T.C.

ANKARA ÜNİVERSİTESİ

SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ

İKTİSAT ANABİLİM DALI

VERİ ZARFLAMA ANALİZİYLE ELEKTRİK DAĞITIM ŞİRKETLERİNİN ETKİNLİK ve VERİMLİLİK ANALİZİ

Yüksek Lisans Tezi

Mustafa DÜZGÜN

Ankara-2011

T.C.

ANKARA ÜNİVERSİTESİ

SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ

İKTİSAT ANABİLİM DALI

VERİ ZARFLAMA ANALİZİYLE ELEKTRİK DAĞITIM ŞİRKETLERİNİN ETKİNLİK ve VERİMLİLİK ANALİZİ

Yüksek Lisans Tezi

Mustafa DÜZGÜN

Tez Danışmanı

Prof. Dr. İrfan CİVCİR

Ankara-2011

T.C.

ANKARA ÜNİVERSİTESİ

SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ

İKTİSAT ANABİLİM DALI

VERİ ZARFLAMA ANALİZİYLE ELEKTRİK DAĞITIM ŞİRKETLERİNİN ETKİNLİK ve VERİMLİLİK ANALİZİ

Yüksek Lisans Tezi

Tez Danışmanı: Prof. Dr. İrfan CİVCİR

Tez Jürisi Üyeleri:

Adı ve Soyadı	**İmzası**
Prof. Dr. İrfan CİVCİR	
Prof. Dr. Hasan ŞAHİN	
Doç. Dr. Aydın ULUCAN	
.....	.....
.....	.....

Tez Sınavı Tarihi: 03/06/2011

T.C.

ANKARA ÜNİVERSİTESİ

SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ MÜDÜRLÜĞÜNE

Bu belge ile, bu tezdeki bütün bilgilerin akademik kurallara ve etik davranış ilkelerine uygun olarak toplanıp sunulduğunu beyan ederim. Bu kural ve ilkelerin gereği olarak, çalışmada bana ait olmayan tüm veri, düşünce ve sonuçları andığımı ve kaynağını gösterdiğimi ayrıca beyan ederim. (…/…/2011)

Mustafa DÜZGÜN

ÖNSÖZ

2001 yılında yürürlüğe giren 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ile birlikte elektrik piyasasında yeni bir dönem başlamıştır. Bu tez çalışmasında Türkiye'de 21 bölgede faaliyette bulunan elektrik dağıtım şirketlerinin etkinlik ve verimlilik analizi yapılmıştır. Şirketlerin durumuna ilişkin önemli bulgular elde edilmiş ve çeşitli politika önerilerinde bulunulmuştur. Tezin, elektrik dağıtım şirketlerinin performansını ölçen ilk akademik çalışmalardan biri olması ve ilerleyen yıllarda bu alanda çalışacak araştırmacılara önemli bir Türkçe kaynak teşkil etmesi sebebiyle önem taşıdığı düşünülmektedir.

Tezimin hazırlanması sırasında öncelikle tez danışmanım Sn. Prof. Dr. İrfan CİVCİR'e yoğun çalışma temposu içerisinde anlayışı, sabrı, yorum ve eleştirileriyle teze büyük katkıda bulunduğu için çok teşekkür ederim.

Bu tez konusunu seçmemde bana yol gösterdiği için Daire Başkanım Sn. Dr. Zafer DEMİRCAN'a, verileri derleme aşamasındaki yardımlarından dolayı Sn. Ali Rıza DİNÇ'e, tezin taslağını okuyarak tashih aşamasında katkılarını ve zamanlarını esirgemeyen Sn. Fatih Teoman KAYA'ya teşekkür ederim.

Ayrıca uzun süren yüksek lisans maratonu boyunca beraber olduğumuz yol arkadaşlarım Ayşegül DOĞAN ve Ümran ERGENÇ'e eğitimimiz sırasında verdikleri destekten dolayı teşekkür ederim.

Bu çalışmayı hayatımın her aşamasında olduğu gibi bu zorlu süreçte de her zaman yanımda olarak desteklerini hiç esirgemeyen ve bugüne ulaşmamda büyük katkıları olan aileme ithaf ediyorum.

İÇİNDEKİLER

Sayfa

BEYAN ……..…..…..... III

ÖNSÖZ ……..……... IV

İÇİNDEKİLER ……...…… V

ŞEKİLLER LİSTESİ ……...… VIII

TABLOLAR LİSTESİ ……..…….…… X

KISALTMALAR LİSTESİ ……..….…... XII

GİRİŞ ……..……..….. 1

BİRİNCİ BÖLÜM: DOĞAL TEKEL TEORİSİ ……..……. 7

1.1 Teorinin Tarihsel Gelişimi ……..….. 7
1.2 Doğal Tekelin Modern Teorisi ……..…….. 10

İKİNCİ BÖLÜM: TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASI ……..... 19

2.1 TEK Öncesi Dönem ……..…….. 19
2.2 TEK Dönemi ……..……. 20
2.3 TEAŞ ve TEDAŞ Dönemi ……..…… 22
2.4 Reform Dönemi ve Elektrik Piyasası Kanunu ……..…….. 24
2.4.1 Piyasaya Genel Bakış ……..……... 24
2.4.2 Elektrik Piyasası Durum Değerlendirmesi ……..….... 29
2.4.2.1 Talep ……..……. 29
2.4.2.2 Üretim …….……... 33
2.4.2.3 Kurulu Güç ……..……... 37
2.4.2.4 Piyasa Açıklığı ……... 41
2.4.2.5 Kapasite Projeksiyonu ve Arz Güvenliği ……..…. 44
2.4.3 Elektrik Piyasası Faaliyetleri …….……..…….. 52
2.4.3.1 Üretim …….……... 52
2.4.3.2 İletim ……..…… 55
2.4.3.3 Toptan Satış ……..…… 56

2.4.3.4 Perakende Satış ……..…..... 57
2.4.3.5 İthalat ve İhracat ……..……..…. 58

ÜÇÜNCÜ BÖLÜM: TÜRKİYE ELEKTRİK DAĞITIM SEKTÖRÜ …..…… 60

3.1 Dağıtım Özelleştirmesinde Temel Esaslar ……... 64
3.2 Tarifelerde Genel Esaslar ……... 66
3.3 Yatırım Yükümlülükleri ……..……. 67
3.4 Dağıtımda Kayıp/Kaçak Sorunu ve Eşitleme Mekanizması ……..…. 69
3.5 Elektrik Dağıtım Bölgeleri Özelleştirmeleri ……..……... 76
3.6 Elektrik Dağıtım Sektörü Durum Değerlendirmesi ……..... 81

DÖRDÜNCÜ BÖLÜM: ETKİNLİK VERİMLİLİK KAVRAMLARI ve VERİ ZARFLAMA ANALİZİ ……..……..…….. 89

4.1 Etkinlik ve Verimlilik Kavramları ……..……..... 89
4.2 Veri Zarflama Analizi ……..… 92
4.2.1 Girdi ve Çıktı Yönelimi ……... 98
4.2.2 Ölçeğe Göre Sabit Getiri ve Teknik Etkinlik ..…….. 99
4.2.3 Ölçeğe Göre Değişken Getiri ve Ölçek Etkinliği ……..…. 100
4.2.4 Ölçeğe Göre Artan Olmayan Getiri ……..….. 102
4.2.5 Çevresel Faktörler ……... 106
4.2.6 Toplam Faktör Verimliliği ……..…… 108
4.3 Ampirik Literatür Taraması ……..…….. 112

BEŞİNCİ BÖLÜM: VERİ ve MODEL TAHMİNLERİ …….. 118

5.1 Veriler ve Değişkenler ….……. 118
5.1.1 Girdiler …….. 119
5.1.2 Çıktılar ……..…….. 120
5.1.3 Çevresel Faktörler …….……... 120
5.1.4 Betimleyici İstatistikler ……... 121
5.2 Kısmi Verimlilik Göstergeleri ……. 123
5.2.1 İşgücü Verimliliği ……..……... 124
5.2.2 Sermaye Verimliliği …… 126
5.2.3 İşletme Giderleri Verimliliği …….. 128
5.3 VZA Model Tahminleri ……..…….. 130

5.3.1 Sonuçlar…… 131
5.3.1.1 Teknik Etkinlik Skorları ……... 132
5.3.1.2 Ölçek Etkinliği Skorları ve Ölçeğe Göre Getiri ……..... 137
5.3.2 Model Spesifikasyonlarının Analizi …… 141
5.3.2.1 Değişken Sayısının ve Çevresel Faktörlerin Etkisi ……..... 142
5.3.2.2 Uç Gözlem Etkisi ……. 148
5.3.3 Sonuçların Analizi …….. 150
5.3.3.1 Şirket Büyüklüğüne Göre Kıyaslama …….. 150
5.3.3.2 Sosyo-Ekonomik Gelişmişlik Endeksine Göre Kıyaslama …..… 152
5.3.4 Etkin Olmayan Şirketlerin Analizi ..…… 154
5.4 Malmquist Toplam Faktör Verimliliği ……..... 155

SONUÇ ve ÖNERİLER…… 159

ÖZET ……..……... 165

ABSTRACT ……..……..……... 166

KAYNAKÇA ……..…… 167

EKLER ……. 175

ŞEKİLLER LİSTESİ

Şekil **Sayfa**

Şekil 1-1: Ölçek Ekonomileri ……... 12

Şekil 1-2: Doğal Tekelde Piyasa Dengesi ……..... 12

Şekil 1-3: Artan Ortalama Maliyetler Durumunda Doğal Tekel …….. 14

Şekil 1-4: Doğal Tekelde Teknolojik Değişimle Endüstri Yapısı Arasındaki İlişki

……..... 15

Şekil 2-1: Mevcut Elektrik Piyasası Yapısı ……..... 27

Şekil 2-2: Elektrik Piyasası Geçiş Süreçleri ……..... 27

Şekil 2-3: 1980-2007 Dönemi GSYİH ve Elektrik Tüketimi Değişim Oranları (%)

……..... 30

Şekil 2-4: Türkiye'de Elektrik Enerjisi Tüketiminin 50 Milyar kWh'lik Dilimler

Halindeki Gelişimi (1920-2009) ……... 32

Şekil 2-5: Yıllar İtibarıyla Santral Türüne Göre Üretim Miktarları (GWh) ……. 34

Şekil 2-6: Yıllar İtibarıyla Santral Türlerinin Üretim İçindeki Payları (%) …..... 35

Şekil 2-7: Yıllar İtibarıyla Brüt Elektrik Üretiminin Kaynaklara Göre Dağılımı (%)

……..... 35

Şekil 2-8: Yıllar İtibarıyla Kuruluşlara Göre Elektrik Üretim Miktarları (GWh)

……..... 36

Şekil 2-9: Yıllar İtibarıyla Kuruluşlara Göre Elektrik Üretim Oranları (%) ...……. 37

Şekil 2-10: Yıllar İtibarıyla Santral Türlerinin Kurulu Güç Gelişimi (MW)

……..... 38

Şekil 2-11: Yıllar İtibarıyla Santral Türlerinin Kurulu Güç İçindeki Payları (%)

……..... 39

Şekil 2-12: Yıllar İtibarıyla Kuruluşlara Göre Kurulu Güç Miktarları (MW) ……..... 40

Şekil 2-13: Yıllar İtibarıyla Kuruluşlara Göre Kurulu Güç Oranları (%) ……..... 40

Şekil 2-14: Yıllar İtibarıyla Teorik Piyasa Açıklık Oranı ve Serbest Tüketici Limiti ……..... 42

Şekil 3-1: Bazı OECD Ülkelerinin 2007 Yılı Kayıp/Kaçak Oranları (%) ……..... 70

Şekil 3-2: Yıllar İtibarıyla Türkiye Kayıp/Kaçak Oranları (%) ……..... 74

Şekil 3-3: Özelleştirmelerde Şirket Bazında İhalelerde Teklif Edilen Abone Başına ve Tüketim Başına Birim Bedeller ($) …….. 79

Şekil 3-4: Bazı OECD Ülkelerinin Kişi Başı Yıllık Net Elektrik Tüketim Miktarları (kWh) ……..... 84

Şekil 3-5: Yıllar İtibarıyla Türkiye-OECD Sanayi ve Mesken Fiyatları (cent/kWh) ……..... 85

Şekil 3-6: Yıllar İtibarıyla Türkiye-OECD Sanayi/Mesken Fiyatları Oranı …..... 86

Şekil 4-1: Verimlilik ve Teknik Etkinlik …….. 90

Şekil 4-2: Değişik Teknoloji Varsayımlarına Göre Etkinlik Sınırı ……..... 103

Şekil 4-3: Veri Zarflama Analizi Etkinlik Ölçümleri ……. 104

Şekil 4-4: Malmquist Toplam Faktör Verimliliği Endeksi ……..…….. 111

Şekil 5-1: Şirket Büyüklüğüne Göre Skor Ortalamaları ……. 151

Şekil 5-2: Müşteri Sayısı-Ölçek Etkinliği İlişkisi …….. 152

Şekil 5-3: Elektrik Dağıtım Şirketlerinin Sosyo-Ekonomik Gelişmişlik Endeksine Göre Skor Ortalamaları …….…….. 153

Şekil 5-4: Toplam Faktör Verimliliği Bileşenleri …….. 158

TABLOLAR LİSTESİ

Tablo **Sayfa**

Tablo 2-1: Yıllar İtibarıyla Elektrik Tüketim Miktarları ve Değişim Oranları 31

Tablo 2-2: Yıllar İtibarıyla Elektrik Üretim Miktarları ve Değişim Oranları …….. 33

