –section spesifik katsayılarla (yani AR() terimleri) ile tahmin edilmemektedir. Bu nedenle tahmin sonuçları tesadüfi etki değil pooled GEKK tahmin sonuçlarıdır.

Sabit etkiler ve pooled GEKK modellerinin sonuçları genelde benzerlik göstermektedir. Bununla birlikte sabit etki modelinde hanehalkları hem fiyata hem de gelire görece olarak daha duyarlı olduğu görülmektedir. Ancak hanehalkı elektrik talebi, hem sabit etkiler modelinde hem de pooled GEKK modellerinde fiyat ve gelirin esnekliği düşüktür (Bkz Tablo 3.10).

Tablo:3.10: Sabit Etki ve Pooled GEKK Modellerinin Sonuçlarının Karşılaştırılması

Bağımsız Değişken	Sabit Etki GEKK	Pooled GEKK
Sabit	-0.41 (-1.74)*	-
Elektrik Reel Fiyatı (lnP)	-0.44 (-5.17)	-0.29 (-7.25)
İl Düzeyinde Kişi Başına Gelir (lnY)	0.03 (8.35)	0.009 (2.32)
AR (1)	0.18 (3.15)	0.64 (16.55)
AR(2)	-0.05 (-1.16)	0.28 (7.54)
R ²	0.95	0.93
F İstatistiği	78	144
DW	2.14	2.28

* Parantez içindeki değerler T-istatistiği değerleridir.

Yöntem ve verilerdeki farklılıklar spesifik bir karşılaştırmayı zorlaştırırsa da, çalışmadan elde edilen esneklik katsayılarının hem gelişmiş hem de gelişmekte olan ülkelerde tahmin edilen hanehalkı fiyat talep ve gelir talep esneklikleri ile tutarlı olduğu söylenebilir. Yazında hanehalkı elektrik talebi için tahmin edilen fiyat talep esneklik aralığı -0,15 ile -1,63'dür ve çalışmanın -0,29-0.44 esneklik değerleri bu aralık içerisinde yer almaktadır. Yine yazında hanehalkı elektrik talebi için tahmin edilen gelir esnekliği aralığı 0,005-1,57'dir ve çalışmanın 0,009-0.03 gelir esneklik değerleri bu aralık içerisinde (Erdoğan 2007 (b), Türkiye için gelir esnekliğini 0.014 olarak tahmin etmişti). Çalışmadan elde edilen gelir esnekliğinin oldukça düşük olmasına kuşku ile yaklaşılsa da, hanehalkı elektrik talebi için gelir esnekliğinin hem gelişmiş hem de gelişmekte olan ülkelerde çoğunlukla düşük seviyelerde olduğu belirlenmiştir (Bkz.Petersen (1982), Parti ve Parti (1980), Tüzün (2002), Reis ve White (2005), Narayan ve Smith (2005) ve Yoo vd.(2007)). Diğer yandan gelir artışıyla birlikte elektrikli ev aletleri sahipliği artsa bile, bu ev aletlerinin yeni teknoloji ürünleri (elektrik tasarruf eden buzdolapları, tasarruflu ampüller vs.) alması gelir artışının net etkilerini sınırlandırmaktadır. Güneş enerjisinden yararlanmanın güney illerinde artması (gün ısı), doğal gaz kullanımı, ısınma amaçlı elektrik kullanımının azalması vb. faktörler de gelir etkisini azaltan faktörler olarak dikkate alınabilir.

SONUÇ

Tüm dünyada, özellikle 1973 Petrol Şoku sonrasında, enerji konusuna hem hükümetlerin hem de araştırmacıların artan düzeyde ilgisi söz konusudur. Bunun temel nedeni kısıtlı enerji kaynakları karşısında nüfus artışı, ekonomik gelişme ve teknolojik ilerlemelere bağlı olarak enerji talebinin sürekli artmasıdır. Gün geçtikçe stratejik önemi artan enerji türlerinin içerisinde özellikle elektrik enerjisi, stoklanamaması, yakın ikamesinin olmaması, hem imalat sanayide ara malı olarak kullanılması hem de hanehalkı tarafından kullanılan nihai bir mal olması nitelikleri nedeniyle, ülkelerin gelişmişlik ve refah düzeylerinde anahtar bir rol oynamaktadır. 1980'lerde başlayan liberalleşme akımlarının etkisinin yanı sıra doğal gaz tribünlerine dayanan CCGT teknolojisinin gelişmesi, daha önce kamu mülkiyetindeki dikey entegre elektrik arz endüstrisinin ayrıştırılmasına dayanan elektrik piyasası reformlarını başlatmıştır. Doğal gazın yanı sıra diğer tüm enerji türleri elektrik üretiminde kullanılabilir. *Doğal gaz ve nükleer enerjinin payı son 25 yılda önemli düzeyde artmıştır.* Özellikle 2002 yılından itibaren petrol, doğal gaz, kömür fiyatları elektrik fiyatları ile paralel gelişme göstermektedir. Enerji piyasaları arasındaki bu karşılıklı etkileşim, elektrik enerjisi politikalarının planlanması ve uygulamalarında diğer enerji piyasalarındaki gelişmelerin de göz önünde bulundurulmasını zorunlu kılmaktadır. Gelecek yıllarda elektrik enerjisi üretiminde nükleer enerji ve yenilenebilir enerji (ve yakıtların) payının artması beklenmektedir. Türkiye'nin de elektrik arz güvenliği açısından üretimde enerji çeşitliliğini sağlayacak politikalar benimsemesi kaçınılmaz bir gerçektir.

Elektrik piyasasında serbestleştirme faaliyetlerinin öncüleri İngiltere ve Şili olmuştur. Gelişmiş ve gelişmekte olan ülkelerdeki serbestleştirme faaliyetlerinin nedenleri (itici ve çekici faktörler) farklılıklar gösterse de temel amaç, elektrik fiyatlarının arz ve talep dengesine bağlı olarak piyasa koşullarının olduğu rekabetçi ortamlarının yaratılarak tüketici refahının artırılmasıdır. Türkiye'de serbestleşme ve özelleştirme akımlarından etkilenilerek, 1980-1990'larda çeşitli yasalarla özel kesim üretim ve dağıtım faaliyetlerine dahil edilmeye çalışılmış, 1994'de dikey bütüleşik kamu girişimi TEK, TEAŞ ve TEDAŞ olarak ayrıştırılmıştır. Ancak sektördeki asıl reform süreci, 2001'deki **4628 No'lu Elektrik Piyasası Kanunu (EPK)** ile başlatılmıştır. EPK sonrasında da yönetmelik ve tebliğler ile yasal düzenlemeler devam etmiştir. Türkiye'de elektrik piyasasının serbestleştirilmesi alanındaki gelişmeler daha çok hedeflenen yasal düzenlemelerin gerçekleşmesi üzerine odaklanılarak ele alınmıştır. Bu kapsamda elektrik reformunun performans ve refah etkileri üzerine yapılan akademik çalışmaların sayısı ve kapsamının yeterli olduğu söylenemez.

Bu çalışmada, Türkiye elektrik piyasasının mevcut yapısı ve rekabete dayalı piyasa için yeniden yapılandırma ve serbestleşme çalışmalarının etkileri ve sektördeki reformun ilerleme süreci sektörün performans göstergeleri ile birlikte değerlendirilmektedir. Bunun yanı sıra serbestleştirmeden kaynaklanacak etkiler, piyasasının serbestleştirilmesi kapsamında oluşacak fiyat değişimleri karşısında elektriğin en büyük iki tüketici grubu olan imalat sanayi ve hanehalkı için elektrik talep modeli tahmin edilerek irdelenmiştir.

Türkiye’de elektrik piyasası reformu kapsamında 1994’de TEAŞ ve TEDAŞ olarak ayrılan TEK’in yatay ve dikey bölünmesi devam etmiş, üretim, iletim, toptan satış ve dağıtım faaliyetleri birbirinden ayrıştırılmıştır. Bu amaçla dağıtım (TEDAŞ) 21 bölge şirketine ve üretim (EÜAŞ) ise 6 portföy şirketine bölünmüştür. Rekabetçi koşulların oluşabileceği aşamalarda, elektrik piyasasında rekabetin tesis edilirken ve tekel aşamasında ise fiyatların (yani tarifelerin) regülasyonunu gerçekleştirecek bağımsız otorite (yani EPDK) kurulmuştur. Ayrıca piyasaya girişler EPDK tarafından lisans iznine tabi olmuştur. EPDK’nın 2010 yılı elektrik sektörü lisans bilgilerine göre, üretim aşamasında EÜAŞ dahil 918 şirket, toptan satış aşamasında TETAŞ dahil 45 şirket, dağıtım ve perakende aşamasında ise daha önce 21 bölgeye ayrılmış olan 21 şirket bulunmaktadır. Piyasa reformu ayrıca dikey ve yatay ayrıştırılan üretim ve dağıtım şirketlerinin özel sektöre devrini öngörmektedir. Dağıtım sektöründe 2008’de tekrar başlayan özelleştirmeler dağıtım sektöründe neredeyse tamamlanmış ve üretim sektöründe de ihaleler başlatılmıştır. Elektrik sektörü özelleştirmelerinin iletim hariç 2011’e kadar tamamlanması planlanmaktadır.