Tablo 2-3: Yıllar İtibarıyla Kurulu Güç Miktarları ve Değişim Oranları ……..... 38

Tablo 2-4: Bazı Ülkelerin 2005-2008 Dönemi Talep Değişim Oranları (%) …….. 50

Tablo 3-1: 2007-2009 Dönemi Hedeflenen ve Gerçekleşen Kayıp/Kaçak Oranları (%) ……. 75

Tablo 3-2: 2011-2015 Dönemi Hedef Kayıp/Kaçak Oranları (%) …….. 76

Tablo 3-3: Dağıtım Özelleştirmeleri Özet Tablosu……..... 77

Tablo 3-4: Yıllar İtibarıyla Kullanıcı Gruplarına Göre Net Elektrik Tüketim Miktar ve Oranları ……..... 82

Tablo 3-5: Yıllar İtibarıyla Türkiye Elektrik Sistemi Temel İstatistikleri ……... 83

Tablo 4-1: Literatürde Elektrik Dağıtım Şirketlerinin Performans Ölçüm Çalışmaları …….. 113

Tablo 4-2: Elektrik Dağıtım Şirketlerinin Etkinlik Analizinde Yaygın Olarak Kullanılan Değişkenler ……..…….. 116

Tablo 5-1: Yıllara Göre Elektrik Dağıtım Şirketlerinin Betimleyici İstatistikleri …….. 122

Tablo 5-2: Modellerde Kullanılan Değişkenler Arasındaki Korelasyon ……... 122

Tablo 5-3: Şirketlerin Yıllara Göre İşgücü Verimliliği Skorları ……..... 125

Tablo 5-4: Şirketlerin Yıllara Göre Sermaye Verimliliği Skorları ……..... 127

Tablo 5-5: Kısmi Verimlilik Göstergeleri Arasındaki Korelasyon ……. 128

Tablo 5-6: İşletme Giderlerine Göre Kısmi Verimlilik Göstergeleri ……. 129

Tablo 5-7: Model Spesifikasyonları …….…….. 131

Tablo 5-8: Model 4 İçin Yıllara Göre CRS Skorları …….……. 133

Tablo 5-9: CRS Varsayımı Altında Model Skorlarının Korelasyonu …..……. 134

Tablo 5-10: Model 4 İçin Yıllara Göre VRS Skorları ……..... 136

Tablo 5-11: VRS Varsayımı Altında Model Skorlarının Korelasyonu …..……... 137

Tablo 5-12: Model 4 İçin Yıllara Göre SE Skorları ve Ölçeğe Göre Getiri Durumları …….. 138

Tablo 5-13: Modellerin SE Skorlarının Korelasyonu ……..…….. 139

Tablo 5-14: Şirketlerin Ölçeğe Göre Getiri Özet Tablosu ……. 140

Tablo 5-15: Ekstra Değişkenin Etkinlik Skorlarına Etkisi (Model 1-Model 2) …….. 143

Tablo 5-16: Ekstra Değişkenin Etkinlik Skorlarına Etkisi (Model 3-Model 4) …….. 143

Tablo 5-17: Şirketlerin Model 1 ile Model 2 Skorlarına Göre Sıralaması …..... 146

Tablo 5-18: Şirketlerin Model 3 ile Model 4 Skorlarına Göre Sıralaması ……. 147

Tablo 5-19: Yirmi Şirketin Model 4 İçin Uç Gözlem Dahil ve Uç Gözlem Hariç Etkinlik Skor Ortalamaları 149

Tablo 5-20: Elektrik Dağıtım Bölgelerinin Sosyo-Ekonomik Gelişmişlik Endeks Değerleri ……. 153

Tablo 5-21: En Verimsiz Şirketler ve Model 4 CRS Skor Ortalamaları ……..……..... 154

Tablo 5-22: Toplam Faktör Verimliliği Değişimi Özet Tablosu ……... 156

KISALTMALAR LİSTESİ

AB: Avrupa Birliği

ABD: Amerika Birleşik Devletleri

AKEDAŞ: Adıyaman-Kahramanmaraş Elektrik Dağıtım Şirketi

AG: Alçak Gerilim

AYDEM: Aydın-Denizli-Muğla

AYEDAŞ: İstanbul Anadolu Yakası Elektrik Dağıtım Şirketi

BCC: Banker-Charnes-Cooper

CAPEX: Capital Expenditure

CCR: Charnes-Cooper-Rhodes

CEGB: Central Electricity Generation Board

CEPA: Center for Efficiency and Productivity Analysis

CRS: Constant Return to Scale

ÇÇE: Çıktı Çoğaltma Etkinliği

ÇEAŞ: Çukurova Elektrik Anonim Şirketi

DEA: Data Envelopment Analysis

DEAP: Data Envelopment Analysis Program

DEKTMK: Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi

DPT: Devlet Planlama Teşkilatı

DRS: Decreasing Return to Scale

DSİ: Devlet Su İşleri

DUY: Dengeleme Uzlaştırma Yönetmeliği

EDAŞ: Elektrik Dağıtım Şirketi

EİE: Elektrik İşleri Etüt İdaresi

EFFCH: Efficiency Change

EFS: Etkin Firma Sayısı

EPDK: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu

EPK: Elektrik Piyasası Kanunu

ETKB: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı

EÜAŞ: Elektrik Üretim Anonim Şirketi

GAE: Girdi Azaltma Etkinliği

GSMH: Gayri Safi Milli Hasıla

GSYİH: Gayri Safi Yurtiçi Hasıla

GW: GigaWatt

GWh: GigaWatt-Saat

IAEA: International Atomic Energy Agency

IEA: International Energy Agency

IMF: International Monetary Fund

IRS: Increasing Return to Scale

İHD: İşletme Hakkı Devri

KB: Karar Birimi

KDV: Katma Değer Vergisi

KİT: Kamu İktisadi Teşebbüsü

Km: Kilometre

kW: KiloWatt

kWh: KiloWatt-Saat

LPG: Liquified Petroleum Gas

MAED: Model for Analysis of Energy Demand

Max: Maksimum

Min: Minimum

MPSS: Most Productive Scale Size

MTA: Maden Tetkik Arama

MW: MegaWatt

MWh: MegaWatt-Saat

NGC: National Grid Company

NIRS: Non-Increasing Return to Scale

OECD: Organisation for Economic Co-operation and Development

OFFER: Office of Electricity Regulation

OFGEM: Office of Gas & Electricity Markets

OG: Orta Gerilim

OPEX: Operational Expenditure

OSB: Organize Sanayi Bölgesi

ÖED: Ölçek Etkinliği Değişimi

ÖGG: Ölçeğe Göre Getiri

ÖİB: Özelleştirme İdaresi Başkanlığı

PECH: Pure Efficiency Change

PMUM: Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi

PPP: Public-Private-Partnership

REC: Regional Electricity Company

SE: Scale Efficiency

SECH: Scale Efficiency Change

SED: Saf Etkinlik Değişimi

SEDAŞ: Sakarya Elektrik Dağıtım Şirketi

SEGE: Sosyo-Ekonomik Gelişmişlik Endeksi

ST: Serbest Tüketici

Std. Sapma: Standart Sapma

TE: Technical Efficiency

TEAŞ: Türkiye Elektrik Üretim İletim Anonim Şirketi

TECH: Technological Change

TEDAŞ: Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi

TEİAŞ: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi

TFPCH: Total Factor Productivity Change

TRT: Türkiye Radyo Televizyon

TD: Teknolojik Değişim

TED: Teknik Etkinlik Değişimi

TES-İŞ: Türkiye Enerji, Su ve Gaz İşçileri Sendikası

TETAŞ: Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi

TEK: Türkiye Elektrik Kurumu

TFV: Toplam Faktör Verimliliği

TFVD: Toplam Faktör Verimliliği Değişimi

TÜSİAD: Türkiye Sanayicileri ve İşadamları Derneği

TW: TerraWatt

Yİ: Yap-İşlet

YİD: Yap-İşlet-Devret

YPK: Yüksek Planlama Kurulu

VRS: Variable Return to Scale

VZA: Veri Zarflama Analizi

GİRİŞ

Serbest piyasa ekonomisinde piyasanın işleyişinin piyasa oyuncularının bireysel kararlarına dayanmasıyla toplumsal refahın en yüksek düzeye ulaşacağı kabul edilmiş ve devletin ekonomiye müdahale etmemesi kuralı benimsenmiştir. Ancak bazı sektörlerin yapısal sebeplerden dolayı serbest rekabet ortamında tekelleşme eğilimi göstermesi toplumsal refahı azaltıcı etkiler ortaya çıkarmıştır. Bu durum, bu tür sektörlerde serbest piyasa uygulamalarının başarısız olduğu kanaati oluşturmuş ve tekelleşme eğilimi bulunan piyasalara devletin müdahalesi gündeme gelmiştir.

Bir malın tek bir firma tarafından, bütün üretim düzeylerinde, iki ya da daha fazla firmaya oranla daha az maliyetle üretilmesi doğal tekel olarak adlandırılır. Bu piyasalar, hem piyasadaki mevcut maliyet yapısının kaçınılmaz sonucu hem de kaynakların etkin kullanımı açısından istenen durum olarak ortaya çıkmaktadır. Doğal tekel piyasalarında iki veya daha çok firmanın faaliyette bulunması sabit maliyetlerin gereksiz yere artmasına neden olacaktır ki bu iktisadi anlamda üretimde etkinsizlik anlamına gelmektedir. Doğal tekel piyasalarında birden fazla firmanın varlığı halinde ya bu firmalar birleşecek ya da kaynak israf ederek üretime devam edeceklerdir. Birinci durumda rekabet kısa süreli olacak, ikinci durumda ise sonuç ekonomik olarak etkin olmayacaktır. Bu nedenle genellikle bireylerin temel ihtiyaçlarının (elektrik, su, doğal gaz gibi) karşılandığı piyasalarda tekel, klasik anlamda anti-tekelci politika tedbirleri ile mücadele edilmesi gereken bir kurum olarak değil; fiyat, giriş-çıkış ve kalite gibi çeşitli açılardan düzenlenmesi gereken bir olgu olarak karşımıza çıkmaktadır.

Doğal tekel niteliğindeki sektörlerden biri olan elektrik endüstrisi de uzun yıllar verimsiz kamu şirketlerinin işlettiği dikey bütünleşik tekeller biçiminde faaliyet göstermiştir. Bu dönem boyunca yüksek maliyetler ve yüksek fiyatlar ile düşük verim ve düşük kalite sektörün başlıca sorunları haline gelmiştir. Bu sorunlara sektörde ihtiyaç duyulan büyük çaptaki yatırımların kıt kamu kaynakları tarafından karşılanamaması riski de eklenince, elektrik sektöründe yeniden yapılanma ve özelleştirme süreci başlamıştır. Özellikle özelleştirme sürecinin temelinde, özel kesim işletmelerinin kamu işletmelerine göre daha verimli ve etkin yönetildikleri düşüncesi yatmaktadır. Böylece elektrik sektörünün dikey bütünleşik tekel yapısının iyi bir organizasyonla bölümlere ayrıştırılabileceği ve ayrıştırılan parçaların da rekabetçi bir ortamda faaliyet gösteren özel sektöre devredilebileceği fikri yaygınlık kazanmıştır. Bu tür bir ayrıştırma ve devrin gerçekleştirilmesi durumunda, hem kamunun yapması gereken yatırımların finansman yükünden kurtulacağı hem de özel sektör dinamiği ile şirketlerin daha etkin ve verimli işletilmesiyle sosyal refahın artacağı fikri benimsenmeye başlamıştır. Aynı zamanda bu süreçte, özel sektör katılımını teşvik etmek amacıyla çeşitli modeller denenmiş fakat söz konusu uygulamaların ekonomik etkinlikten uzak ve maliyetleri artırıcı etkileri sebebiyle arzulanan sonuçlar elde edilememiştir.

Bu gelişmeler üzerine elektrik sektörünün tasarımında radikal değişiklikler öngören 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu (EPK) 2001 yılında yürürlüğe girmiştir. Bu bağlamda, elektrik piyasasında rekabetçi yapıya sahip alanlar rekabete açılırken doğal tekel niteliği sebebiyle rekabetçi bir yapıya sahip olmayan alanlar ise tamamen piyasa koşullarına bırakılmak yerine düzenlemeye tabi tutulmuştur. Doğal tekel konumundan dolayı elektrik dağıtım sektörünün düzenlenmesi, liberal elektrik

piyasalarının verimli işlemesi açısından önemlidir. Bu düzenlemenin amacı, dağıtım bölgesinde doğal tekel konumundaki dağıtım şirketinin tüketicilere karşı hakim durumunu kötüye kullanmasını engellemek, maliyet düşüşleriyle şebekenin daha verimli çalıştırılmasını teşvik etmek ve tedarikçisini seçme imkanına sahip olmayan tüketicilerin düzenleyici kurum tarafından korunmasını sağlamaktır. Yeni kanunla finansal olarak güçlü, istikrarlı, şeffaf, rekabetçi bir elektrik piyasasının oluşturulması ve bu piyasada bağımsız bir düzenleme ve denetimin sağlanması amacıyla 2001 yılında bağımsız idari otorite statüsünde Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) kurulmuştur.

Tezde düzenlenen sektörlerde maliyetlerin düşürülmesi ve verimliliğin artırılması amacıyla faydalanılan ve son yıllarda yaygın bir kullanım alanı bulan parametrik olmayan kıyaslama yöntemlerinden veri zarflama analizi (data envelopment analysis-DEA) kullanılarak Türkiye'de 21 dağıtım bölgesinde faaliyet gösteren elektrik dağıtım şirketlerinin, "göreli etkinlik ve verimlilik analizi" yapılmıştır.

Veri zarflama analizi matematiksel bir programlama yöntemi olup hem girdi yönelimli (input-oriented) hem de çıktı yönelimli (output-oriented) modellere uygulanarak karar birimlerinin etkinliklerini ölçmektedir. Dağıtım şirketleri mevzuat gereğince belirlenen dağıtım bölgelerindeki tüm tüketicilere hizmet götürmek zorunda oldukları için çıktı düzeyleri üzerinde pek bir kontrole sahip değildir. Ancak aynı çıktı düzeyine daha az girdi kullanarak ulaşabilirler. Dolayısıyla şirketler etkinliklerini artırmak için girdi miktarlarını düşürmek zorundadır. Bu nedenle etkinlik analizinde girdi yönelimli veri zarflama analizi kullanılmıştır.

Veri zarflama analizi kullanılarak elde edilen sonuçlar İngiltere, Hollanda, Norveç gibi bazı Avrupa ülkelerinde tarife düzenlemelerinde kullanılmaktadır. Sonuçlar; bu yöntemin uygulandığı şirketlerin fiyatlarında düşüşe, verimlilik düzeylerinde ise artışa sebep olmuştur. Şirketlerin daha verimli çalışmaya teşvik edilerek maliyetlerini düşürmeleri ve elde edilen maliyet kazanımlarını da tüketiciye yansıtmaları amacıyla bu yöntemlerin Türkiye'de de uygulanması gerekmektedir. Bu bağlamda çalışmada elde edilen sonuçların, performans tabanlı regülasyon yöntemlerinde kullanılan verimlilik faktörü (X) belirlenmesinde düzenleyici kurum (EPDK) tarafından kullanılarak şirketleri daha verimli çalışmaya teşvik etmesi amaçlanmaktadır.

Bu konuda yurt dışında yapılan çok sayıda akademik çalışma bulunmasına rağmen, Türkiye'de sadece bir tez çalışması yapılmıştır. Söz konusu teze ilave olarak bu tez çalışmasının da bu alanda yapılan ilk çalışmalardan biri olması ve gelecek yıllarda bu konuda çalışmak isteyenler için Türkçe kaynak niteliği taşıması sebebiyle son derece önemli olduğu değerlendirilmektedir. Türkiye'de bu alanda daha önce yapılan çalışmalarda şirketlerin etkinliklerinin hesaplandığı görülmekle birlikte toplam faktör verimliliklerinin hesaplandığı herhangi bir çalışmaya rastlanmamıştır. Bu bağlamda, bu çalışmanın şirketlerin toplam faktör verimliliklerinin de hesaplanması açısından fark yaratacağı düşünülmektedir.

Çalışmada birinci bölümde, elektrik dağıtım sektörü doğal tekel niteliği gösterdiği için konunun daha iyi anlaşılabilmesi açısından, doğal tekel teorisi incelenmiştir. Bu kapsamda, teorinin tarihsel gelişimi ele alınmış ve zaman içerisinde teoride kaydedilen gelişmeler irdelenmiştir.

İkinci bölümde, Türkiye elektrik piyasası tarihçesine ilişkin temel bilgiler özetlenmiş, 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu (EPK) ile oluşturulan yeni piyasa yapısına değinilmiş ve piyasanın gelişimi istatistiki veriler ışığında ele alınmıştır. Ayrıca piyasa faaliyetlerinden de kısaca bahsedilmiştir.

Üçüncü bölümde, istatistiki veriler kullanılarak elektrik dağıtım sektörüne yönelik detaylı incelemelerde bulunulmuştur. Dağıtım özelleştirmeleriyle ilgili analizler yapılmış, kayıp/kaçak sorununa değinilmiş ve özelleştirmelerden beklenen faydalar eleştirel bir bakış açısıyla analiz edilmiştir. Ayrıca şirketlerin tarife yapısı ve yatırım yükümlülükleri de ele alınmıştır.

Dördüncü bölümde, elektrik dağıtım şirketlerinin performansını ölçmede kullanılan veri zarflama analizi yönteminin teorik temelleri incelenmiştir. Bu çerçevede, VZA model tanımları yapılmış, VZA'nın diğer etkinlik ölçüm modellerine göre avantaj ve dezavantajları ortaya konmuştur. Ayrıca VZA kullanılırken dikkat edilmesi gereken hususlara değinilmiştir. Daha sonra elektrik dağıtım şirketlerinin performansının ölçülmesinde VZA kullanılan çalışmaların aktarıldığı ampirik literatür taraması yapılmıştır.

Beşinci bölümde, elektrik dağıtım şirketlerinin performansının ölçülmesinde kullanılan veriler tanıtılarak çeşitli kısmi verimlilik göstergeleri hesaplanmıştır. Daha sonra farklı girdi-çıktı bileşimine sahip dört model oluşturularak CRS, VRS ve SE skorları her bir model için hesaplanmış ve elde edilen skorlar analiz edilmiştir. Örneğin farklı girdi-çıktı bileşimlerinin, modellerde kullanılan değişken sayısının ve çevresel faktörlerin varlığının model skorları üzerindeki etkisi incelenmiştir. Daha sonra elde edilen sonuçlar çeşitli açılardan değerlendirimiş, şirketler ölçek

büyüklüklerine göre ve sosyo-ekonomik gelişmişlik endeks değerlerine göre karşılaştırılmıştır. Buna ilave olarak, etkinlik skoru düşük çıkan şirketlerin temel karakteristikleri ele alınarak söz konusu şirketleri etkinsizliğe iten ortak özellikleri belirlenmiştir. Son olarak da şirket performansının zaman içindeki değişimini görebilmek amacıyla şirketlerin toplam faktör verimlilikleri elde edilmiştir.

Sonuç ve öneriler bölümünde ise çalışmanın kısa bir özeti yapılarak çeşitli önerilerde bulunulmuştur.

BİRİNCİ BÖLÜM

DOĞAL TEKEL TEORİSİ

Çalışmada incelenecek olan elektrik dağıtım sektörü doğal tekel niteliği gösterdiğinden bu bölümde konunun daha iyi anlaşılabilmesi amacıyla doğal tekel teorisi detaylı olarak incelenmiştir. Bu kapsamda, teorinin tarihsel gelişimi irdelenmiş ve zaman içerisinde teoride kaydedilen gelişmeler ele alınmıştır.

1.1 Teorinin Tarihsel Gelişimi

Doğal tekel teorisinin 19. yüzyılın ortalarına kadar giden uzun tarihinin özetlenmesi, teorinin bugün genel kabul gören temel noktalarına ışık tutması bakımından yararlı olacaktır.

19. yüzyıl, bazı iş kollarında tekellerin varlığına rağmen Amerikan ve İngiliz ulusal ekonomilerinde serbest piyasa anlayışının hakim olduğu ve regülasyona tabi tekellerin bazı endüstrilerde daha iyi performans gösterebileceği fikrinin henüz geniş bir kesimce paylaşılmadığı bir dönem olarak anılmakla birlikte, teoriye ilk katkıların yine bu dönemde gerçekleştiği görülmektedir (Kahn, 1988). Doğal tekel teorisine bir tanım olarak değil, ancak kavramsal olarak ilk kez İngiliz iktisatçısı John Stuart Mill'in 1848 yılında yayımlanan "Politik Ekonominin İlkeleri"nde rastlanmaktadır. Mill, Londra'daki doğal gaz üretiminin rekabetçi bir endüstriyel yapıyla uyuşmadığına dikkat çekerek, Londra'da hizmetlerin mevcut durumdaki gibi birden çok firma yerine tek bir doğal gaz veya su firması tarafından sağlanmasının ekonomik etkinlik açısından daha doğru olacağını savunmuştur (Paşaoğlu, 2003).

Mill'in bu şekilde sorunu ortaya koymasının ardından, özellikle akademik alanda rekabetçi olmayan endüstrilerle ilgili çalışmaların hız kazandığı gözlenmektedir. Marshall, tekel kavramını ilk kez belirli bir endüstrideki maliyet ve üretim koşullarıyla ilişkilendirirken, artan ortalama maliyetlere sahip bir endüstrinin muhtemelen rekabetçi, azalan ortalama maliyetli endüstrinin ise tekelci bir yapıya sahip olacağı tespitini yapmıştır (Paşaoğlu, 2003).[1]

Adams (1887) endüstrileri, ölçeklerine göre artan, azalan ve sabit getirili olmak üzere üç sınıfa ayırmıştır. Eğer belirli bir durumda artan getiriler kuralı söz konusu ise rekabet ilkesinin sağlıklı bir düzenleyici etkiye sahip olamayacağını ve bu tür faaliyetlerin doğası gereği tekelci yapıya sahip olacağını belirtmiştir. Doğal tekel kavramına farklı bir yaklaşım getiren Ely (1937) ise doğal tekelleri üç farklı kategoride toplamıştır. Birincisi, sınırlı doğal zenginliklerin arzına dayalı olanlar (elmas üretimi); ikincisi, ticari gizlilik ya da özel haklardan yararlananlar (patent); üçüncüsü ise faaliyetlerin çok özel bazı nitelikleri sebebiyle ortaya çıkanlardır (Paşaoğlu, 2003). Ely, bunlardan en önemlisinin su kanallarını, demir yollarını, doğal gaz, elektrik ve telgraf hatlarını işleten firmaları içeren üçüncü kategori olduğunu belirtmiştir. Çünkü bu tür doğal tekeller, daha ziyade rekabetin kendisini yıkıcı bir süreç haline getiren koşullardan kaynaklanmaktadır. Burada bir tekelin ortaya çıkması için bazı koşullar söz konusudur. Bu koşullardan birisi; söz konusu faaliyetin doğası gereği, birbiriyle rekabet eden çok sayıda firmanın ortaya çıkmasını imkansız kılmasıdır. Bu durum ya sektörün geniş ölçekli üretime dayalı özelliğinden ya da

[1] Detaylı bilgi için bkz. Sharkey, W. W. (1982), The Theory of Natural Monopoly, Cambridge: Cambridge University Press.

birbiriyle rekabet edecek firmaların çoğalmasını engelleyen fiziksel zorluklardan kaynaklanmaktadır. Bir diğer koşul ise, sabit maliyetlerin değişken maliyetlere oranının yüksek olmasıdır. Gerek Adams'ın gerekse de Ely'nin doğal tekel değerlendirmeleri bu konudaki çalışmaların temelini oluşturmuş ve daha sonraki iktisatçıları teoriye çok önemli bir boyut kazandıran ölçek ekonomilerinin doğal tekelden bahsedebilmek için gerekli ve yeterli bir koşul olmadığı sonucuna götürmüştür (Paşaoğlu, 2003).

Nitekim Kahn (1988), azalan ortalama maliyet veya ölçek ekonomisi koşulunun yorumuna dikkat çekerek bazı doğal tekellerin ilk bakışta uzun dönemde azalan maliyetlerle açıklanamayacağını belirtmiştir. Örneğin, çıktı birimi abone sayısı olarak kabul edilirse telefon abonelerinin sayısı arttıkça aralarındaki bağlantıların da hızla arttığı ve bu nedenle yerel telefon hizmetinin azalan değil artan maliyetlerle karşı karşıya kaldığı gözlenmektedir. Ancak buna rağmen, söz konusu hizmetin doğal tekel niteliğinde olduğu açıkça görülmektedir. Zira bir topluluğa hizmet veren iki telefon sistemi olsaydı, arama yapmak isteyen her abonenin evine iki hat ve iki makine almış olması gerekirdi. Kısacası, artan maliyetlerin varlığına rağmen tekel hala doğaldır. Çünkü tek bir firma belli sayıdaki aboneye iki firmadan daha düşük maliyetle hizmet verebilmektedir (Kahn, 1988).

Kaysen ve Turner (1959) ise ölçek ekonomisinin varlığının önemli ölçüde pazarın doğru tanımlanmasına bağlı olduğunu ifade etmektedir. Çünkü bugün gelişmiş ülkelerde rekabetçi yapıya sahip birçok endüstri, az gelişmiş ülkelerde doğal tekel niteliğindedir. Ayrıca yıkıcı rekabet de doğal tekelin bir koşulu olarak ele alınmıştır. Rekabeti yıkıcı yapan ön koşullar, toplam maliyetler içinde büyük bir yer tutan sabit

ve batık maliyetler ile uzun süreye yayılmış aşırı kapasitedir. Bu iki koşul, marjinal maliyetlerin uzun süre ortalama maliyetlerin oldukça altında seyretmesini açıklamaktadır (Paşaoğlu, 2003).

Modern doğal tekel teorisinin ortaya çıkmasına katkıda bulunan ve burada ancak bir kısmı verilebilen görüşler şu şekilde özetlenebilir:

- Tüm yazarlar doğal tekelin özellikle ölçek ekonomilerinin bulunduğu endüstrilerde ortaya çıktığı konusunda uzlaşmaktadır. Ancak bazıları ölçek ekonomisinin yokluğunda dahi, bir firmanın iki firmaya göre daha etkin üretim yapabilmesi halinde de doğal tekellerin mevcut olabileceğine işaret etmektedir.
- Çoğu yazar rekabetin yıkıcı olabileceğini ve yıkıcı rekabetin koşullarının doğal tekelin koşulları ile ilgili olduğunu kabul etmiştir.