Türkiye dikey entegre tekel, tek alıcı, toptan satış rekabeti ve perakende satış modelleri içerisinde toptan satış rekabetini benimsemiş ancak ilerleyen dönemlerde talep tarafında da serbestleştirmeyi amaç edinmiştir. Bu kapsamda serbest tüketici limitleri belirlenmiş ve bu limitler düşürülerek %100 piyasa açıklığı hedeflenmiştir. Mevcut serbestlik eşiği kişi başına 6 milyon kwh’dır ve 1990’da %20 olan piyasa açıklık oranı %39’a yükselmiştir. Elektrik piyasası performu rekabetçi koşulların devamlılığını sağlamak için nakil şebekelerine, üçüncü taraflara açık, garanti edilmiş ve ayrımcı olmayacak şekilde erişimi zorunlu hale getirmiştir. Erişim fiyatları ise regülatör tarafından belirlenmektedir (rTPA). Elektrik piyasasında rekabetçi ulusal piyasanın temeli ise, üreticiler, dağıtım şirketleri, toptan satış şirketleri ve serbest tüketiciler ile dengeleme ve uzlaştırma mekanizması arasındaki ikili sözleşmelere dayanmaktadır. Serbest tüketiciler dağıtım, toptan ve üretim şirketleri ile ikili anlaşmalar yapabileceğine sahip olsa da, SB ile, serbest tüketicilerin sadece dağıtım şirketlerinden elektrik almaları düzenlenmesi getirilerek, piyasada rekabetin geliştirilmesi amacıyla

sapmalara neden olmuştur. Talep tarafının toptan elektrik piyasasına katılımının ertlenmesi, perakende rekabetin ertelenmesi arzu edilen etkinlik artışı ve fiyat düşüşlerini geciktirmektedir. Bu bağlamda SB'nin EPK ile çelişen ve rekabeti sınırlandıran hükümleri, hükümetin EÜAŞ vasıtasıyla üretimde ve TEİAŞ vasıtasıyla iletim ve TETAŞ aracılığı ile piyasada *hakim durumu*, EPK yürürlüğe girmeden önce imzalanmış olan al ya da öde hükümleri içeren İHD, Yİ, YİD sözleşmelerinden kaynaklanan *yükümlenilen maliyetler* elektrik piyasası reformunda hedeflenen düzeye ulaşılması açısından önemli engeller oluşturmaktadır.

EPK'nın yürürlüğe girmesinin ardından 9 yıl geçmiş, Kanun'un öngördüğü yeniden yapılanma modelinden önemli sapmalar söz konusu olsa da, sektörün serbestleştirilmesi açısından önemli ilerlemeler sağlanmıştır. Bahsedilen problemlerin ışığında her ne kadar serbestleştirmenin beklenen etkilerinin tam olarak görülmesi beklenmese de, yapılan çalışmaların sektörün performansı üzerinde olumlu etkilerinin gerçekleşip gerçekleşmediği konusunda fikir sahibi olmak ileriki yıllarda sektörün düzenlemelerine yol gösterici olacaktır.

Elektrik sektörü reformunun verimlilik etkileri, ampirik olarak üretim ve dağıtım aşamalarındaki “toplam faktör verimliliği (VZA) ile ölçülmektedir. Türkiye özelinde elektrik sektörü ile ilgili yeterli veri bulunmamaktadır. Reform öncesi ve sonrası verimlilik etkilerinin (üretim ve dağıtımda) kapsamlı bir şekilde akademik olarak çalışıldığı söylenemez. Elektrik sektörü reformunun etkilerinin değerlendirebilmesinin başka bir yöntemi “performans göstergeleri” nin değerlendirilmesi şeklindedir. Elektrik sektöründe yer alan temel kurum ve kuruluşların sağladığı raporlar ve istatistik bilgilerinin ışığı altında, Türkiye elektrik sektörünün performans değişimi; *rezerv marj, kamu-özel yatırımları, kapasite kullanım oranları, maliyet karlılık ve fiyatlar* başlıkları altında değerlendirilmiştir ve şu sonuçlara ulaşılmıştır. Arz sisteminin güvenliğini ifade eden rezerv marj oranlarının, her ne kadar sektör uzmanları optimale yakın olduğunu ifade etseler de-yüksek olduğuna dair ip uçları vardır. Elektrik maliyetinde önemli artışlara neden olan kayıp kaçak oranları hem OECD hem de dünya ortalamasının üzerinde olmakla birlikte, son yıllarda özellikle dağıtım aşamasında düzelmeler görülmektedir. Özel sektörün (yerli ve yabancı) elektrik üretimi ve dağıtım aşamalarına yatırım yapma ilgisi büyüktür. Fakat bu yatırımların miktarına ilişkin güvenilir bir yatırım tablosu oluşturulamaktadır. Türkiye elektrik sektöründe yatırım harcamalarında son 1-2 yılda DUY'un uygulamaya konulması ile birlikte bir artış gözlemlense de, yatırımların beklenen düzeyde olduğu söylenemez. Dağıtım ve üretim sektörünün özelleştirmeleri ile birlikte özel sektör yatırımların artması beklenmektedir. Elektrik

sektöründe etkinliğin bir diğer göstergesi olan kapasite kullanım oranları hem termik hem de hidrolik santrallerde azalmaktadır. Üretim sektörüne daha fazla özel sektör katılımı ve EÜAŞ'ın özelleştirilmesinin kapasite kullanım oranlarını artırması beklenebilir. Elektrik sektöründeki önemli kuruluşların finansal durumu çok istikrarlı değildir. Pozitif kar ettikleri dönemlerde bile, elektrik maliyetlerinin reel olarak artması temel kurumların etkinsizliğinin önemli bir göstergesidir. Bu etkinsizlik aynı zamanda elektrik fiyatlarının artmasının da önemli bir nedenini teşkil etmektedir.

Reform sürecinde karşılaşılan diğer bir sorun, Türkiye'deki elektrik fiyatlarının EPK ile yasaklanmasına rağmen batı bölgelerindeki tüketicilerden doğu bölgelerindeki tüketicilere ve endüstriyel kullanıcılardan hanehalkı kullanıcılarına önemli düzeyde çapraz sübvansiyon içermesidir. EPK, tarifelerin maliyet esaslı olmasını, çapraz sübvansiyonlara yer verilmemesini, kayıp kaçaklardan kaynaklanan bölgelerarası maliyet farklılıklarının fiyatlara müdahale edilmeden tüketicilere yansıtılmasını öngörmektedir. Ancak tarifeler piyasa mekanizması ile değil hükümet tarafından belirlenmekte, bu durum da rekabetin gelişmesinde önemli bir sorun teşkil etmektedir. Özelleştirmelerin tamamlanmamış olması gerekçe gösterilerek özellikle bölgeler arası çapraz sübvansiyonun 2014'e kadar uzatılması gündemdedir. Elektrik sektöründe rekabetin artması ile birlikte mesken fiyatlarının artması, sanayi fiyatlarının da azalması gerekmektedir. Türkiye'de 1995 yılından itibaren sanayi ve hanehalkı fiyatları incelendiğinde, her ne kadar sanayi fiyatları hanehalkı fiyatlarının altında olsa da neredeyse başa baş seyretmiştir.

EPK'nın öngördüğü şekilde elektrik fiyatlarının maliyetleri yansıtacak şekilde belirlendiği ve çapraz sübvansiyonların kalktığı durumda –ki dağıtım özelleşmelerinden sonra artması kuvvetle muhtemeldir-bazı bölgelerdeki hanehalkı tüketicileri yüksek fiyat artışları ile karşılaşacaklardır. Bu fiyat değişmelerinin hem sanayi hem de hanehalkı elektrik tüketimi vasıtasıyla mikro ve makro düzeyde ekonomi üzerinde önemli etkileri ortaya çıkacaktır.

Elektrik üretim faaliyetlerinde anahtar bir girdi olduğu için, elektrik fiyatının uygun bir fiyatlandırma politikası ile belirlenmesi sadece imalat sanayi için değil bir bütün olarak ekonomi için de büyük öneme sahiptir. Translog maliyet fonksiyonu tahmini elektriğin hem işgücü hem de sermaye üretim faktörü ile tamamlayıcı olduğunu göstermektedir. Elektrik ve işgücü arasındaki bu tamamlayıcılık ilişkisi elektrik kesintileri ve diğer elektrik aksamalarının istihdam üzerinde olumsuz etkileri olacağını göstermektedir. Elektrik sektörü reformu ile birlikte elektrik fiyatlarının düşmesi istihdamı artıracaktır. Diğer taraftan, aramalı girdisi ile

elektrik ikame olduğundan, elektrik fiyatındaki düşüş ara malı girdisi kullanımını da azaltacağından imalat sanayisinde girdi maliyetlerinin azalmasına ve imalat sanayinde rekabet gücünün artmasına katkıda bulunacaktır. Bunun yanı sıra, elektrik fiyatlarının düşmesi imalat sanayinde yatırımları önemli miktarda artıracaktır. Elektrik piyasası reform süreci ile birlikte fiyatların düşmesi, imalat sanayinde istihdamı ve yatırımları arttıracığından, ekonomik gelişmeye katkısı olacaktır.

Gelir artışının hanehalkı elektrik talebi artışındaki pozitif etkisi, Türkiye ekonomisinin gelişme süreciyle birlikte konut elektrik talebi baskısının önümüzdeki dönemlerde artacağını işaret etmektedir. Hem hanehalkının hem imalat sanayisinin elektrik talebinin fiyat esnekliklerinin düşük olması, tekelci fiyat uygulamaları ve farklılaştırmalarına karşı bu tüketicilerin korunması için etkin bir regülasyonu zorunlu kılmaktadır. Bu bağlamda özendirici regülasyon⁴⁴ yöntemlerinin sürdürülebilir şekilde benimsenmesi, ekonomi genelinde etkinliği artıracaktır.

Elektrik fiyatlarının düşmesinin sanayi-hanehalkı düzeyinde ve ekonomi genelinde pozitif etkilerinin olduğu açıktır. Bu pozitif etkilerin ortaya çıkabilmesi için, elektrik piyasasında rekabetin geliştirilmesine ihtiyaç bulunmaktadır. Reform sürecinin beklenen fiyat etkilerinin ortaya çıkabilmesi için EPK lehine düzenlemelere ağırlık verilmesi gerekmektedir. Elektrik fiyat düşüşlerinin gerçekleşebilmesi için elektrik sektöründe etkinlik ve maliyetlerin düşürülmesi gerekmektedir.