1.2 Doğal Tekelin Modern Teorisi

Son yıllarda yaşanan gelişmeler firmaların çok ürünlü tekel yapısına sahip olmalarına sebep olmuş ve bu durum geleneksel teorinin değişmesinde önemli bir rol oynamıştır. Ancak teorinin temel kavramlarının açıklığa kavuşturulması açısından tartışmaya tek ürünlü doğal tekel ile başlamak yerinde olacaktır.

Tek ürünlü doğal tekelde karşılaşılan kavramlardan birincisi azalan ortalama maliyetler (pozitif ölçek ekonomileri), ikincisi ise endüstrinin maliyet fonksiyonunun "toplanamaz" (subadditive) olmasıdır. Pozitif ölçek ekonomileri üretim arttıkça ortalama maliyetlerin düşmesi halini ifade ederken maliyet fonksiyonunun toplanamaz olması,

belirli bir endüstrideki üretim düzeyinin tek bir firma tarafından iki veya daha fazla firmaya göre daha etkin şekilde karşılanmasını sağlayan maliyet yapısını ifade etmektedir.

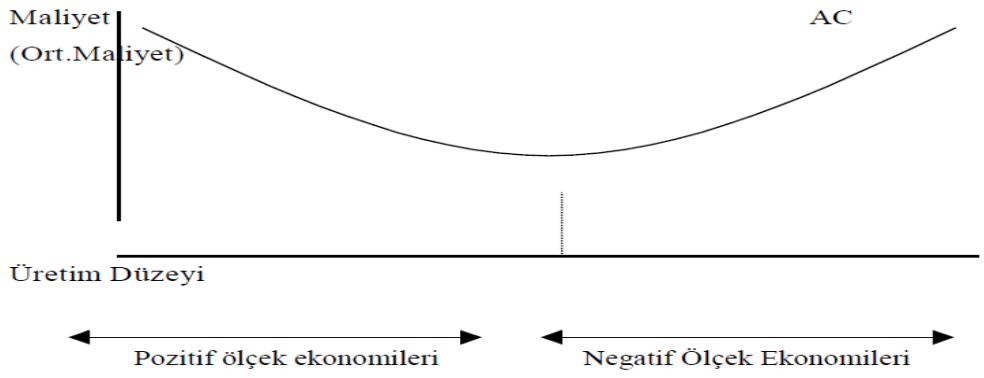
Bir malın tek bir firma tarafından bütün üretim düzeylerinde iki ya da daha fazla firmaya oranla daha az maliyetle üretilmesi doğal tekel olarak adlandırılmaktadır. Bu durum, hem piyasadaki mevcut maliyet yapısının kaçınılmaz sonucu hem de kaynakların etkin kullanımı açısından istenen sonucu olarak ortaya çıkmaktadır. Doğal tekel piyasalarında iki ya da daha çok firmanın faaliyette bulunması, sabit maliyetlerin gereksiz yere artmasına ve iktisadi anlamda üretimde etkinsizliğe neden olacaktır. Doğal tekel piyasalarında birden fazla firmanın varlığı halinde ya bu firmalar birleşecek ya da kaynak israf ederek üretime devam edecektir. Birinci durumda rekabet kısa süreli olacak, ikinci durumda ise sonuç ekonomik olarak etkin olmayacaktır (Yeni, 2006).[2] Bu nedenle genellikle bireylerin temel ihtiyaçlarının karşılandığı piyasalarda(elektrik, su, doğal gaz gibi) tekel, klasik anlamda anti-tekelci politika tedbirleri ile mücadele edilmesi gereken bir kurum olarak değil; fiyat, giriş-çıkış ve kalite gibi çeşitli açılardan düzenlenmesi gereken bir olgu olarak ortaya çıkmaktadır.

Doğal tekelin kaynağı olarak Train (1997), ölçek ekonomilerini ve alan ekonomilerini işaret etmektedir. Pozitif ölçek ekonomilerinde üretim miktarı arttıkça ortalama maliyetler azalmaktadır. Ortalama maliyetlerdeki bu azalış ise büyük ölçüde sabit maliyetlerden kaynaklanmaktadır. Toplam üretim arttıkça birim üretim başına düşen sabit maliyet miktarı azalır, dolayısıyla ortalama sabit maliyetler azalır.

[2] Detaylı bilgi için bkz. Richard A. Posner (1999), Natural Monopoly and its Regulation, 30th Anniversary Edition.

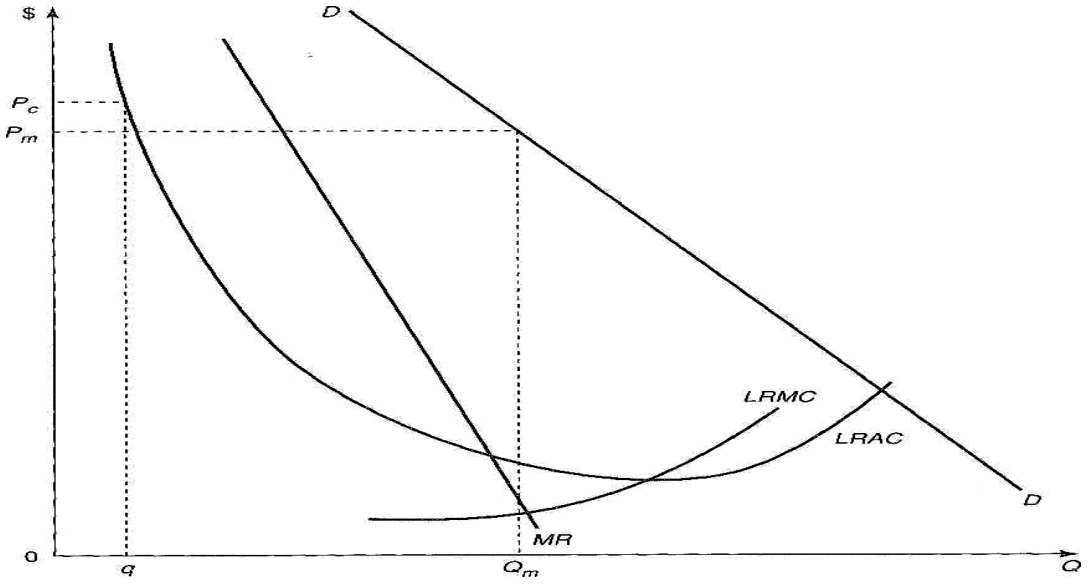
Ortalama maliyet fonksiyonuna ilişkin bu kural bütün endüstriler için geçerlidir, ancak kapasite sınırına yaklaştıkça ortalama maliyetler artmaya başlamakta ve ortalama maliyet eğrisi Şekil 1-1'de görüldüğü gibi "U" biçimini almaktadır.

Şekil 1-1: Ölçek ekonomileri



Ancak doğal tekellerde, sabit maliyetler değişken maliyetlere oranla toplam maliyetlerin çok daha büyük bir kısmını kapsadığı için ölçek ekonomileri talebin karşılandığı üretim düzeyine kadar varlığını korumaktadır.

Şekil 1-2: Doğal Tekelde Piyasa Dengesi



Kaynak: (Viscusi ve diğ., 2005).

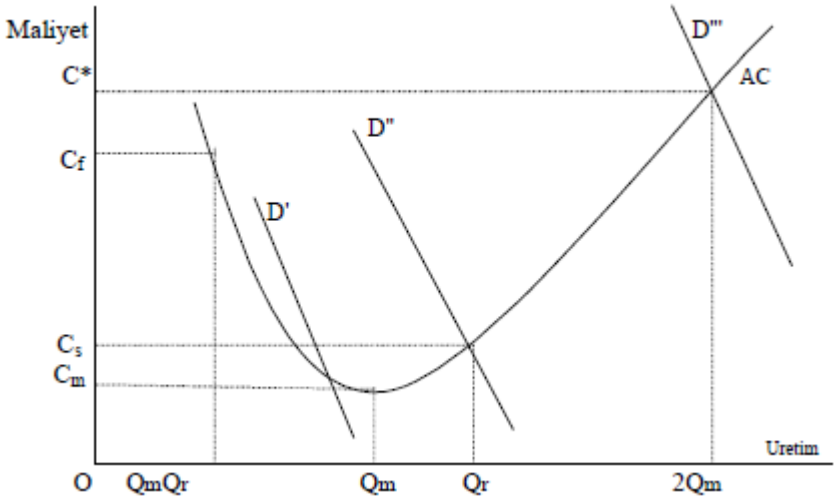
Şekil 1-2'de görüleceği gibi, piyasa dengesinin gerçekleştiği Q_m üretim düzeyinde ortalama maliyet eğrisi azalmaya devam etmekte ve piyasa fiyatı P_m düzeyinde gerçekleşmektedir. Q_m üretim miktarının her biri q birim üretmek üzere çeşitli firmalar arasında dağıldığı düşünülürse rekabetçi fiyat maliyetlerin karşılandığı P_c düzeyinde gerçekleşecektir ki bu fiyat tekelci P_m fiyatının üzerindedir.

Örneğin, elektrik dağıtım sektörü gibi şebeke endüstrilerinde, aynı şebeke üzerinden hizmet götürülen tüketici sayısı arttıkça tüketici başına düşen sabit maliyetler ve dolayısıyla ortalama maliyetler azalmaktadır. Bu durumda bütün talebi karşılayacak tek bir firma iki ya da daha fazla firmaya oranla daha düşük maliyetle faaliyette bulunabilmektedir.

Ancak doğal tekel sadece azalan ortalama maliyetlerin varlığı halinde ortaya çıkmamakta, bazı durumlarda artan maliyetlere rağmen de doğal tekelin varlığından söz edilebilmektedir. Bu nedenle doğal tekel tanımlaması yaparken karşılaştırmalı maliyet durumunu dikkate almak gerekir. Modern teori bu amaçla "toplanamazlık" kavramını kullanmaktadır. Doğal tekelin varlığından söz edebilmek için maliyet fonksiyonunun toplanamaz olması, yani bir veya daha çok ürünün üretiminin -bütün durumlarda- en az maliyetle sadece tek bir firma tarafından gerçekleştirilmesi gerekmektedir (Yeni, 2006).

George, Joll ve Lynk (1991) artan ortalama maliyetler halinde de doğal tekelin söz konusu olabileceğini aşağıdaki Şekil 1-3 yardımıyla göstermektedir.

Şekil 1-3: Artan Ortalama Maliyetler Durumunda Doğal Tekel



Kaynak: (Paşaoğlu, 2003).[3]

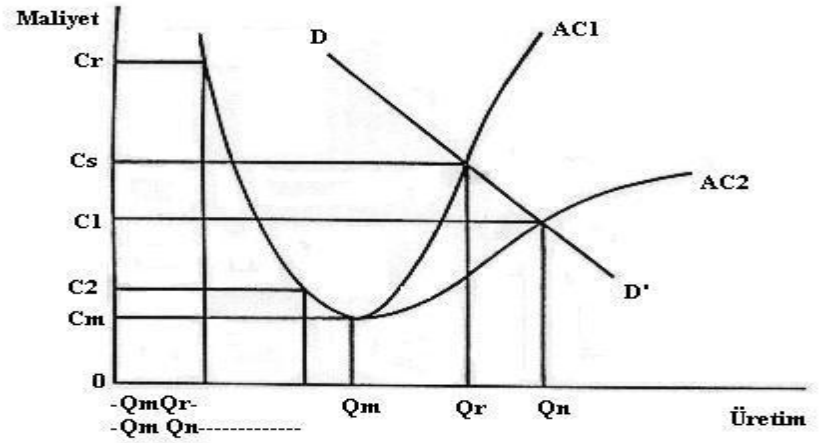
D' talebinde endüstri doğal tekel niteliğindedir ve bu talep seviyesinde azalan maliyetler söz konusu olup tüm üretim en düşük maliyetle tek bir firma tarafından gerçekleştirilmektedir. Dolayısıyla pazara başka firmaların girişi toplam maliyetleri artıracağından ekonomik açıdan rasyonel değildir. D'' talep seviyesinde Q_m üretim düzeyinden itibaren artan maliyetler söz konusudur ve teorik olarak ikinci bir firmanın pazara girişi mümkün gibi görünse de endüstri doğal tekel özelliğini korumaktadır. Pazarda iki firmanın faaliyet gösterdiği varsayılırsa, firmalardan biri minimum etkin üretim düzeyi olan Q_m noktasında üretimini gerçekleştirecek, diğeri ise Q_mQ_r aralığında pazardaki kalan talebi karşılayacaktır. Bu durumda pazardaki talebi karşılamak için gerekli üretimin toplam maliyeti C_m ve C_f 'nin ağırlıklı ortalamasına eşit olmaktadır. Ancak bu birleşik maliyet, pazarda tek bir firmanın olması halinde oluşacak C_s maliyetinden daha yüksektir. Dolayısıyla, negatif ölçek ekonomilerinin bulunduğu endüstrilerin de doğal tekel niteliğinde olabileceği

[3] Detaylı bilgi için bkz. George, K.D., C. Joll ve E.L.Lynk (1991), Industrial Organization: Competition, Growth and Structural Change, 4th ed, Routledge.

görülmektedir. Öte yandan, talebin D"'e kayması ve pazar büyüklüğünün $2Q_m$ düzeyine ulaşması halinde tek bir firmanın maliyeti C* seviyesinde oluşmaktadır. İki firmanın birleşik toplam maliyeti ise, her ikisinin de Q_m düzeyinde üretim yaptığı ve $2Q_m$'lik pazarı eşit şekilde paylaştığı varsayılırsa $2C_m$'dir ve bu birleşik maliyet tek bir firmanın üretim maliyetinin altında kalmaktadır ($C^*>2C_m$). Yani, endüstri doğal tekel özelliğini kaybetmiştir. Dolayısıyla, endüstriyi doğal tekelden çok firmalı yapıya dönüştüren unsur -maliyet koşulları aynı kalmak şartıyla- talepteki önemli kaymalardır (Paşaoğlu, 2003).

George, Joll ve Lynk, teknolojik gelişmelerin de benzer bir etkiye yol açtığını vurgulamakta ve teknolojik değişimle endüstri yapısı arasındaki ilişkiye aşağıdaki Şekil 1-4 yardımıyla açıklık getirmektedir.

Şekil 1-4: Doğal Tekelde Teknolojik Değişimle Endüstri Yapısı Arasındaki İlişki



Talebin DD' ve ortalama maliyet fonksiyonunun AC1 olduğu ilk durumda, tek bir firmanın toplam üretim maliyeti (Cs), iki firmanın maliyetinin (Cm ve Cr) ağırlıklandırılması ile edilen toplam maliyetten daha düşük seviyede gerçekleştiğinden doğal tekel söz konusudur. Ancak teknolojik değişim nedeniyle

ortalama maliyetlerin AC2 eğrisine kayması endüstrinin doğal tekel özelliğini kaybetmesiyle sonuçlanmaktadır Zira iki firmanın maliyetlerinin (Cm ve C2) ağırlıklı ortalaması tek bir firmanın maliyetinin (C1) altında kalmaktadır. Aynı talep koşullarında endüstri yapısını değiştiren unsur bu kez teknolojideki değişimdir. Bu duruma en güzel örnek elektrik üretim sektöründe son yıllarda yaşanan gelişmelerdir. 1980'li yıllarda elektrik üretim sektörü, elektrik endüstrisinin diğer sektörleri gibi doğal tekel olarak kabul edilmekte ve üretim santralleri ne kadar büyük ölçekte olursa elektriğin o kadar ucuza üretileceği düşünülmekteydi. Büyük ölçekli santrallerin yapımını teşvik amacıyla da belirli bir bölgede elektrik üretimi imtiyaz olarak verilmekte ve böylece elektrik yükü yüksek maliyetli küçük parçalara bölünmemiş olmaktaydı. Ancak doğal gaz yakıtlı kombine çevrim üretim teknolojilerinin devreye girmesiyle birlikte elektrik üretim sektörünün doğal tekel niteliği ortadan kalkmıştır. Zira kombine çevrim santralleri % 60'lara varan verim düzeyi ve düşük kuruluş maliyetleri ile küçük ölçeklerde dahi elektriği etkin bir biçimde üretme imkânını sağlamıştır. Böylece elektrik üretim sektörü regülasyona tabi olmayan rekabetçi bir piyasa olarak kabul edilmeye başlanmıştır.

Tek ürünlü doğal tekel durumundan sonra çok ürünlü doğal tekel kavramını da günümüz gerçeklerini daha iyi yansıttığı için ele almakta fayda vardır. Uygulamada tek ürünlü üretici durumu oldukça nadir görülmektedir. Örneğin elektrik şirketleri hem yüksek hem de düşük voltajlı elektrik üretimi yapmakta, telefon şirketleri ise şehir içi, şehirler arası ve uluslararası telefon hizmetleri vermektedir. Birden çok malın üretildiği endüstrilerde doğal tekellerin kaynağı alan ekonomileridir. Alan ekonomileri ölçek ekonomileri ile birlikte veya tek başına ortaya çıkabilmektedir. Birden çok malın tek bir firma tarafından üretilmesinin her malın ayrı ayrı firmalarca

üretilmesinden daha az maliyetli olması durumunda alan ekonomileri geçerlidir. Çok ürünlü modelde pozitif ölçek ekonomileri, örneğin, üretilen her ürünün miktarı % 10 arttığında toplam maliyet % 10'dan daha az artıyorsa, söz konusudur. Ancak bu durum, tek firmanın iki veya daha fazla firmaya göre endüstrideki tüm talebi daha az maliyetle karşıladığını göstermesi bakımından ne yeterli ne de gerekli bir koşuldur. Çünkü çok ürünlü bir firmanın en az maliyetle talebi karşılayabilmesi için gerekli bir başka koşul da farklı ürünlerin birlikte üretilmesinden kaynaklanan maliyet avantajına sahip olmasıdır (Viscusi ve diğ., 2005). Yine elektrik dağıtımı üzerinden açıklamak gerekirse endüstriyel talep ile evsel talep iki farklı mal olarak kabul edildiğinde her iki malın da tek bir şebeke üzerinden satılması halinde ortalama maliyetler iki ya da daha fazla şebeke kullanılmasına göre daha düşük olacaktır.

Matematiksel olarak ifade etmek gerekirse: x ve y miktarında iki ürün üreten bir firmanın toplam maliyetinin f(x,y) fonksiyonu ile temsil edildiği varsayılsın. Firma y ürününü üretmiyorsa, x ürününün üretim maliyeti f(x,0) olur. Benzer şekilde firma yalnızca y üretiyorsa üretim maliyeti f(0,y) olacaktır. Eğer $f(x,y) < f(x,0) + f(0,y)$ ise alan ekonomileri söz konusudur. Başka bir ifadeyle, iki ürünün birlikte üretilmesinin maliyeti f(x,y), yalnızca x ürününü üreten bir firmanın maliyeti ile yalnızca y ürününü üreten bir firmanın maliyetinin toplamından küçüktür.

Bu bölümde doğal tekel teorisi ele alınmıştır. Öncelikle teoriye ilk dönemde yapılan katkılar incelenmiştir. Bu kapsamda yazarların genel olarak, doğal tekelin özellikle ölçek ekonomilerinin bulunduğu endüstrilerde ortaya çıktığı konusunda uzlaştığı görülmüş ancak ölçek ekonomisinin yokluğunda dahi bir firmanın iki firmaya göre daha etkin üretim yapabilmesi halinde doğal tekelden bahsedilebileceği sonucuna

varılmıştır. Ayrıca, çoğu yazar rekabetin yıkıcı olabileceğini ve yıkıcı rekabetin koşullarının doğal tekelin koşulları ile ilgili olduğunu kabul etmiştir.

Akabinde doğal tekelin modern teorisi incelenmiştir. Bu kapsamda, öncelikle tek ürünlü doğal tekel ele alınmış ve hem artan hem de azalan ortalama maliyetler durumunda doğal tekelin ortaya çıkabileceği görülmüştür. Ayrıca doğal tekel tanımlaması yaparken karşılaştırmalı maliyet durumunun dikkate alınması gerektiği vurgulanmış ve bu amaçla "toplanamazlık" kavramı açıklanmıştır. Birden çok malın üretildiği endüstrilerde doğal tekellerin kaynağının ise alan ekonomileri olduğu sonucuna varılmıştır. Öte yandan, teknolojik gelişmelerde ve talepte yaşanan önemli kaymalar neticesinde doğal tekel özelliği gösteren bazı endüstrilerin zamanla bu özelliklerini kaybettiği sonucuna varılmıştır.

İKİNCİ BÖLÜM

TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASI

Bu bölümde, Türkiye elektrik piyasası tarihçesine ilişkin temel bilgiler özetlenmiş ve dönemler itibarıyla piyasa yapıları incelenmiştir. Akabinde 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu (EPK) ile oluşturulan yeni piyasa yapısına değinilmiş, istatistiki verilerle piyasanın zaman içerisindeki gelişimi ele alınmıştır. Son olarak da piyasa faaliyetlerinden kısaca bahsedilmiştir.

2.1 TEK Öncesi Dönem

Türkiye'de ilk elektrik üretimi 1902 yılında Tarsus'ta su değirmenine bağlı 2 kW'lık bir dinamo ile yapılmış, ilk büyük üretim tesisi ise 1913 yılında İstanbul Silahtarağa'da kurulmuştur (Hepbaşlı, 2005: 7).

1930'lu yıllara kadar elektrik sektörüne yapılan yatırımlar genelde yabancı yatırımcılar tarafından gerçekleştirilmiştir. Bunun temel nedeni o dönemde ülkede yatırımları finanse edecek yeterli sermaye ve bilgi birikiminin olmamasıdır.

1930'larda dünya genelinde elektrik sektörünün kamu mülkiyetinde olmasını savunan görüş ağırlık kazanmıştır. Bu görüşün etkisiyle Türkiye elektrik sektörünün millileştirilmesi süreci başlamıştır. 1930 yılında belediyeler yasasının yayımlanması ile belediyeler belediye sınırları içinde elektrik üretim, iletim ve dağıtım yetkisi almıştır. Böylece elektrik piyasasında kamunun egemen olduğu bir dönem başlamıştır. Zamanla, imtiyaz süreleri biten özel şirketlerin elektrik tesisleri belediyelere devredilmiş veya imtiyaz süreleri dolmadan belediyelerce satın

alınmıştır. 1935 yılında doğal birincil enerji kaynaklarını araştırmak için Maden Tetkik Arama (MTA), enerji projelerini hazırlamak için Elektrik İşleri Etüt İdaresi (EİE) ve üretim tesislerini işletmek için Etibank olmak üzere kamu iktisadi teşebbüsleri kurulmuştur. 1944 yılına gelindiğinde neredeyse tüm elektrik sektörü kamu mülkiyetine geçmiştir.

1950 yılından sonra, enerji sektöründe imtiyazlı şirketler kurulmaya başlanmıştır. Bu yıllarda kamu, belediyeler ve imtiyazlı şirketler enterkonnekte şebeke olmadığı için kendi yetki bölgelerinde elektrik üretimi ve satışı yapmıştır.

1960'lı yıllara gelindiğinde, "planlı kalkınma dönemi" olarak da adlandırılan dönem başlamıştır. 1963 yılında Enerji ve Tabi Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) kurulmuş ve ülkenin enerji politikasının belirlenmesi ve yürütülmesi ile görevlendirilmiştir.

2.2 TEK Dönemi

Birinci Beş Yıllık Kalkınma Planı (1963-1967) ve ikinci Beş Yıllık Kalkınma Planı (1968-1972) dönemlerinde, Türkiye'deki elektrik faaliyetlerinin bütünleşmiş bir sistem içerisinde ve bir kamu kurumu çatısı altında birleştirilmesi hedeflenmiştir. Bu hedef ve strateji doğrultusunda, devletin genel enerji ve ekonomi politikasına uygun olarak, 1970 yılında, yerel yönetimlere bırakılan dağıtım faaliyeti hariç, elektrik sektörünün her aşamasında dikey bütünleşik bir tekel olması öngörülen Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) kurulmuştur.[4] 1984 yılında ise TEK yeniden yapılandırılmış ve bir "Kamu İktisadi Teşebbüsü"ne (KİT) dönüştürülmüştür (Erdoğdu, 2006).

[4] 1982 yılında, dağıtım faaliyetinin de TEK bünyesine alınmasıyla TEK tam anlamıyla bir dikey bütünleşik kamu tekeli haline gelmiştir.

1980'li yılların başında, diğer birçok Avrupa ülkesinde olduğu gibi, Türkiye elektrik sektöründe de dikey bütünleşik bir yapı hakimdi. Bu dönemde hükümet genel bütçe üzerindeki yatırım yükünü azaltmak amacıyla elektrik sektörüne özel yatırımları çekme politikası izlemeye başlamıştır. 1982 yılında, elektrik üretim sektöründeki kamu tekeli kaldırılmış ve özel sektör şirketlerinin elektrik üretmesine ve ürettikleri elektriği TEK'e satmalarına imkan tanınmıştır.

Özel girişimcilerin elektrik sektöründe faaliyet göstermesini sağlamak amacıyla, özelleştirme dışında birçok model uygulamaya konmuştur. Bu amaç doğrultusunda 1984 yılında 3096 sayılı Kanun[5] çıkarılmıştır. Bu kanun; özel sektör tarafından yeni üretim tesisleri kurulmasını mümkün kılan "Yap-İşlet-Devret" (YİD) modeli, mülkiyeti TEK'de kalmak üzere mevcut üretim ve dağıtım tesislerinin özel sektör tarafından işletilmesini mümkün kılan "İşletme Hakkı Devri" (İHD) modeli ve özel sektörün kendi ihtiyacı için elektrik üretmesini öngören "Otoprodüktör" modeli için gerekli hukuki altyapıyı oluşturmuştur. YİD modeli, bir özel girişimcinin bir tesis kurup bu tesisi 99 yıl (daha sonra 49 yıla indirilmiştir) boyunca işlettikten sonra bedelsiz olarak devlete devretmesini öngörmüştür. İHD modeli ise özel girişimcilerin bir çeşit kiralama yolu ile kamuya ait mevcut tesisleri işletebilmesini ve gerekiyorsa iyileştirmesini mümkün kılmıştır (Atiyas ve Dutz, 2003).

[5] Türkiye Elektrik Kurumu Dışındaki Kuruluşların Elektrik Üretimi, İletimi, Dağıtımı ve Ticareti İle Görevlendirilmesi Hakkında Kanun.