Talep projeksiyonlarına göre, enerji güvenliği önümüzdeki dönemlerde Türkiye'nin önemli bir sorunu haline gelecektir. Türkiye'de elektrik talep projeksiyonlarında kullanılan modellerin güvenilir sonuçlar vermediği yönünde ciddi eleştiriler vardır. Elektrik talebinin doğru ve güvenilir şekilde modellenmesi elektrik piyasası reformunun başarılması açısından oldukça önemlidir. Arz ve talep dengesinin korunması ve sektörde yatırımları yönlendirilmesinde etkin talep projeksiyonlarının yapılmasına ihtiyaç bulunmaktadır.

Elektrik sektöründe özel sektör yatırım fonlarının artırılması gerekmektedir. Bu nedenle elektrik sektörünün düzenlenmesine ilişkin açık politikalar uygulanmalı ve sektörde belirsizlik azaltılarak yatırımlar için uygun ortamlar tesis edilmelidir. Düşük politik ve ekonomik riski

⁴⁴ Çeşitli yıllar için fiyatları ayarlayan ve sonra bu dönem zarfında firmanın maliyetleri ve ilave bir kar elde etmesini sağlayan regülasyon yöntemidir. Özendirici regülasyon yöntemlerinin en bilinen iki temel yöntemi i) Getiri oranı (maliyet artı) regülasyonu ve Tavan fiyat regülasyon yöntemleridir. Daha fazla bilgi için Bknz: Taylor, (1998) ve Paşaoğlu, (2003).

olan ülkelerin elektrik piyasası reformunda daha başarılı oldukları gerçeği göz önünde bulundurulursa, Türkiye ekonomisinde ekonomik ve politik istikrarın sağlanması, elektrik piyasası reformuna pozitif katkı sağlayacaktır.

Bu çalışmada, elektrik enerjisinin hem sektör düzeyinde, hem de talep modellemesi yoluyla etkilerinin analiz edilmesinde karşılaşılan en önemli sorun ihtiyaç duyulan verilere ulaşılmasındaki güçlükler olmuştur. Örneğin elektrik sektörünün performansında kullanılan bazı değişkenlere ait veriler kişisel ve kurumsal başvurulara rağmen elde edilememiştir. İmalat sanayisinde elektrik talebinin modellenmesinde kullanılan zaman serisi veriler 2001 yılında sonlandırılmak durumunda kalmıştır. Aynı şekilde 81 il düzeyinde GSYİH verilerinin 2001 yılı sonrası olmaması, gelirin etkilerinin hanehalkı elektrik talebi üzerindeki etkilerinin görülmesini sınırlandırmıştır. İl düzeyinde yıllar itibariyle demografik göstergelere ait verilerin olmaması da bu faktörlerin elektrik talebi üzerindeki etkilerinin değerlendirilmesini kısıtlamıştır. Elektrik piyasasının serbestleştirilmesi çalışmaları 1990'lı yıllarda başlasa da asıl reformun 2001 yılında başlaması bu anlamda veri kısıtı nedeniyle bu çalışmanın etki değerlendirmesini nispeten zayıflatsa da, çalışma elektrik piyasasını enerji piyasaları kapsamında geniş bir şekilde ele almakta, reform çalışmalarının etkilerini kapsamlı bir şekilde tartışmaktadır. Elde edilen fiyat ve gelir esneklikleri, bu alanda yapılacak diğer çalışmalar için önemli bir temel oluşturmaktadır. Nitekim hanehalkı elektrik talep projeksiyonu, gelir, nüfus ve fiyat projeksiyonları (kabulü) temelinde gelir ve fiyat talep esneklikleri kullanılarak yapılabilir. Ayrıca elde edilen bu esneklikler, elektrik fiyatının refah etkilerinin değerlendirilmesinde kullanılabilir. Ayrıca, TÜİK'in Düzey 1 ve Düzey 2 bölge tanımına geçmesi ile elde edilecek GSYİH verileri ile ileriki yıllarda hanehalkı elektrik talebinin panel veri seti ile tahminine olanak sağlayacaktır. Bahsedilen bu konular ileriki yıllarda bu alanda yapılacak diğer çalışmalar olarak öne çıkmaktadır.

K A Y N A K Ç A

ACC, American Coal Council, Coal Market&Policy Developments in 2007/08, 2009, www.americancoalcouncil.org, erişim tarihi 11/02/2010.

Acuner E. ve Onaygil S., Dünyadaki Uygulamalar Çerçevesinde Enerji Modellerinin Karşılaştırılması, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Türkiye 11.Enerji Kongresi, 21-23 Ekim, Tepekule-İzmir, 2009, www.emo.org.tr/ekler/ed476ea33b871af_ek.pdf?tipi=2&turu=X&sube=7, erişim tarihi 12/04/2010.

Akkemik K.A., General Equilibrium Evaluation of Electricity Market Reforms in Turkey, XVII International Input-Output Conference at the University of Sao Paulo, July 13-17, Brazil, 2009, http://www.iioa.org/pdf/17th%20Conf/Papers/700800792_090521175245_IIOA_2009_AKKEMIK.pdf, erişim tarihi 04/08/2009.

Akmal M. ve Stern D.I., Resideantial Energy Demand in Austria: an Application of Dynamic OLS, *Working Papers in Ecological Economics* 0104, Centre for Resource and Environmental Studies, Australian National University, 2001, <http://een.anu.edu.au/download-files/eep0104.pdf>, erişim tarihi 13/05/2009.

Alcollu F.Y., Elektrik Sektöründe Rekabet ve Regülasyon, Rekabet Kurumu Uzmanlık Tezi, Ankara, 2003.

Al-Mutairi, N. Ve Burney, N.A., “Factor substitution, and economics of scale and utilisation in Kuwait's crude oil industry”, *Energy Economics* 24, (2002), 337–354.

Al-Salman M.H., Household Demand for Energy in Kuwait, *J.King Saud University*,19(2), (2007), 51-60.

Altın V., “Yeni Ufuklara Nükleer Enerji”, *Bilim ve Teknik Dergisi*, Ağustos Ayı Özel Eki, TÜBİTAK, Ankara, 2004.

Altınay, G., Karagol, E., “ Electricity consumption and economic growth: evidence from Turkey”, *Energy Economics*, 27, (2005), 849–856.

Andrikopoulos A.A., Brox J.A. ve Paraskevopoulos C.C., “Interfuel and Interfactor Substitution in Ontario Manufacturing, 1962-82”, Applied Economics, 21, (1989), 1667-1681.

Arocena P. Ve Waddams Price C., Generating Efficiency: Economic and Environmental Regulation of Public and Private Electricity Generators in Spain, CIE Discussion Papers, 1999, <http://www.econ.ku.dk/CIE/Discussion%20Papers/1999/Pdf%20files/9909.pdf>, erişim tarihi 20/04/2009.

Aslan H., Kömüre Dayalı Termik Elektrik Santrallerinde Verim ve Kapasite Kullanım Oranı Düşüklüğünün Nedenleri ve Bunların Yükselmeleri İçin Alınması Gerekli Tedbirler, TMMOB Türkiye Enerji Sempozyumu I: Bildiriler Kitabı, EMO Yayınları, Ankara, 1996, http://www.emo.org.tr/ekler/8982b8d271b99d6_ek.pdf, erişim tarihi 21/04/2010.

Athukoralala P.P.A. ve Wilson C., “Estimating short and long term residential demand for electricity: New Evidence from Sri Lanka”, Energy Economics, (2009), (basım aşamasında).

Atiyas İ., Elektrik Sektöründe Serbestleşme ve Düzenleyici Reform, Tesev Yayınları, İstanbul, 2006.

Atiyas İ., Türkiye Elektrik Sektöründe Yeniden Yapılanma Sürecinin Hikâyesi, Regülasyon İktisadı: Piyasa Ekonomisinde Devletin Düzenleyici Rolü, Düzenleyici Kurullar ve Düzenleyici Kurumlar, 4.Hukuk ve İktisat Forumu, Hacettepe Üniversitesi, İİBF, Ankara, 9 Mart 2010, 2010.

Atiyas İ., ve Dutz A., “Competition and Regulatory Reform in the Turkish Electricity Sector, Conference on Turkey: Towards EU Accession”, 10-11 Mayıs 2003, Bilkent Otel, Ankara, 2003.

Bacon R.W. ve Jones J.B., Global Electric Power Reform, Privatization and Liberalization of the Electric Power Industry in Developing Countries, Energy&Mining Sector Board Discussion Paper Series, Paper No:2, World Bank, Washington, 2002, http://www.abanet.org/intlaw/committees/industries/energy_natural_resources/globalreform.pdf, erişim tarihi 5/07/2009.

Bağdadioglu N., “Türk Elektrik Dağıtım Sektöründe Hizmet Kalitesine Yönelik Özendirici Bir Düzenleme Uygulaması”, Gazi Üniversitesi İktisadi ve İdari Bilimler Fakültesi, 11(1), (2009), 23-44.

Bagdadioglu N., Basaran A. Ve Waddams Price C., Potential Impact of Electricity Reforms on Turkish Households, Economic&Social Research Council, CCP Working Paper 07-8, 2007, <http://www.ccp.uea.ac.uk/publicfiles/workingpapers/CCP07-8.pdf>, erişim tarihi 14/04/2010.

Bagdadioglu N. Ve Odyakmaz N., “Turkish electricity reform”, Utilities Policy, 17, (2009),144-152.

Bahce, S., Taymaz, E., “ The impact of electricity market liberalization in Turkey “free consumer” and distributional monopoly cases”, Energy Economics, 30, (2008), 1603–1624.

Bakirtas, T., Karbuz, S., Bildirici, M., “An econometric analysis of electricity demand in Turkey”, METU Studies in Development 27 (1–2), (2000), 23–34.

Baltagi B.H., Econometric Analysis of Panel Data, John Wiley & Sons Ltd., England, 2005.