2.3 TEAŞ ve TEDAŞ Dönemi

1993 yılında, TEK özelleştirme programına alınarak Türkiye Elektrik Üretim İletim A.Ş. (TEAŞ) ve Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. (TEDAŞ) olarak ikiye ayrıştırılmıştır. Ancak, Anayasa Mahkemesi 1994 ve 1995 yılında özelleştirmeler aleyhine bir dizi karar vermiş ve özelleştirme çalışmaları sekteye uğramıştır. Bu nedenle, 1999 yılında kabul edilen 4446 sayılı Kanun'la Anayasa'da değişiklikler yapılarak kamu mülkiyetinde olan varlıkların özelleştirilebileceği ve sözleşmelerin özel hukuk hükümlerine tabi olabileceği hükme bağlanmıştır. Ancak bu değişiklik yapılıncaya kadar geçen dönemde hem reform süreci kesintiye uğramış hem de özel girişimcilerin YİD modeli kapsamında elektrik sektörüne yatırım yapmasını teşvik etmek ve hızla artmakta olan talebi karşılamak amacıyla 3996 sayılı Kanun[6] kapsamında girişimcilere "al ya da öde" olarak bilinen Hazine garantileri verilmiştir. 1997 yılında da yine Hazine garantileri ile özel girişimcilerin elektrik sektörüne yatırım yapmasını öngören "Yap-İşlet" (Yİ) modeli 4283 sayılı Kanunla[7] uygulamaya geçirilmiştir.

Türkiye'de yeniden yapılanma sürecinin önemli bir özelliği Hazine garantili sözleşmelerin varlığıdır. TEAŞ veya TEDAŞ ile özel sektör girişimcileri arasında imzalanan tipik bir Yİ, YİD veya İHD elektrik üretim anlaşması, özel sektörün üreteceği elektriği 15-30 yıl boyunca sabit miktarlar (genelde üretimin % 85'i) ve sabit fiyatlarla (veya fiyat formüllerine bağlı olarak) kamuya satmasını

[6] Bazı Yatırım Ve Hizmetlerin Yap-İşlet-Devret Modeli Çerçevesinde Yaptırılması Hakkında Kanun.

[7] Yap-İşlet Modeli İle Elektrik Enerjisi Üretim Tesislerinin Kurulması Ve İşletilmesi İle Enerji Satışının Düzenlenmesi Hakkında Kanun.

öngörmektedir. Bu anlaşmalardaki "al ya da öde" garantileri, kamunun anlaşmada öngörülen elektriği satın almasa bile anlaşmada belirlenen fiyatlarla yine anlaşmada belirtilen miktardaki elektriğin bedelini ödemesini öngörmektedir. Bu anlaşmalar hem tüm ticari riski kamunun üzerinde bırakmakta hem de özel sektörün aşırı kazanç elde etmesine neden olmaktadır. Türkiye'de bu anlaşmaların imzalanması için şeffaf bir ihale sürecinin izlenmediği hatta bazı anlaşmalarda ihale bile yapılmadığı dikkate alındığında bu anlaşmaların kamu açısından çok ağır şartlar içermesi ve bunun da yüksek elektrik fiyatları sonucunu doğurması çok doğaldır (Atiyas ve Dutz, 2003). Ayrıca, özellikle YİD sözleşmelerinde yatırım maliyetlerinin erkenden çıkarılması için yüksek kapasite ücretleri bütçede öne alınmış, böylece ilk yıllarda bu projelerden üretilen elektrik devlet tarafından çok yüksek fiyattan satın alınmıştır.

Günümüzde Hazine garantilerini öngören bu anlaşmalar serbest piyasa koşullarının oluşması üzerinde birçok olumsuz etkiye sahiptir. İlk olarak, piyasaya yeni oyuncu girişi olmadığı sürece, oluşacak piyasada üretim şirketleri arasında rekabet olması ihtimali bu anlaşmalar nedeniyle neredeyse imkansızdır. İkincisi, mevcut Yİ, YİD ve İHD sözleşmeleriyle kamu tarafından fiyat ve miktar garantisi verilerek ayrıcalıklı bir statü kazandırılan üretim şirketlerinin piyasaya yeni oyuncuların girmesiyle oluşacak potansiyel rekabetten soyutlanması piyasa gelişimini olumsuz yönde etkilemektedir. Ayrıca, verilen garantiler nedeniyle, piyasada oluşan fiyatın anlaşmalarla belirlenen fiyatın altına düşmesi durumunda aradaki fark Hazine'den ödenecek, bu ise genel bütçeye oldukça büyük bir yük daha ekleyerek ülkenin kamu dengesini olumsuz yönde etkileyecektir. Daha da olumsuz olan durum, talebin anlaşmalarda belirlenen miktarın altında kalması halinde, yine anlaşmalar gereği, kamunun belki de asla ihtiyaç duymadığı elektriği satın almak zorunda kalmasıdır.

Örneğin, 1999 ve 2001 yıllarında talebin beklenmeyen bir biçimde düşmesi ile ortaya çıkan kapasite fazlası ortamında bu sözleşmeler nedeniyle alınmak zorunda kalınan elektrik yüzünden Elektrik Üretim A.Ş (EÜAŞ)'nin daha ucuz santralleri devre dışı bırakılmak zorunda kalınmıştır. Kısacası, günümüzde, Hazine garantilerini öngören yukarıda değinilen kanunlar kapsamında yapılan anlaşmalar sadece elektrik sektöründe rekabetin oluşması önündeki en büyük engellerden biri değil, aynı zamanda ülkenin bütçe dengelerine de zarar veren unsurların başında gelmektedir.

2.4 Reform Dönemi ve Elektrik Piyasası Kanunu

Elektrik enerjisi sektörü, bütün ekonomilerde olduğu gibi, Türkiye ekonomisinde de çok temel ve hızla artan bir öneme sahiptir. Hem üretim sürecinde girdi olarak kullanılması hem de evlere, iş yerlerine ve fabrikalara kullanılabilir enerji sağlaması bakımından elektrik sektörünün Türkiye ekonomisinin büyüme kapasitesini doğrudan belirleyen sektörlerden birisi olduğu açıktır. Elektrik sektörü çok büyük sabit sermaye yatırımları gerektiren bir sektördür. Gelişmiş ve gelişmekte olan ülkelerde görülen gelişmelere paralel olarak, Türkiye'de de sektörün ihtiyacı olan büyük yatırım talebini karşılayabilmek, teknoloji ve işletme alanlarındaki ilerlemelerden yararlanabilmek için 1980'lerin başından itibaren elektrik sektöründe yeniden yapılandırma arayışları başlamıştır (Oğur ve Zenginobuz, 1999).

2.4.1 Piyasaya Genel Bakış

Elektrik sektörüne yönelik reform ihtiyacı farklı ülkelerde farklı kaynaklardan beslenmektedir. Gelişmekte olan ülkelerde kamu işletmelerinin zayıf performansı, kamu tekeli yöneticilerinin ekonomik etkinlik açısından doğru yatırım ve üretim

kararları almalarını sağlayacak teşvik mekanizmaları oluşturmanın ve uygulamanın güçlükleri, tekelin kamu mülkiyetinde olmasının ekonomik verimliliği tamamen göz ardı eden çeşitli politik müdahalelere maruz kalmasını kolaylaştırması, kamu işletmelerinin yeni yatırımları karşılayamaması, sistem kayıpları, kalitesiz hizmet ve varlıkların satışı yoluyla hükümetlerin gelir elde etme ihtiyacı reformun ana sebepleri olmuştur. Gelişmiş ülkelerde ise uzun dönem marjinal maliyetlerle fiyatlar arasında giderek büyüyen fark reform baskısını şiddetlendirmiştir (Yeni, 2006).

1990'lı yılların sonuna gelindiğinde, devamlı artan talep ve kötüleşen mali durum karşısında, Hazine garantilerine dayanan ve özel sektör katılımını öngören ancak özelleştirme içermeyen modellerin Türkiye'deki sorunları çözemediği açıkça anlaşılmıştır. Ayrıca, mevcut modellerin piyasada rekabetin oluşturulmasının önündeki en büyük engel olduğu da artık herkes tarafından kabul edilen bir gerçek halini almıştır. Bu nedenle, 2001 yılından itibaren, Türkiye elektrik piyasasının rekabete açılması, gerekli yatırımların kamu maliyesi üzerinde ek yük yaratmaksızın özel sektör tarafından yapılması, kamunun gözetim ve denetim faaliyetlerini etkin bir şekilde yerine getirerek arz güvenliğini gözetmesi ve kamu mülkiyetindeki tesislerin özelleştirilmesi için kapsamlı bir reform süreci başlatılmıştır. Türkiye, enerji piyasalarını düzenlemek için eskisinden tamamen farklı bir politika uygulamaya karar vermiş ve 2001 yılında 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu (EPK) ile elektriğin tüketicilere yeterli, kaliteli, sürekli ve düşük maliyetli bir şekilde sunulmasını sağlayacak rekabet ortamının oluşturulması için gereken yasal çerçeveyi oluşturmuştur. Bu doğrultuda EPK, piyasa katılımcıları arasında yapılacak ikili anlaşmalara ve dengeleme-uzlaştırma mekanizmasına dayalı bir modelin teşkilini öngörmektedir. Ayrıca EPK, elektrik piyasasında serbest rekabet esaslarına, yeniden

yapılandırmaya ve özelleştirmeye dayanan bir modeli hayata geçirmeyi amaçlamıştır. EPK, Türkiye elektrik piyasasını düzenleyen ana kanun olup kendinden önceki düzenlemeleri (3096, 3996 ve 4283 sayılı kanunlar gibi) geçersiz kılmıştır.

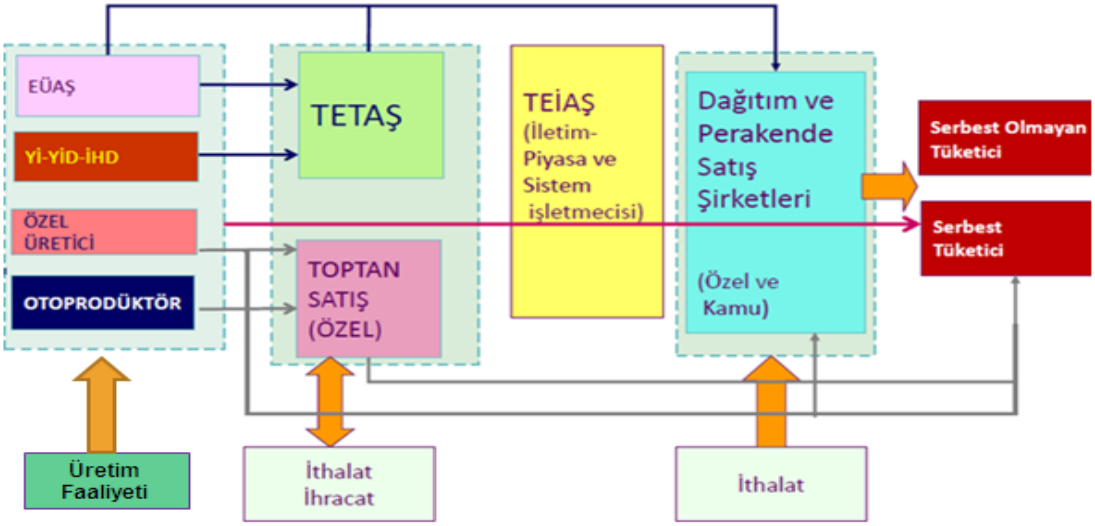
EPK'da, arz tarafında girişin serbestleşmesi, talep tarafında tüketicilerin kendi tedarikçilerini seçmelerine izin verilmesi, doğal tekel niteliğindeki iletimle dağıtımın, üretim, toptan satış ve perakende satıştan ayrıştırılması ve ilgili tüm tarafların şebekeye erişiminin sağlanması asli amaçlardır. Yeni piyasa yapısında üretim, toptan satış ve perakende satış rekabetçi biçimde gelişecek, iletim ve dağıtım faaliyetleri ise piyasanın tüm katılımcılarına ayrımcı olmayan erişim sağlamak üzere düzenleyici otorite tarafından düzenlenecektir.

EPK'ya göre; kamuya ait varlıkların dikey ayrıştırılmasını gerçekleştirmek amacıyla TEAŞ üçe bölünmüş ve Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ), Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ) ve Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş. (TETAŞ) olmak üzere üç yeni kamu şirketi kurulmuştur. EÜAŞ, devlete ait üretim tesislerini devralıp işletmeye başlamıştır. İletim sisteminin sahibi ve yöneticisi olan TEİAŞ ise aynı zamanda piyasa katılımcıları arasında enerji alışverişini dengelemekten sorumlu olmuştur. EPK çerçevesinde bir de toptan elektrik şirketi Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş. (TETAŞ) kurulmuştur. TETAŞ'ın temel amacı, yükümlenilen sözleşmelerin yüksek maliyetini EÜAŞ'tan satın alacağı daha ucuz elektrikle yumuşatıp makul bir toptan elektrik fiyatına ulaşmaktır. TEDAŞ ise dağıtım faaliyetine devam etmektedir. Oluşturulması hedeflenen potansiyel piyasayı düzenlemek için de 2001 yılında bağımsız idari otorite olarak Elektrik Piyasası Düzenleme Kurumu kurulmuştur.[8]

[8] Daha sonra Kurumun adı Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu olarak değiştirilmiştir.

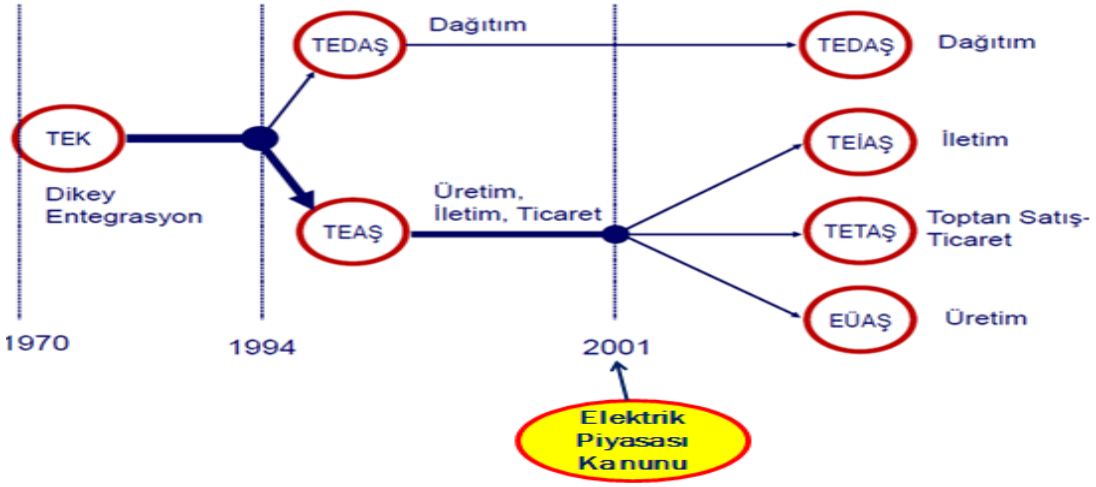
Aşağıdaki Şekil 2-1'de 4628 sayılı Kanun'la oluşturulan piyasa yapısı ve Şekil 2-2'de elektrik piyasasının tarihçesi genel hatlarıyla özetlenmektedir. Mevcut piyasa yapısının detaylarına "piyasa faaliyetleri" alt bölümünde girilecektir.

Şekil 2-1: Mevcut Elektrik Piyasası Yapısı



Kaynak: Erten (2010)

Şekil 2-2: Elektrik Piyasası Geçiş Süreçleri



Kaynak: Erten (2010)

EPK'da öngörülen piyasa modelinin işleyişi büyük ölçüde piyasa hedeflerine uygun bir özelleştirmenin yapılmasını ve müzakereye açık bir arz fazlasının oluşmasını

gerekli kılmaktadır. Bu çerçevede, eşit taraflar arasında ayrım gözetmeyen, rekabete dayalı ve şeffaf bir piyasa yapısının oluşturulması büyük önem kazanmaktadır. Yapılacak düzenlemelerle piyasa risklerinin asgari düzeye indirildiği, güvenin tesis edildiği ve belirli bir program çerçevesinde serbestleşmenin sağlandığı bir piyasa yapısı, yerli ve yabancı özel sektör yatırımcıları açısından cazip hale gelecektir.

EPK, elektrik piyasasında rekabetin gelişmesi için önemli olduğu uluslararası düzeyde kabul edilen üç önemli yenilik getirmektedir. Bunlardan birincisi dikey ayrıştırmadır. Buna göre, üretim, iletim ve dağıtım varlıkları birbirlerinden ayrıştırılacaktır. Dağıtım ve üretim varlıkları ayrışmadan sonra özelleştirilecek, iletim ise devlet mülkiyetinde kalmaya devam edecektir. İkinci yenilik, gerek talep, gerek arz tarafında serbestleşme öngörülmektedir. Arz tarafında, piyasada öngörülen çeşitli faaliyetlere katılmak isteyenler, belirli şartları yerine getirmeleri koşulu ile EPDK'dan lisans alabilecektir. Talep tarafında ise tüketim miktarı belli bir sınırın üstünde olan tüketiciler tedarikçilerini serbestçe seçebilecektir. Üçüncü yenilik, sisteme bağlanmak isteyen katılımcıların erişim haklarının sağlanması ve düzenlemeye tabi tutulmasıdır.

Elektrik piyasası reformunu serbestleşme ve özelleştirmeden oluşan iki eksende değerlendirmek mümkündür. Özelleştirme, kamu mülkiyetinde bulunan mal ve hizmet üretim birimlerinin ekonomide verim artışı ve kamu giderlerinde azalma sağlamak için satış, kiralama, işletme hakkının devredilmesi gibi yöntemlerle mülkiyetinin veya işletmeciliğinin özel sektöre devridir. Serbestleşme ile üretim ve perakende faaliyetlerinde rekabetin artırılması ve tüketiciye daha fazla seçenek sunulması amaçlanmaktadır. İletim ve dağıtım faaliyetleri ise yatırım maliyetlerinin

yüksek olması, paralel ikinci şebekenin tesisinin ve işletiminin ekonomik olmaması sebebiyle doğal tekel olarak kabul edilmektedir.

Reform sürecine ivme kazandırmak üzere 2004 yılında Yüksek Planlama Kurulu (YPK) özelleştirmeyi de içeren bir sektör reformu yol haritasını ortaya koyan "Elektrik Enerjisi Sektörü Reform ve Özelleştirme Strateji Belgesi"ni hazırlamıştır. Strateji belgesi, reform sürecinin en önemli adımı olarak, üretim varlıkları kamu mülkiyetindeyken dağıtım varlıklarının özelleştirilmesini getirmektedir. Dolayısıyla, Strateji Belgesine göre, özelleştirme dağıtımla başlayacak ve üretim daha sonra özelleştirilecektir. Bu sıralama için belirtilen neden, dağıtım şirketlerinin başarıyla özelleştirilmesinin mevcut şirketler ve özellikle piyasaya yeni giren üretim şirketleri için güvenilir sözleşme muhatapları oluşturmasıdır (Keleş, 2008: 23). Zira kamuoyu, önceki rejimde imzalanan Yİ, YİD ve İHD sözleşmeleriyle ilgili mevcut şüpheler göz önünde bulundurulduğunda, dağıtım şirketlerinin kamu mülkiyetinde kalması halinde yöneticilerin genelde özel sektörle sözleşme imzalamayacağını düşünmektedir.

2.4.2 Elektrik Piyasası Durum Değerlendirmesi

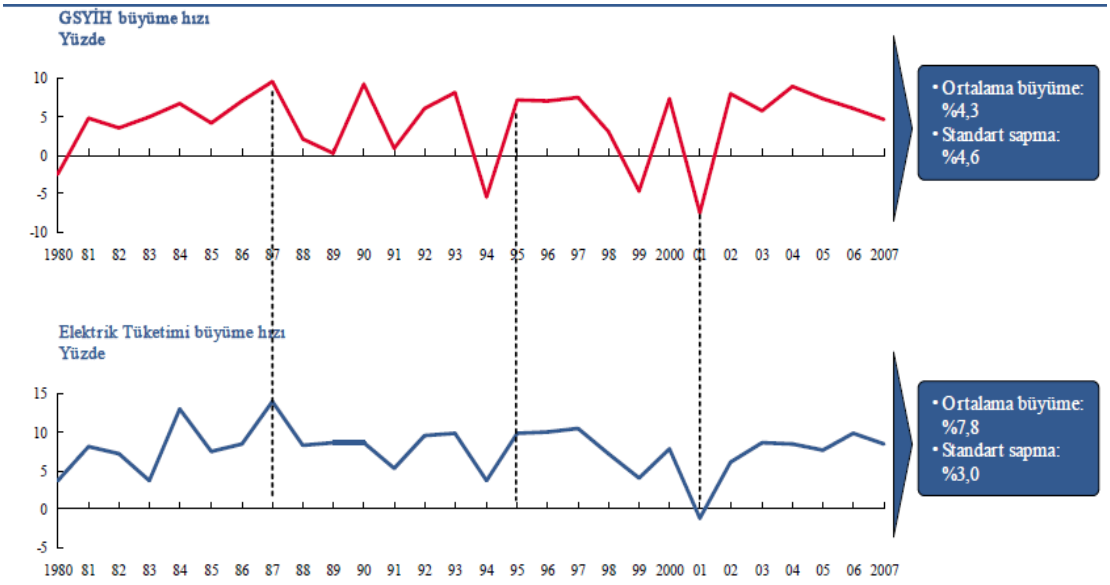
Bu alt bölümde elektrik piyasasını genel hatlarıyla açıklayabilmek ve piyasanın yıllar itibarıyla gösterdiği gelişmeyi görebilmek amacıyla istatistiki veriler ışığında değerlendirmeler yapılmıştır.

2.4.2.1 Talep

Türkiye, elektrik tüketimi en hızlı artan ülkelerden birisidir. Şekil 2-3'te görüldüğü gibi elektrik tüketimi ile GSYİH arasında yakın bir ilişki bulunmaktadır. Elektrik

tüketimi artışı ekonominin gelişme dönemlerinde büyüme oranına yakın artışlar göstermekle birlikte, ekonominin daralma dönemlerinde daha dirençli bir görünüm sergilemektedir. Bunun en önemli sebeplerinden birisi elektriğin temel tüketim mallarından birisi olması ve ikamesi olmadığı için talep esnekliğinin oldukça düşük olmasıdır. Bu nedenle ekonominin daralma dönemlerinde elektriğe olan talep düşmekle birlikte bu etki diğer emtialara göre daha sınırlı olmuştur.

Şekil 2-3: 1980-2007 Dönemi GSYİH ve Elektrik Tüketimi Değişim Oranları (%)



Kaynak: Türkiye Elektrik Dağıtım Sektörü Özelleştirmesi[9]

Elektrik tüketimindeki artışlar ile GSMH'deki artışlar arasında doğrudan ilişki olduğu gözlemi, Türkiye'de kişi başına GSMH'de ciddi artışlar hedefleniyor ise, enerji talebinde de buna uygun oranda artışlar hedeflenmesi ve bu artış oranlarını mümkün kılacak kurulu güç yatırımlarının yapılması gereğine işaret etmektedir.

[9] http://www.oib.gov.tr/2009/dosyalar/TEDAS%20Teaser_tur_2009.pdf

Tablo 2-1: Yıllar İtibarıyla Elektrik Tüketim Miktarları ve Değişim Oranları

Yıl	Tüketim (GWh)	Değişim (%)	Yıl	Tüketim (GWh)	Değişim (%)	Yıl	Tüketim (GWh)	Değişim (%)
1980	24.617	4,46	**1990**	56.812	8,00	**2000**	128.276	8,26
1981	26.289	6,79	**1991**	60.499	6,49	**2001**	126.871	-1,09
1982	28.325	7,74	**1992**	67.217	11,10	**2002**	132.553	4,48
1983	29.568	4,39	**1993**	73.432	9,25	**2003**	141.151	6,49
1984	33.267	12,51	**1994**	77.783	5,93	**2004**	150.018	6,28
1985	36.361	9,30	**1995**	85.552	9,99	**2005**	160.794	7,18
1986	40.471	11,30	**1996**	94.789	10,80	**2006**	174.637	8,61
1987	44.925	11,00	**1997**	105.517	11,32	**2007**	190.000	8,80
1988	48.430	7,80	**1998**	114.023	8,06	**2008**	198.085	4,26
1989	52.602	8,61	**1999**	118.485	3,91	**2009**	194.079	-2,02

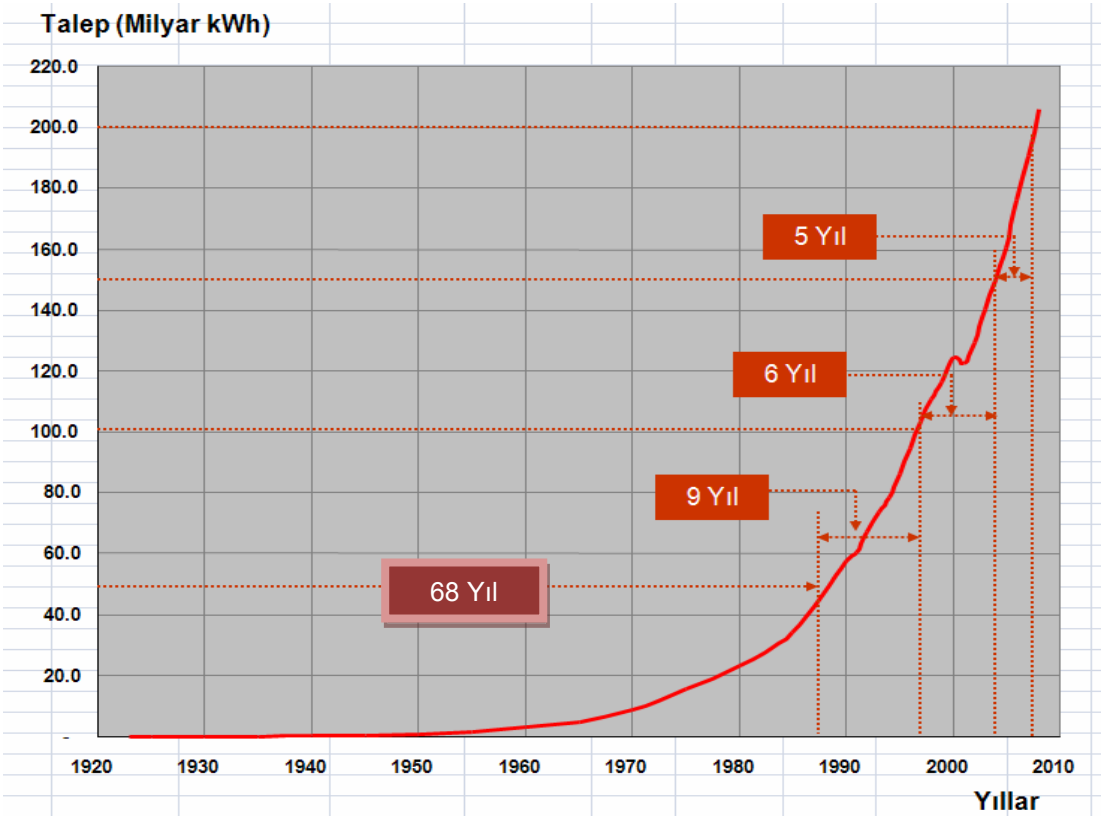
Kaynak: TEİAŞ

Tablo 2-1'de görüldüğü gibi, Türkiye'de elektrik piyasası düzenli bir şekilde büyümektedir. 1980-2009 döneminde Türkiye elektrik tüketiminde yıllık ortalama % 7,33 oranında bir artış yaşanmıştır. Artış oranlarına 10 yıllık dönemler halinde bakıldığında ise elektrik tüketiminde 1980-1989 döneminde % 8,39, 1990-1999 döneminde % 8,48 ve 2000-2009 döneminde ise % 5,12 artış gerçekleşmiştir. 1980'de 24.617 GWh olan elektrik tüketimi 2009 sonu itibarıyla 194.079 GWh'e ulaşmıştır. Türkiye bu anlamda dünyada elektrik talebi artışında en önde gelen ülkelerden biridir. Ancak, küresel ekonomik krizin etkisiyle 2008 yılı başında 203 milyar kWh olması tahmin edilen elektrik tüketimi 198 milyar kWh olarak gerçekleşmiştir. Üretim ve tüketimdeki düşüş eğilimi 2009'un ilk üç çeyreğinde de sürmüştür. 194.079 GWh olarak gerçekleşen 2009 yılı elektrik tüketimi 2008 yılına göre % 2,02 gerilemiştir.[10] Ele alınan 30 yıllık dönemde elektrik tüketimi sadece

[10] TEİAŞ tarafından açıklanan son verilere göre, 2010 yılı elektrik tüketimi 2009 yılına göre % 7,9 artarak 209.390 GWh olarak gerçekleşmiştir.