Banda H.S. ve Verdugo L.E.B., , Translog Cost Functions:An Application For Mexican Manufacturing, Banco de Mexico, Documentos de Investigacion, Working Paper, No:2007-08, 2007, <http://www.banxico.org.mx/documents/%7B41245D5E-C969-419F-B0F7-EC2DB03F5E25%7D.pdf>, erişim tarihi 04/07/2008.

Barnes R., Gillingham R. ve Hagemann R., “The Short-Run Residential Demad for Electricity”, The Review of Economics and Statistics, 63 (4), (1981),541-552.

Başol K., Durman M., Önder H., Doğal Kaynakların ve Çevrenin Ekonomik Analizi, Alfa Aktüel LTD, Bursa, 2007.

Bayraç H.N., “Uluslararası Petrol Piyasasının Ekonomik Analizi”, e-konomistdergi.com, 2007, www.e-konomistdergi.com/makale.asp?id=85, erişim tarihi 07/07/2008.

Berg S., Developments in Best Practice Regulation: Process vs. Performance, Incentive Regulation and Overseas Development Conference, Australia Competition and Consumer Commission, November 18-19, Sydney 2000, Australia, www.warrington.ufl.edu/purc/purcdocs/.../9902_Berg_Developments_in_Best.pdf, erişim tarihi 05/02/2010.

Berkout P.H.G., Carbonell A.E. ve Muskens J.c., “The Ex Post Impact of An Energy Tax on Household Energy Demand, Energy Economics”, 26, (2004), 217-317.

Berndt E.R. ve Wood D.O., “Technology, Prices, And The Derived Demand For Energy”, The Review of Economics and Statistics, VII (3),(1975), 259-268.

Blackorby C., Primont D. ve Russel R.R., The Morishima Gross Elasticity of Substitution, 2007, <http://economics.ucr.edu/seminars/spring07/ets/BobRussell4-16-07.pdf>, erişim tarihi 9/12/2008.

Blackorby C., Russel R.R., “Will The Real Elasticity of Substitution Please Stand Up?A Comparison of the Allen/Uzawa and Morishima Elasticities”, The American Economic Review, 79 (4), (1989), 882-888.

Borenstein S. ve Bushnell J., Electricity Restructuring: Deregulation or Reregulation ?, Competition Policy Center, Working Paper Series, CPC00-014, Institute for Business and Economic Research, UC Berkeley, 2000, www.ucei.berkeley.edu/PDF/pwp074.pdf, erişim tarihi 20/06/2010.

Borenstein S., Bushnell J.B. ve Wolak F.A., Measuring Market Inefficiencies in California’s Restructured Wholesale Electricity Market, Staff General Research Papers 13136, Iowa State University, Department of Economics, 2002.

Bortolotti, B., Fantini, M., & Siniscalco, D., Regulation and privatization: The case of electricity. Working Paper, Department of Economics and Finance, Turin: University of Turin, 1998, [web.econ.unito.it/bortolotti/... /Regulation%20and%20 Privatisation_ The%20case%20of%20electricity.pdf](http://web.econ.unito.it/bortolotti/.../Regulation%20and%20Privatisation_The%20case%20of%20electricity.pdf), erişim tarihi 20/04/2009.

BP (2009), BP Statistical Review of World Energy 2008, www.bp.com, erişim tarihi 07/05/2009.

Brook A.M., Price R., Sutherland D., Westerland N. Ve Andre C., Oil Price Developments: Drivers, Economic Consequences and Policy Responses”, OECD, Economic Department Working Papers, No:412, 2004 [www.oalis.oecd.org/olis/2004.doc.nsf/linkto/eco_wkp\(2004\)35](http://www.oalis.oecd.org/olis/2004/doc.nsf/linkto/eco_wkp(2004)35), erişim tarihi 9/1/2006.

Bölük G., ve Koç A.A., “Dünya’da ve Türkiye’de Biyo-yakıtlar:Üretim, politikalar, maliyet ve etkileri”, İktisat, İşletme ve Finans Dergisi, 23(269),(2008), 25-50.

Chambers, R.G., Applied Production Analysis: A Dual Approach, Cambridge University Press, Cambridge, MA, 1988.

Christensen, L.R., Jorgenson, D.W., Lau, L.J., “Transcendental logarithmic production frontiers” The Review of Economics and Statistics 55 (1), (1973), 28–45.

Cleveland C.J. and Kaufmann R.K., “Oil Supply and Oil Politics: Deja Vu all Ever Again”, Energy Policy , 31,(2003), 485-489.

Chakir R., Bousquet A. Ve Ladoux N., “Modelling Corner Solutions With Panel Data: Application To The Industrial Energy Demand in France”, Emprical Economics, 29, (2004), 193-208.

Cho W.G., Nam K. Ve Pagan J.A., “Economic Growth and interfactor/interfuel substitution in Korea”, Energy Economics, 26, (2004), 31-50.

Christopoulos D.K., (2000), “The demand for energy in Greek Manufacturing”, Energy Economics, 22, (2000), 569-586.

Chung J.W., “On The Estimation Of Factor Substitution in The Translog Model”, The Review of Economics and Statistics, 69(3), (1987), 409-417.

Cetin T. Ve Oğuz F., “The Politics of Regulation in the Turkish Electricity Market”, The Fourth Annual International Industrial Organization Conference, Northeastern University, 7-9

Nisan 2006, Boston, USA, 2006, http://zeus.econ.umd/cgi-bin/conference/download.cgi?db-name:11OC2006&paper_id:372, erişim tarihi 10/08/2007.

Ceylan H. ve Ozturk H.K., “Estimating energy demand of Turkey based on economic indicators using genetic algorithm approach”, *Energy Conversion and Management* 45 (15–16) (2004), 2525–2537.

Ceylan H., Ozturk H.K., Hepbasli A. ve Utlu Z., “Estimating energy and exergy production and consumption values using three different genetic algorithm approaches. Part 2: Application and scenarios”, *Energy Sources*, 27, (2005), 629–639.

Dahl C. Ve Erdoğan M., “Energy and Interfactor Substitution in Turkey”, *OPEC Review*, 24(1), (2000), 1-22.

Dees S., Karadeleoğlu P., Kaufmann R.K. ve Sanchez M., *Modeling the World Oil Market Assesment of a Quarterly Econometric Model*, 2005, www.bu.edu/cees/people/faculty/kaufmann/documents/oilmarket_Oct05.pdf, erişim tarihi 5/4/2008.

Delmas M. ve Tokat Y., *Deregulation Process, Governance Structures and Efficiency: The U.S. Electricity Utility*, , Research Paper, Stanford School of Business., ISBER Publications, 2003, <http://escholarship.org/uc/item/18v2p62w>, erişim tarihi 07/03/2009.

DOE , *A Sustainable Energy Future: The Essential Role of Nuclear Energy*, Office of Nuclear Energy, U.S. Deparment of Energy, 2008, http://www.ne.doe.gov/pdfFiles/rpt_SustainableEnergyFuture_Aug2008.pdf, erişim tarihi 14/02/2010.

Du L., Mao J., Shi J., “Assessing the impact of regulatory reforms on China’s electricity generation industry”, *Energy Policy*, 37, (2009),712-720.

DEK-TMK, *Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, 2007-2008 Türkiye Enerji Raporu*, 2008, www.dektmk.org.tr/upresimler/2008_enerji_raporu.pdf, erişim tarihi 15/03/2010.

Ediger V.Ş. ve Tatlıdil H., “Forecasting the primary energy demand in Turkey and analysis of cyclic patterns”, *Energy Conversion and Management*, 43(4), (2002), 473-487.

Egorova S. Ve Volchkova N., *Sectoral and Regional Analysis of Industrial Electricity Demand in Russia*, 2004, Working Paper (Moscow: New Economic School), www.cefir.ru/download.php?id=467.pdf, erişim tarihi 12/6/2007.

EIA, *Energy Information Administration International Energy Outlook 2006*, 2006, www.eia.doe.gov.

Eltony M.N. ve Al-Awadhi M.A., “Residential Energy Demand”, *OPEC Review*, 31(3), (2007), 159-168.

EPDK, *Elektrik Piyasası Uygulama El Kitabı, Rekabet Kurumu*, Ankara, 2003.

EPK, , *Elektrik Piyasası Yasası, Kanun No:4328. EPK, 2001, Elektrik Piyasası Kanunu, Kabul Tarihi, 3/3/2001, 2001, (www.epdk.gov.tr)*.

Erdoğdu E. , “Regulatory reform in Turkish energy industry: An analysis”, *Energy Policy*, 35, (2007(a)), 984-993.

Erdoğdu E., “Electricity demand analysis using cointegration and ARIMA modelling: A case study of Turkey”, *Energy Policy*, 35, (2007(b)), 1129-1146.

Erdoğdu E., “A paper on the unsettled question of Turkish electricity market: Balancing and settlement system (Part I)”, *Applied Energy*, 87, (2010), 251-258.

FAPRI, *FAPRI 2010 U.S. and World Agricultural Outlook*, 2010, <http://www.fapri.iastate.edu/outlook/2010/tables/13Biofuels.pdf>, erişim tarihi 3/03/2010.

Falk M. Ve Koebel B., *Curvature Conditions and Substitution Pattern Among Capital, Energy and Materials and Heterogeneous Labour*, WP No:99-06, Mannheim, 1999, [ftp://ftp.zew.de/pub/zew_does/dp/dp0699.pdf](http://ftp.zew.de/pub/zew_does/dp/dp0699.pdf), erişim tarihi 9/6/2007.

Filipini M. ve Pachauri S., “Elasticities of Electricity Demand in Urban Indian Households”, *Energy Policy*, 32, (2004), 429-436.

Fuller, F., Koc, A.A., Sengul, H., Bayaner, A., Farm-level feed demand in Turkey, AAEA Annual Meeting, August 8–11, Nashville, Tennessee, 1999.

Gandalphe S.C., “Natural Gas Market Liberalisation: A New Context for Flexibility”, *Energy Prices and Taxes*, , 4 Quarter, (2002).

Garofalo G.A. ve Malhotra D.M., “Input Substitution in the Manufacturing Sector During The 1970’s: A Regional Analysis”, *Journal of Regional Science*, 24 (1), (1984), 51-63.

Gilbert R.J., Khan E.P., *International Comparison Of Electricity Regulation*, Cambridge University Pres, Cambridge, UK, 1996.

Goto M. ve Sueyoshi T., “Productivity growth and deregulation of Japanese electricity distribution”, *Energy Policy*, 37, (2009), 3130–3138.

Goto M. ve Tsutsui, “Comparison of Productive and Cost Efficiencies Among Japanese and Electric Utilities”, *Omega*, 26 (2), (1998), 177-194.

Green, W. , *Econometric Analysis*, New York: Macmillan, 1997.

Griffin J. Ve Gregory P.R., “An Intercountry Translog Model of Energy Substitution Responses”, *The American Economic Review*, 66 (5), (1976), 845-857.

Griffith R ve Harisson R, The Link Between Product Market Reform and macro-economic performance, *European Economy, Economic Papers* 209, 2003, http://ec.europa.eu/economy_finance/publications/publication652_en.pdf, erişim tarihi 14/03/2009.

Grim, C., *Energy Prices and Substitutions in U.S. Manufacturing Plants*, WP, 2006, https://drum.umd.edu/dspace/bitstream/1903/3405/1/umi_umd_3218.pdf, erişim tarihi 12/5/2007.

Growitsch, C., Jamasb, T. and Pollitt, M. , “Quality of service, efficiency, and scale in network industries:an analysis of European electricity distribution”, *Applied Economics*, 41, (2005), 2555-2570.

Gujarati, D. *Basic Econometrics*. McGraw Hill, Fourth Edition, ABD, 2003.

Güney, E. S. , *Restructuring, Competition and Regulation in the Turkish Electricity Industry*, 2005, <http://www.tepav.org.tr/tur/admin/dosyabul/upload/Restructuring.pdf>, erişim tarihi 24.04.2007.

Halıcıoğlu F., “Residential Electricity Demand Dynamics in Turkey”, *Energy Economics*, 29, (2007),199-210.

Halliday D. ve Resnick R., *Fiziğin Temelleri 2*, Çev. Cengiz Yalçın, Arkadaş Yayınevi, İstanbul, 1992.

Halvorsen R., (1975), “Residential Demand for Electric Energy”, *The Review of Economics and Statistics*, 57 (1), 12-18.

Hansla A., Gamble A., Juliusson A. Ve Gärling T. , Psychological determinants of attitude towards and willingness to pay for green electricity , *Energy Policy*, 36 (2), (2009), 768-774.

Haris C., *Electricity Markets: Pricing, Structures and Economics*, John Wiley and Sons Ltd, 2006.

Harvey A.C. ve Marshall P., “Inter-fuel substitution, technical change and demand for energy in the UK economy”, *Applied Economics*, 23, (1991), 1077-1086.

Hashim D.A., *Cost&Productivity In Indian Textiles:Post MFA Implications*, ICRIER Working Paper, No:147, 2004, www.icrier.org/pdf/wp147.pdf, erişim tarihi 20/6/2007.

Hattori T. ve Tsutsui M., *Economic Impact of Regulatory Reforms in the Electricity Supply Industry: A Panel Data Analysis for OECD Countries*, *Energy Policy*, 32, (2004), 823-832.

Hattori T., Jamasb T. ve Politt M., A comparison of UK and Japanese electricity distribution performance 1985-1998: lessons for incentive regulation, DAE Working Paper WP 0212, University of Cambridge, 2003, www.econ.cam.ac.uk/electricity/publications/wp/EP03.pdf , erişim tarihi 05/06/2009.

Hawdon D., Improving the Performance of Electricity Industries in Developing Countries: Is World Bank Policy on Deregulation the Way Forward?, in Deregulation of Electric Utilities, Ed.George Zaccour, Kluwer Academic Publishers, Boston, 1998.

Hobbs B.F., Helman U., Jitrapaikulsarn S., Konda S. ve Maratukulam D., “Artificial neural networks for short-term energy forecasting: accuracy and economic value”, *Neurocomputing* 23 (1-3) (1998), 71–84

Hogan W., Electricity Market Restructuring: Reforms to Reform, 20th Annual Conference Center for Research in Regulated Industries, Rutgers University, May 23-25 2001, <http://belfercenter.ksg.harvard.edu/files/rut052501.pdf>, erişim tarihi 17/11/2008.

Holtedahl P. ve Joutz F.L., “Residential Electricity Demand in Taiwan”, *Energy Economics*, 26, (2004), 201-224.

Hondroyannis G., “Estimating Residential Demand for Electricity in Greece”, *Energy Economics*, 26, (2004), 319-334.

Huang K.S., “Factor Demands In The U.S. Food Manufacturing Industry”, *American Journal of Agricultural Economics*, 73 (3), (1991), 615-620.

Hunt S., Making competition work in electricity, J. Wiley, New York, 2002.

Hunt s. ve Shuttleworth G., “Unlocking the GRID”, *IEEE Spectrum*, 30(7), (1996), 20-25.

IAEA, Model for Analysis of Energy Demand (MAED-2), User’s Manuel, Computer Manuel Series No:18, 2006, www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/CMS-18_web.pdf, erişim tarihi 21/03/2010.

IEA, Roadmapping Coal's Future, International Energy Agency, Working Party on Fossil Fuels, Coal Industry Advisory Board, 2005.

IEA, Key World Energy Statistics 2006, Paris, 2006.

IEA, Renewables in Global Energy Supply, An IEA Factsheet, 2007, http://www.iea.org/textbase/papers/2006/renewable_factsheet.pdf, erişim tarihi 6/03/2009.

IEA, Electricity Information, Paris, 2008.

IEA, Key World Energy Statistics, Paris, 2009.

IMF, Oil Market Developments and Issues, IMF Policy Development and Review Department Paper, 2005, <http://www.imf.org/external/np/pp/eng/2005/030105.pdf>, erişim tarihi 9/1/2007.

İpek N., Türkiye'de Elektrik Enerjisi Gelişiminin ve TEK'in Kısa Tarihçesi, 2007, www.emo.org.tr/resimler/ekler/61b27cff1f9ef4e_ek.pdf?dergi=1, erişim tarihi 10/8/2007.

Iqbal M., (1986), "Substitution of Labour, Capital and Energy in the Manufacturing Sector of Pakistan", *Emprical Economics*, 11, (1986), 81-95.

İTÜ, Türkiye'de Enerji ve Geleceği, İTÜ Görüşü, 2007, www.energy.itu.edu.tr/ITUOnerileri.pdf, erişim tarihi 18 Mart 2010.

Jamasb T. ve Pollitt M., (2005), Electricity Market Reform in the European Union: Review of Progress toward Liberalization & Integration, Center for Energy and Environmental Policy Research (CEEPR), 05-003 WP, 2005 web.mit.edu/ceepr/www/publications/workingpapers/2005-003.pdf, erişim tarihi 02/02/2009.

Jamasb T., Mota R., Newbery D. ve Politt M., Electricity Sector Reform in Developing Countries: A Survey of Emprical Evidence on Determinants and Performance, World Bank, Policy Research Working Paper 3549, 2005 <http://econ.worldbank.org>, erişim tarihi 09/12/2008.

Jamasb T., Newbery D. ve Pollitt M., Core Indicators for Determinants and Performance of Electricity Sector in Developing Countries, Cambridge Working Papers in Economics CWPE 0438, No.46, 2004, <http://www.econ.cam.ac.uk/electricity/publications/wp/ep46.pdf>, erişim tarihi 27/04/2009.

Jorgenson D.W., “Consumer Demand for Energy” in Proceeding of the Workshop on Energy Demand Nordhaus, W.D (ed), International Institute for Applied System Analysis, CP-76-1, Laxenburg, Austria, 1975.

Kar M. ve Kınık E., “Türkiye’de Elektrik Tüketimi Çeşitleri ve Ekonomik Büyüme Arasındaki İlişkinin Ekonometrik Bir Analizi”, Afyon Kocatepe Üniversitesi, İİBF Dergisi, X(II),(2008), 333-353.

Karagöl E.T., Medium and Long Term Electricity Demand Forecast,T.C. Başbakanlık Avrupa Genel Sekreterliği, Workshop on Setting and Monitoring the Quality of Supply Level After Privatization of Electricity Distribution Regions, 15-16 Ekim 2009, Ankara, 2009, www.enerjiuzmanlari.org/icerik/dosyalar/taieux_sunum/Erdal_Karagol.pdf, erişim tarihi 12/03/2010.

Karagol, E., Erbaykal, E., ve Ertugrul, H.M., “Türkiye’de Ekonomik Büyüme İle Elektrik Tüketimi İlişkisi:Sınır Testi Yaklaşımı, economic growth and electricity consumption in Turkey: a bound test approach” Dogus Universitesi Dergisi 8 (1), (2007), 72–80.

Karasalihovic D., Maurovic L. ve Sunjerga S., “Natural Gas in Croatia’s Energy-Future”, Applied Energy, 75, (2003), 9-22.

Kaufmann R.K., Bradford A., Belanger L.H., Mclaughlin J. ve Miki Y., “Determinats of OPEC Prosuotion: Implications for OPEC Behaviour”, Energy Economics, 30, (2008), 333-351.

Kleijweg A.,Huigen R., Leeuwen GV. Ve Kees Zeelenberg, “Firm Size and The Demand For Energy in Dutch Manufacturing 1978-86”, Small Business Economics, 2 (3), (1990), 171-181.

Koetse M.J., Groot H.L.F. ve Florax R.J.G.M., Capital-Energy Substitution and Shifts in Factor Demand: A Meta Analysis, TI-2006-061, Tinbergen Institute Discussion Paper, 2006, <http://www.tinbergen.nl/discussionpapers/06061.pdf>, erişim tarihi 06/07/2008.

Kratana K. Ve Wueger, The Role of Technology in Interfuel Substitution: A Combined Cross-Section and The Time Series Approach, Working Paper, Austrian Institute of Economic Research, 2004, [http://www.wifo.ac.at/wwa/servlet/wwa.upload.DownloadServlet/bdoc/PRIVATE17302/WP_2003_204\\$.PDF](http://www.wifo.ac.at/wwa/servlet/wwa.upload.DownloadServlet/bdoc/PRIVATE17302/WP_2003_204$.PDF), erişim tarihi 05/04/2009.

Kwoka, J. “Restructuring the U.S. Electric Power Sector: A Review of Recent Studies,” Prepared for the American Public Power Association, November, 2006, <http://www.appanet.org/files/PDFs/RestructuringStudyKwoka1.pdf>, erişim tarihi 06/11/2007.

Kymn K.O ve Hisnanick J.J., “The CES-Translog Production Function, Return to Scale and AES”, Bulletin of Economic Research, 53(3), (2001), 207-214.

Lahidji R., Michalski W. ve Stevens B., Long Term Future for Energy: An Assesment of Key Trends and Challenges in Energy: The Next Fifty Years, OECD, Paris, 2002.

Laure, B., Dissou, Y., West, G.E., “ Model specification and economies of size in the Canadian agriculture”, American Economic Review ,62, (1996), 38–45.

Lorusso M., The Organization of Petroleum Exporting Countries, 2002, [http://www41.homepage.villanova.edu/klaus.volpert/teaching/financial_math/Papers_and Presentations/OPEC%20presentation.ppt](http://www41.homepage.villanova.edu/klaus.volpert/teaching/financial_math/Papers_and_Presentations/OPEC%20presentation.ppt), erişim tarihi 03/07/2007.

Madlener R., “Econometric Analysis of Residential Energy Demand: A Survey”, The Journal of Energy Literature, II(2), (1996), 3-32.

Mansur E.T., “Measuring Welfare in Restructured Electricity Markets”, The Review of Economics and Statistics, 90 (2), (2008), 369-386.

Markiewicz K, Rose N. L. ve Wolfram ., Does Competition Reduce Costs? Assessing the Impact of Regulatory Restructuring on U.S. Electric Generation Efficiency, Univerisity of Cambridge, Department of Applied Economics Cambridge Working Papers in Economics

CWPE 0472, 2004, <http://tisiphone.mit.edu/RePEc/mee/wpaper/2004-018.pdf>, erişim tarihi 09/08/2009.

Medina J. ve Vega-Cervera J.A., “Energy and the non-energy inputs substitution: evidence for Italy, Portugal and Spain”, *Applied Energy*, 68, (2001), 203-214.

Melamid A., “International Trade in Gas”, *Geographical Review*, 84 (2), (1994), 216-221.

Meibodi A.E., Efficiency Considerations in the Electricity Supply Industry: The Case of Iran. Surrey Energy Economics Discussion Paper Series, SEEDS 95, (University of Surrey: UK), 1998.

Munasinghe M. ve Meier P., *Energy Policy Analysis and Modeling*, Cambridge University Pres, New York, 2008.

Nafar N., Capacity Utilization and Technical Change in Iranian Manufacturing Industries, ERF 11th Annual Conference, 14-16 December, Beirut, Lebanon, 2004, http://www.erf.org.eg/11conf_Lebanon/Sectoral/Nosratollah_Nafar.pdf, erişim tarihi 5/5/2007.

Nagayama H., “Effects of regulatory reforms in electricity supply industry on electricity prices in developing countries”, *Energy Policy*, 35, (2007), 3440-3462.

Narayan P.K. ve Smith R., “The Residential Demand for Electricity in Australia: An Application of The Bounds Testing Approach to Cointegration”, *Energy Policy*, 33, (2005), 467-474.

Narayan P.K., Smiyth R. ve Prasad A., (2007), “Electricity Consumption in G7 Countries: A Panel Cointegration Analysis of Residential Demand Elasticities”, *Energy Policy*, 35, (2007), 4485-4494.

Newbery, D.M. and M.G. Pollitt, “The Restructuring and Privatisation of the CEGB- Was it worth it”, *Journal of Industrial Economics*, XLV (3), (1997), 269-303.

O'Mahony M. ve Vecchi M., "The Electricity Supply Industry: A study of An Industry in Transition", National Institute Review, (2001), 85-99.

O'Neil B.C. ve Chen B.S., "Demographic Determinants of Household Energy Use in United States", Population and Development Review, 28, (2002), 33-88.

OECD, Promoting Competition in the Natural Gas Industry, Directorate for Financial, Fiscal and Enterprise Affairs Committee on Competition Law and Policy, Paris, 2000, <http://www.oecd.org/dataoecd/34/23/1920080.pdf>, erişim tarihi 04/09/2008.

OECD, Regulatory Reform in Electricity, Gas and Road Freight Transport, OECD Review of Regulatory Reform in Turkey, 2002, www.oecd.org/dataoecd/40/11/1840779.pdf, erişim tarihi 10/9/2007.

OECD, Nuclear Energy Today, Policy Brief August 2008, 2008, <http://www.oecd.org/dataoecd/39/36/41408847.pdf>, erişim tarihi 16/07/2009.

OECD, Economic Assessment of Bio-fuel Support Policies, Paris, 2008.

OECD-FAO, OECD-FAO Agricultural Outlook 2009-2018, 2009, www.oecd.org.

Oğuz F., "Competition by regulation in energy markets: the case of Turkey", European Journal of Economics, 30 (1), (2009), 41-58.

Okogu B.E., Issues in Global Natural Gas: A Premier and Analysis, IMF Working Paper, 2002, www.imf.org/WP/02/40, erişim tarihi 14/05/2008.

Oral B., Sohtaoğlu N.H. ve Güney İ., Elektrik Enerjisi Sektöründe Uygulanan Yapısal Modeller ve Ülkelere Göre İşleyiş Farklılıkları, Türkiye 10. Enerji Kongresi Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, 27-30/11/2006, İstanbul, 2006, www.dektmk.org.tr/pdf/enerji_kongresi_10/yapisal_modeller.pdf, erişim tarihi 10/04/2010.

Öz Y. ve GÜNGÖR B., “Çalışma Sermayesi Yönetiminin Firma Karlılığı Üzerine Etkisi: İmalat Sanayi Sektörüne Yönelik Panel Veri Analizi”, Sosyal Bilimler Enstitüsü Dergisi 10 (2), (2007), 319-332.

Ozkivrak, O., “Electricity restructuring in Turkey”, Energy Policy 33 (10), (2005), 1339–1350.

Özer M. ve Biçerli K., “Türkiye’de Kadın İşgücünün Panel Veri Analizi”, Anadolu Üniversitesi, Anadolu Üniversitesi Sosyal Bilimler Dergisi 2003-2004, (2004), 55-86.

Özercan M., Elektrik Endüstrisinin Yeniden Yapılandırılması ve Deregülasyonu Sürecinde Perakende Satış Rekabeti, Rekabet Kurumu, Uzmanlık Tezi, Ankara, 2006.

Ozturk H.K , Ceylan H., Canyurt O.E ve Hepbasli A, “Electricity estimation using genetic algorithm approach: a case study of Turkey”, Energy, 30, (2005), 1003–1012.

Parti M. ve Parti C., “The Total and Appliance-Specific Conditional Demand for Electricity in the Household Sector”, The Bell Journal of Economics, 11(1), (1980), 309-321.

Paşaoğlu Ö., Doğal Tekellerde Regülasyon ve Rekabet, Rekabet Kurumu, Ankara, 2003, <http://www.rekabet.gov.tr/dosyalar/tezler/tez14.pdf>, erişim tarihi 25/05/2010.

Petersen H.C., “Electricity Consumption in Rural vs.Urban Areas”, Western Journal of Agricultural Economics, 7(1), (1980), 13-18.

PİGM, Petrol İşleri Genel Müdürlüğü, Sektör Raporu, 2009, <http://www.pigm.gov.tr>, erişim tarihi 04/03/2010.

Philipson L. ve Willis H.L. , Understanding Electric Utilities and De-Regulation, Taylor&Francis Group, Second Ed., New York, 2006.

Pindyck R., “Interfuel Substitution and The Industrial Demand For Energy: An International Comparison”, The Review of Economics and Statistics, 61 (2), (1979), 169-179.

- Pollitt M., The Impact of Liberalisation on the Performance of the Electricity Supply Industry: An International Survey, Sidney Sussex College, Cambridge, CB2 3HU, 1997.
- Pollitt, M.G., Ownership and Performance in Electric Utilities, Oxford: Oxford University Press / Oxford Institute for Energy Studies , 1995.
- Ramos-Real F., Tovar B., Iooty M., De Almeida E.F. ve Jr. Pinto H.Q., “The Evolution and Main Determinants of Productivity in Brezilian Electricity Distrubution 1998-2005: An Emprical Analysis”, Energy Economics, 31, (2009), 298-305.
- Reis P.C. ve White M.W., “Household Electricity Demand, Revisited”, Review of Economic Studies, 72, (2005), 853-883.
- Rothwell G. Ve Gomez T., Electricity Economics, Regulation and Deregulation, Ed.Mohamed E.El-Hawary, IEEE Pres, John Wiley&Sons Publications, New Jersey, USA, 2003.
- Roy J. Sathaye J., Sanstad A, Mongia P. Ve Schumacher K., “Productuvity Trends in India’s Energy Intensive Industries”, The Energy Journal, 20(3), (1999), 33-61.
- SB, Elektrik Enerjisi Sektörü Reformu ve Özelleştirme Strateji Belgesi, 2004, mevzuat.dpt.gov.tr/ypk/2004/03.pdf, erişim tarihi 05/04/2008.
- SB 2, Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi, 2009, www.enerji.gov.tr, erişim tarihi 24/06/2010.
- Sevaioğlu O, “Elektrik Sektöründe rekabet ve Elektrik Piyasası Kanunu”, Perşembe Konferansları, Rekabet Kurumu, 2001.
- Sönmez, M., Türkiye’de Enerji Yatırımları ve Özel Sektör”, Mühendis ve Makine, 48(569), (2007), 81-84.
- Steiner F., Regulation, Industry Structure and Performance in the Electricity Supply Industry, OECD Economic Studies, No.32, 2001/I, Paris, 2001.

Stern J. ve & Cubbin J., "Regulatory Effectiveness: The impact of regulation and regulatory governance arrangements on electricity industry outcomes: A review Paper, City University, Department of Economics, Discussion Paper, No:04/01, 2004 http://www.city.ac.uk/economics/dps/discussion_papers/0401.pdf, erişim tarihi 04/03/2009.

Sterner T., "Demand And Substitution in A Developing Country: Energy Use in Mexican Manufacturing", *Scandinavian Journal of Economics*, 91(4), (1989),723-739.

Sweeting, A. (2004), *Market Power in the England and Wales Wholesale Electricity Market 1995-2000*, The Center For The Study of Industrial Organization at Northwestern Univerisyt, Working Papers in Economics with number 0048, 2004, www.wcas.northwestern.edu/csio/Papers/2004/CSIO-WP-0048.pdf, erişim tarihi 08/06/2008.

Şahin M., "Enerji Problemine Çözüm : Hidrojen Enerjisi , Yerli, Yenilenebilir, Temiz, 2009, www.hydrogen.cankaya.edu.tr/sunum/sunum4.ppt, erişim tarihi, 19/02/2010.

Sengul, S., Tuncer, I., "Türkiye'de Enerji Tüketimi ve Ekonomik Büyüme: 1960–2000, *İktisat, İşletme ve Finans* 21 (242), (2006), 69–80.

Sozen A., Arcaklioglu E. ve Ozkaymak M., "Modelling of the Turkey's net energy consumption using artificial neural network", *International Journal of Computer Applications in Technology*, 22 (2/3), (2005), 130–136.

Sozen A., Arcaklioglu E., "Prospects for future projections of the basic energy sources in Turkey", *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*, 2 (2) (2007), 183–201.

Taylor J.B., *Economics*, Houghton Mifflin Company, 2.Ed., New York, 2003.

Taymaz E., Voyvoda E., ve Yılmaz K., *Türkiye İmalat Sanayinde Yapısal Dönüşüm, Üretkenlik ve Teknolojik Değişme Dinamikleri*, ERC Working Paper in Economics 08/04, 2008, www.erc.metu.edu.tr/menu/series08/0804.pdf, erişim tarihi 15/05/2010.

TCBYDTA, *Türkiye Cumhuriyeti Başbakanlık Yatırım Destek ve Tanıtım Ajansı Türkiye Enerji Sektörü Raporu*, 2009, www.hazine.gov.tr.

TEİAŞ, Türkiye’de Elektrik Enerjisi Gelişiminin Kısa Tarihçesi, 2007, [http://www.teias.gov.tr/istatistikler/tarihce\(turk\).htm](http://www.teias.gov.tr/istatistikler/tarihce(turk).htm), erişim tarihi 17/05/2007.

TEİAŞ, Türkiye Elektrik Üretim- İletim İstatistikleri, 2009(a), (www.teias.gov.tr), erişim tarihi 05/09/2009.

TEİAŞ, Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu (2009-2018), 2009b, www.teias.gov.tr, erişim tarihi 04/05/2010.

Terza J.V., “Determinants of Household Electricity Demand: A Two-Stage Probit Approach”, Southern Economic Journal, 52 (4), (1986), 1131-1139.

TETAŞ, Sektör Raporu, Ankara, 2009, www.tetas.gov.tr, erişim tarihi 5/4/2010.

TKİ, Kömür Sektör Raporu (Linyit), 2009, www.tki.gov.tr, erişim tarihi 8/03/2010.

TPAO, , Türkiye Petrolleri A.O: Genel Müdürlüğü 2008 Yılı Petrol ve Doğal Gaz Sektör Raporu, 2008, (www.energy.gov.tr), erişim tarihi 04/03/2010.

TÜİK, İstatistik Göstergeler 1923-2006, Ankara, 2007.

Tuzun J.A., An Analysis of Residential Electricity Supply and Demand in California During the Summer of 2000, Master Thesis in Economics, Virginia Polytechnic Institute and State University, Virginia, 2002.

Urga G. Ve Walter C., “Dynamic Translog and Linear Logit Models: A Factor Demand Analysis of Interfuel Substitution in US Industrial Energy Demand”, The Energy Economics, 25, (2003), 1-21.

Uri N.D., “The Demand For Energy In The United Kingdom”, Bulletin of Economic Research, 34, (1982), 43-55.

USİAD, Elektrik Enerjisinde Ulusal Politika İhtiyacımız, Nabu Ofset, Ankara, 2004.

Uygur E., Ekonometri Yöntem ve Uygulamaları, İmaj Yayıncılık, Ankara, 2002.

Ünler A., “Improvement of demand forecasts using swarm intelligence: The case of Turkey with projections to 2025”, *Energy Policy*,36, (2008), 1937-1944.

WCI, The Coal Resource, World Coal Institute, 2008, www.worldcoal.org, erişim tarihi 14/04/2010.

Westley G.D., “Electricity Demand in a Developing Country”, *The Review of Economics and Statistics*,66(3), (1984), 459-467.

Whiteman J.L., “The Potential Benefits of Hilmer and Related Reforms: Electricity Supply”, *The Australian Economic Review*, 32(1), (1999), 17–30.

Williams M.,ve Laumas P., “The Relation Between Energy and Non-Energy Inputs in India’s Manufacturing Industries”, *The Journal of Industrial Economics*, 30 (2), (1981), 113-122.

Wolak F.A, Market Design and Price Behaviour in Restructured Electricity Markets: An International Comparison, Working Paper No.PWP-051, Programon Workable Energy Regulation (POWER), University of California Energy Institute, University of California at Berkeley, 1997, www.citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.16.454&psu.pdf, erişim tarihi 17/06/2010.

Wooldridge J.F., *Econometric Analysis of Cross Section and Panel Data*, MIT Pres, London, 2001.

Yaşar B., Türkiye’de Biyo-dizel Üretim Maliyeti ve Yaşanan Sorunlar , “VII.Ulusal Temiz Enerji Sempozyumu”, UETES 2008, 17-19 Aralık 2008, İstanbul. www.uteg.org/makaleler/turkiyede_biyodizel_uretim_maliyeti.pdf, erişim tarihi 03/05/2009.

YILMAZ, E, Türkiye’de Elektrik Sektöründe Özelleştirme Nedenleri/Uygulamalar ve En Uygun Özelleştirme Seçeneği Araştırması, Hazine Müsteşarlığı Yayını, Ankara, 1996.

Yılmaz N.F., “Petrol ve Doğal Gaz boru Hatları Üzerine Genel Bir Değerlendirme”, *Tesisat Mühendisliği Dergisi*, 87, (2005), 4-14.

Yİ, Yap-İşlet Modeli İle Elektrik Enerjisi Üretim Tesislerinin Kurulması ve İşletilmesi ile Enerji Satışının Düzenlenmesi Hakkında Kanun, 19/7/1997 Tarih ve 23054 Sayılı Kanun, <http://ekutup.dpt.gov.tr/kit/kilcim/mevzuat/k4283.html>, erişim tarihi 12/07/2008.

Yoo S.H., Lee J.S. ve Kwak S.J., “Estimation of Residential Electricity Demand Function in Seoul by Correction for Sample Selection Bias”, Energy Policy, 35, (2007), 5702-5707.

Zarnikau J., “Functional Forms in Energy Demand Modeling”, Energy Economics, 25, (2003), 603-613.

Zenginobuz Ü. Ve Oğur S., Türkiye Elektrik Sektöründe Yeniden Yapılanma, Özelleştirme ve Regülasyon, Devletin Düzenleyici Rolü, TESEV Yayınları, 1999.

Zenginobuz Ü., “Elektrik Sektöründe Özelleştirme, Rekabet ve Regülasyon”, Perşembe Konferansları, Rekabet Kurumu, Ankara, 2000.

Zhang Y., Parker D. ve Kirkpatrick C., Electricity Sector Reform in Developing Countries: An Econometric Assessment of the Effects of Privatization, Competition and Regulation, Aston Business School Research Institute, 2006, <http://cosmic.rrz.uni-hamburg.de/webcat/hwwa/edok03/f10201g/RP0216.pdf>, erişim tarihi 14/12/2008.

Ziramba E., “The Demand for Residential Electricity in South Africa”, Energy Policy, 36, (2008), 3460-3466.

WEB Siteleri:

<http://tr.wikipedia.org/wiki/petrol>.

<http://en.wikipedia.org/wiki/Gallon>

www.taek.gov.tr,

www.tetaş.gov.tr

www.img.org,

www.epdk.gov.tr.

www.enerji.gov.tr

www.opec.org

www.ressiad.org.tr

www.rekabet.gov.tr.

EK – 1: ENERJİ BİRİMLERİNİN ÇEVİRİM VE KISALTMALARI

Birinci Sütündeki Enerji Değerleri Çarpılarak Birinci Satırdaki Değerler Elde Edilir	TJ	Gcal	Mtoe	MBtu	GWh
TJ	1	238.8	2.388×10^{-5}	947.8	0.2778
Gcal	4.1868×10^{-3}	1	10^{-7}	3.968	1.163×10^{-3}
Mtoe	4.1868×10^4	107	1	3.968×10^7	11630
MBtu	1.0551×10^{-3}	0.252	2.52×10^{-8}	1	2.931×10^{-4}
GWh	3.6	860	8.6×10^{-5}	3412	1
bcm	billion cubic metres (Milyar metre küp)				
Gcal	gigacalorie (Jiga kalori)				
GCV	gross calorific value (<u>üst kalorilik değer</u>)				
GW	gigawatt (Jigawatt)				
GWh	gigawatt hour (Jigawatt saat)				
kb/cd	thousand barrels per calendar day (Takvim yılı başına bin varil)				
kcal	kilocalorie (kilokalori)				
kg	kilogramme (kilogram)				
kJ	kilojoule (kilojoule)				
kWh	Kilowatt hour (kilowatt saat)				
MBtu	Million British thermal units (Milyon İngiliz Termal Birim)				
Mt	Million Tonnes (Milyon ton)				
Mtoe	million tonnes of oil equivalent (milyon ton petrol eşdeğeri)				
PPP	purchasing power parity (satın alma gücü paritesi)				
t	metric ton = tonne = 1000 kg (metrik ton)				
TJ	terajoule				
toe	tonne of oil equivalent = 107 kcal (ton petrol eşdeğeri)				
TWh	terawatt hour (terawat saat)				

EK – 2: TÜRKİYE ELEKTRİK DAĞITIM BÖLGELERİ

1. Dicle Elektrik Dağıtım A.Ş.
2. Vangözü Elektrik Dağıtım A.Ş.
3. Aras Elektrik Dağıtım A.Ş.
4. Coruk Elektrik Dağıtım A.Ş.
5. Fırat Elektrik Dağıtım A.Ş.
6. Çamlıbel Elektrik Dağıtım A.Ş.
7. Toroslar Elektrik Dağıtım A.Ş.
8. Meram Elektrik Dağıtım A.Ş.
9. Başkent Elektrik Dağıtım A.Ş.
10. Akdeniz Elektrik Dağıtım A.Ş.
11. Gediz Elektrik Dağıtım A.Ş.
12. Uludağ Elektrik Dağıtım A.Ş.
13. Trakya Elektrik Dağıtım A.Ş.
14. İstanbul Anadolu Yakası Elektrik Dağıtım A.Ş.
15. Sakarya Elektrik Dağıtım A.Ş.
16. Osmangazi Elektrik Dağıtım A.Ş.
17. Boğaziçi Elektrik Dağıtım A.Ş.
18. Kayseri ve Civarı Elektrik Dağıtım A.Ş.
19. Menderes Elektrik Dağıtım A.Ş.
20. Göksu Elektrik Dağıtım A.Ş.
21. Yeşilırmak Elektrik Dağıtım A.Ş.

Kaynak: EPDK, 2010, www.epdk.gov.tr,

EK- 3: KALKINMADA ÖNCELİKLİ YÖRELER LİSTESİ (BİRİNCİ DERECE ÖNCELİKLİ YÖRELER

1. Adıyaman	18. Erzurum	35. Niğde
2. Ağrı	19. Giresun	36. Ordu
3. Aksaray	20. Gümüşhane	37. Osmaniye
4. Amasya	21. Hakkari	38. Rize
5. Ardahan	22. Iğdır	39. Samsun
6. Artvin	23. Kahramanmaraş	40. Siirt
7. Bartın	24. Karabük	41. Sinop
8. Batman	25. Karaman	42. Sivas
9. Bayburt	26. Kars	43. Şanlıurfa
10. Bingöl	27. Kastamonu	44. Şırnak
11. Bitlis	28. Kırıkkale	45. Tokat
12. Çanakkale(Bozcaada ve Gökçeada İlçeleri)	29. Kırşehir	46. Trabzon
13. Çankırı	30. Kilis	47. Tunceli
14. Çorum	31. Malatya	48. Van
15. Diyarbakır	32. Mardin	49. Yozgat
16. Elazığ	33. Muş	50. Zonguldak.
17. Erzincan	34. Nevşehir	

Kaynak: DPT, 2010, <http://www.dpt.gov.tr/bgyu/koy/koy68-99.html>

EK-4: HANEHALKI RASSAL ETKİ MODELİ TAHMİN SONUÇLARI

Dependent Variable: LNCKK				
Method: Panel EGLS (Cross-section random effects)				
Sample: 1994 2001				
Cross-sections included: 81				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob
C	-3.067773	0.249757	-12.28304	0.0000
LNP	-0.035289	0.046320	-0.761862	0.4464
LN ^Y *LN ^Y	0.05798	0.000438	-13.24764	0.0000
IKLI M (D1)	0.625891	0.142527	4.391378	0.0000
NGAS(D2)	0.252147	0.137633	1.832033	0.0674
URBAN	0.001063	0.004276	0.248581	0.8038
Weighted Statistics				
R-squared	0.301292	Mean dependent var	-0.421083	
Adjusted R-squared	0.294552	S.D. dependent var	0.348575	
S.E. of regression	0.292797	Sum squared resid	53.32428	
F-statistic	44.70233	Durbin-Watson stat	1.035781	
Prob(F-statistic)	0.000000			
Unweighted Statistics				
R-squared	0.423311	Mean dependent var	-1.781735	
Sum squared resid	318.0079	Durbin-Watson stat	0.173682	

Ö Z G E Ç M İ Ş

Adı ve SOYADI : Gülden BÖLÜK

Doğum Tarihi ve

Yeri : 25. 05. 1976 / Antalya-Türkiye

Medeni Durumu : Bekar

Eğitim Durumu :

Mezun Olduğu Lise : Antalya Gazi Lisesi

Lisans Diploması : Akdeniz Üniversitesi (1994-1998), İktisadi ve İdari Bilimler
Fakültesi- İktisat Bölümü

**Yüksek Lisans
Diploması** : Akdeniz Üniversitesi (1999-2002), Sosyal Bilimler Enstitüsü-İktisat
: Anabilim Dalı

Tez Konusu : Firma Birleşmeleri ve Bölgesel Ekonomik Entegrasyon: AB-
Türkiye Örneği

Yabancı Dil/Diller : İngilizce

Bilimsel Faaliyetler :

BOLUK G. and KOC A.A., (2010), “Electricity Demand of
Manufacturing Sector in Turkey: A Translog Cost Approach”,
Energy Economics (SSCI -A), Vol.32, No.3, pp.609-615 (SSCI-A).

KOC A.A. and BOLUK G., (2010), “Ekonomik Analiz” (Bölüm 8),
Biyoyakıt Raporu, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi,
Ed.Figen Ar, DEK-TMK Yayın No: 0016/2010, Ankara.

KOÇ, A, A., S. KOVACI, G. BÖLÜK, (2009). Perakende Sektörde
Yoğunlaşmanın Etkileri: Rekabet Ve İşgücü Piyasası Açısından Bir
Değerlendirme. *Akdeniz Üniversitesi, İİBF Dergisi*, 18 (9), 66-99.

KOÇ, A. A., G. BÖLÜK, S. AŞÇI, (2008). Gıda Güvenlik
Standartlarının Gıda İmalat Sanayinde Yoğunlaşmaya Etkisi.
Akdeniz Üniversitesi, İİBF Dergisi, 16 (8), 83-115.

BÖLÜK G. ve KOÇ A. A., (2008). Dünya ve Türkiye’de Biyo-yakıtlar: Üretim, Politikalar, Maliyet ve Etkileri. *İktisat İşletme ve Finans*, 23 (269) 2008:25-50.

YU E.T-H, CHO S-H, KOC A.A., BOLUK G. and KIM S.G., (2010), “Assessing the Spatial and Temporal Variation of Output-Input Elasticities of Agricultural Production in Turkey, Southern Agricultural Economics Association Annual Meeting, February 6-9, 2010, Orlando, FL, USA.

KOÇ A.A., BÖLÜK G. ve KOVACI S., (2009), “Concentration in Food Retailing and Anti-Competitive Practices in Turkey”, A resilient European Food Industry and Food Chain in a Challenging World, 113th EAAE Seminar, 03 - 06 September, 2009, Chania, Crete, Greece.

BOLUK G., KIYMAZ T. and KOC A.A., (2009), “In the light of world developments, the bio-fuel production policy in Turkey”, EconAnadolu 2009, Anadolu International Conference in Economics, June 17-19 2009, Eskisehir, Turkey.

BÖLÜK G., A.A. KOÇ, 2008. “Gıda Perakende Sektörde Tekel Gücünün Belirlenmesi”, (Tebliğ İkincilik Ödüllü), *Ekonomi ve Rekabet Sempozyumu-1* Kasım 2008, Türkiye Rekabet Kurumu ve Pamukkale Üniversitesi İİBF, Denizli.

İş Deneyimi :

Projeler : AB 6th Çerçeve TRACEBACK Projesi (2007, -)
“Integrated system for a reliable traceability of food supply chains” Gıda Arz Zincirinin Güvenilir İzlenilebilirliği için Entegre Sistem.

TUBITAK-, Project Code: 108K266), (2008-2010)“Dünya ve Türkiye Biyoenerji Piyasalarındaki Gelişmelerin ve Potansiyel Değişikliklerin Türk Tarım ve Hayvancılık Sektörleri Üzerindeki

Etkilerinin Modellenmesi ve Biyoenerji Politika Alternatiflerinin Oluşturulması”

EC, JRC, IPTS, AGMEMOD Projesi, (2009-2010),

“Extension of the AGMEMOD Model Towards Turkey”

Çalıştığı Kurumlar : 10.2000 – 07.2010

Akdeniz Üniversitesi, SBE, İktisat Anabilim Dalı, Araştırma Görevlisi

25.09.2009 -31.01. 2010

Johann Heinrich von Thünen-Institut, Institute of Market Analysis and Agricultural Trade Policy, Braunschweig/Germany, Misafir Araştırmacı

Adres : Akdeniz Üniversitesi Kampüsü, İİBF İktisat Bölümü, Antalya, 07058
Antalya, TÜRKİYE

Tel. No : 90-242-3106407, guldenboluk@akdeniz.edu.tr
guldenblk@yahoo.com