2001 ve 2009'da azalmış, diğer yıllarda ise yüksek bir artış göstermiştir. Çalışmanın ilerleyen aşamalarında da değinileceği gibi, TEİAŞ'ın 2010-2019 dönemini kapsayan projeksiyon çalışmasına göre gelişmekte olan bir ülke olarak Türkiye'nin elektrik talebinin yıllık ortalama % 6-% 8 civarında artış göstermesi beklenmektedir.

Şekil 2-4: Türkiye'de Elektrik Enerjisi Tüketiminin 50 Milyar kWh'lik Dilimler Halindeki Gelişimi (1920-2009)



Kaynak: (Sevaioğlu, 2009)

Şekil 2-4'ten görüleceği üzere, Türkiye yaklaşık 200 milyar kWh olarak gerçekleşen 2008 yılı sonu Türkiye elektrik tüketiminin ilk 50 milyar kWh'lik dilimini (1920-1988 arasında) üreten santral yatırımlarını 68 yılda yapabilmişken ikinci 50 milyar kWh'lik dilimi (1997'de talep 100 milyar kWh iken) üreten santral yatırımlarını 9 yılda, üçüncü 50 milyar kWh'lik dilimi (2003'te talep 150 milyar kWh iken) 6 yılda

ve sonuncu 50 milyar kWh'lik dilimi de (2008'de talep 200 milyar kWh iken) 5 yılda gerçekleştirmiştir. Bu durumun sebebi olarak son yıllarda gelişen ekonomik aktiviteler ve yaşanan aşırı talep artışı gösterilebilir.

2.4.2.2 Üretim

Bilindiği gibi elektrik enerjisi depolanamadığı için talep edildiği kadar üretilmesi gerekmektedir. Bu çerçevede, kriz yıllarında talepte yaşanan azalış kendisini elektrik üretim miktarlarında ve değişim oranlarında da göstermektedir. Zira 2001 ve 2009 yıllarında görülen talep azalışına paralel olarak üretim miktarı da düşmüştür.

Tablo 2-2: Yıllar İtibarıyla Elektrik Üretim Miktarları ve Değişim Oranları

Yıl	Üretim (GWh)	Değişim (%)	Yıl	Üretim (GWh)	Değişim (%)	Yıl	Üretim (GWh)	Değişim (%)
1980	23.275	3,3	**1990**	57.543	10,6	**2000**	124.922	7,3
1981	24.673	6,0	**1991**	60.246	4,7	**2001**	122.725	-1,8
1982	26.552	7,6	**1992**	67.342	11,8	**2002**	129.400	5,4
1983	27.347	3,0	**1993**	73.808	9,6	**2003**	140.581	8,6
1984	30.614	11,9	**1994**	78.322	6,1	**2004**	150.698	7,2
1985	34.219	11,8	**1995**	86.247	10,1	**2005**	161.956	7,5
1986	39.695	16,0	**1996**	94.862	10,0	**2006**	176.300	8,9
1987	44.353	11,7	**1997**	103.296	8,9	**2007**	191.558	8,7
1988	48.049	8,3	**1998**	111.022	7,5	**2008**	198.418	3,6
1989	52.043	8,3	**1999**	116.440	4,9	**2009**	194.813	-1,8

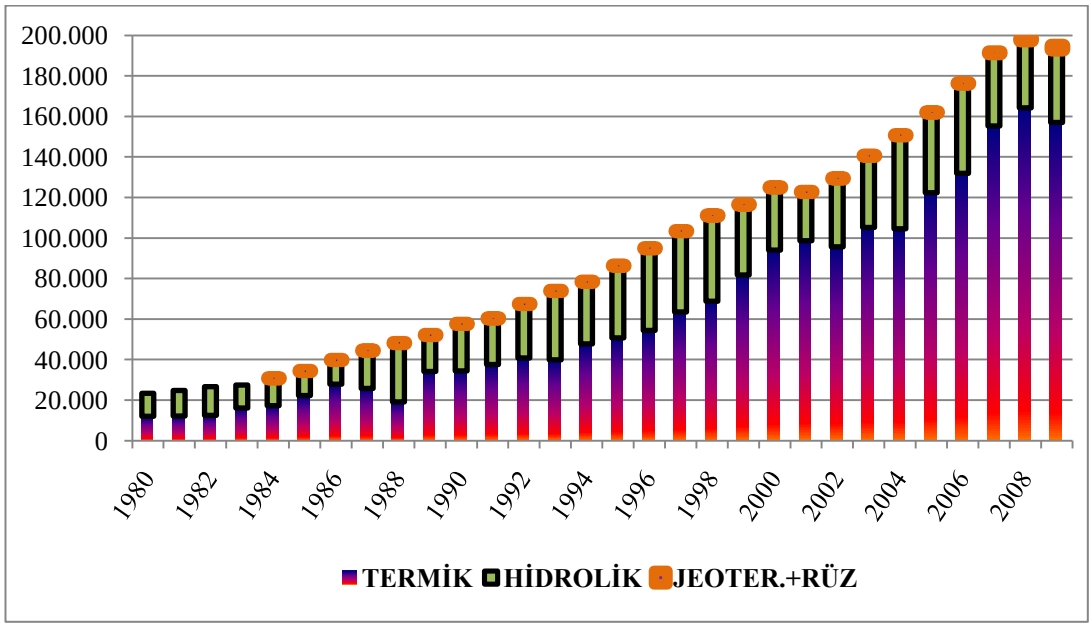
Kaynak: TEİAŞ

Tablo 2-2'de görüldüğü gibi, 30 yıllık dönemde talepteki duruma benzer şekilde üretimde de kriz yılları haricinde sürekli bir artış yaşanmıştır.[11]

[11] TEİAŞ tarafından açıklanan son veriler ışığında, 2010 yılı elektrik tüketimi ise 2009 yılına göre % 8 artarak 210.195 GWh olarak gerçekleşmiştir.

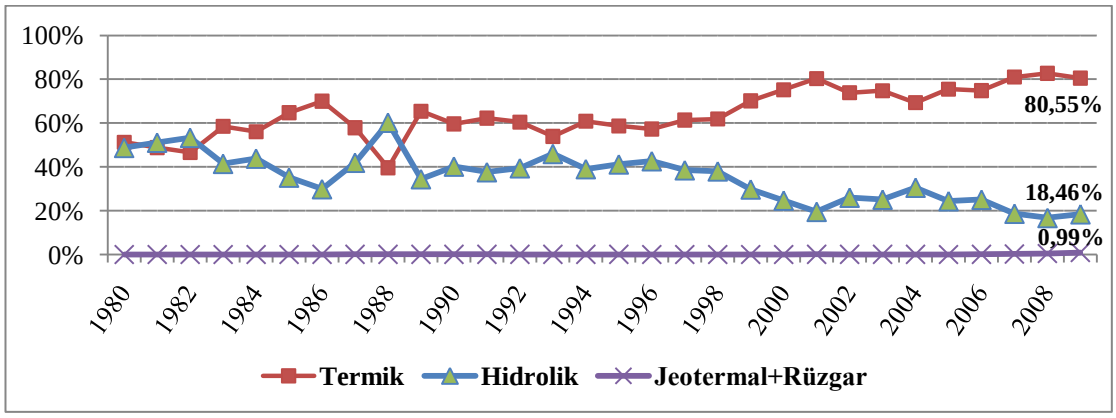
Yıllar itibarıyla üretim miktarlarını ve değişim oranlarını verdikten sonra üretimin hangi santrallerden yapıldığı Şekil 2-5 ve Şekil 2-6 yardımıyla açıklanacaktır. Şekil 2-5 ve Şekil 2-6 beraber incelendiğinde çıkarılacak en belirgin sonuç, elektrik üretiminde termik santrallerin ağırlığıdır. Ayrıca bir sonraki alt bölümde inceleneceği üzere, kurulu güç içerisinde termik santrallerin oranı % 65 olmasına rağmen üretim içerisinde bu oran % 80'e çıkmaktadır. Hidrolik santrallerin ise kurulu güç içerisindeki payı % 32 olmasına karşın üretimdeki payı % 18'dir. Buradan çıkarılacak sonuç, üretim aşamasında termik santrallerin daha fazla kullanıldığıdır. Bunun sebebi, özellikle al ya da öde kapsamında yapılan sözleşmelerdir. Zira alım garantileri nedeniyle bu sözleşmelere tabi santrallere üretimde öncelik verilmekte ve EÜAŞ santralleri devre dışı bırakılmaktadır.

Şekil 2-5: Yıllar İtibarıyla Santral Türüne Göre Üretim Miktarları (GWh)



Kaynak: TEİAŞ verileri kullanılarak tarafımızdan hazırlanmıştır.

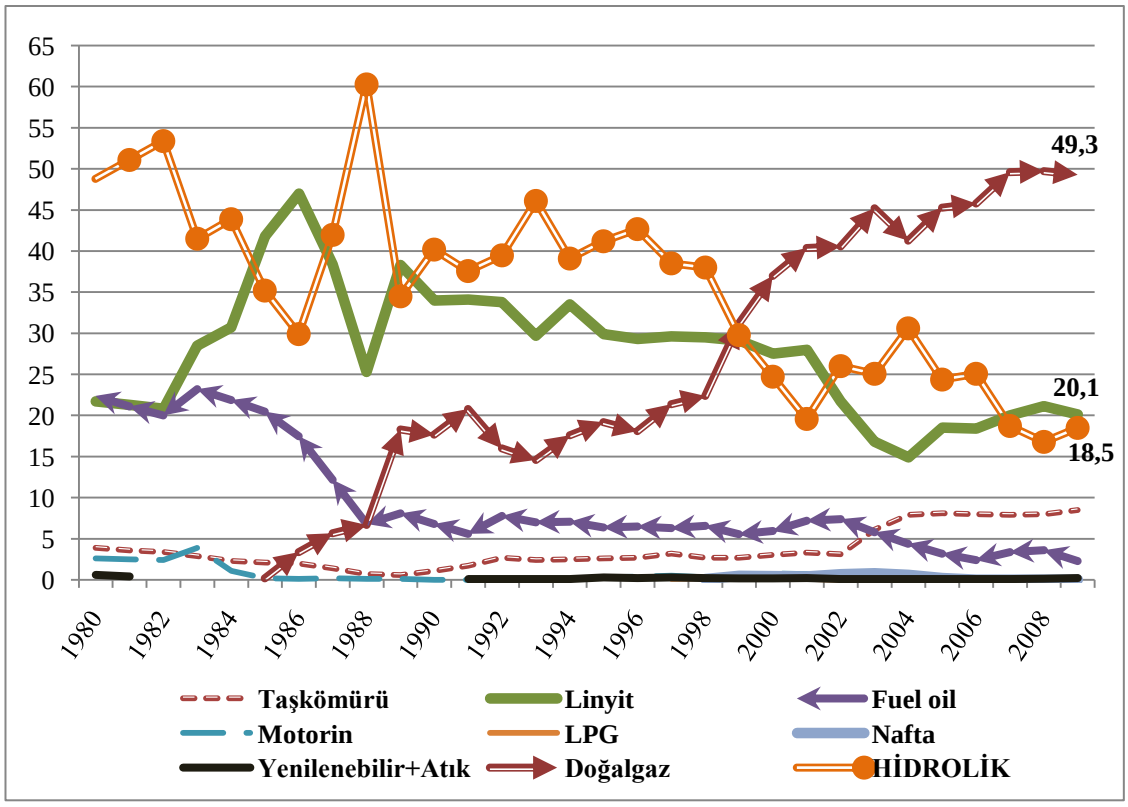
Şekil 2-6: Yıllar İtibarıyla Santral Türlerinin Üretim İçindeki Payları (%)



Kaynak: TEİAŞ verileri kullanılarak tarafımızdan hazırlanmıştır.

Elektrik üretimini kaynak bazında incelemek amacıyla Şekil 2-7'de brüt elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı verilmiştir.

Şekil 2-7: Yıllar İtibarıyla Brüt Elektrik Üretiminin Kaynaklara Göre Dağılımı (%)

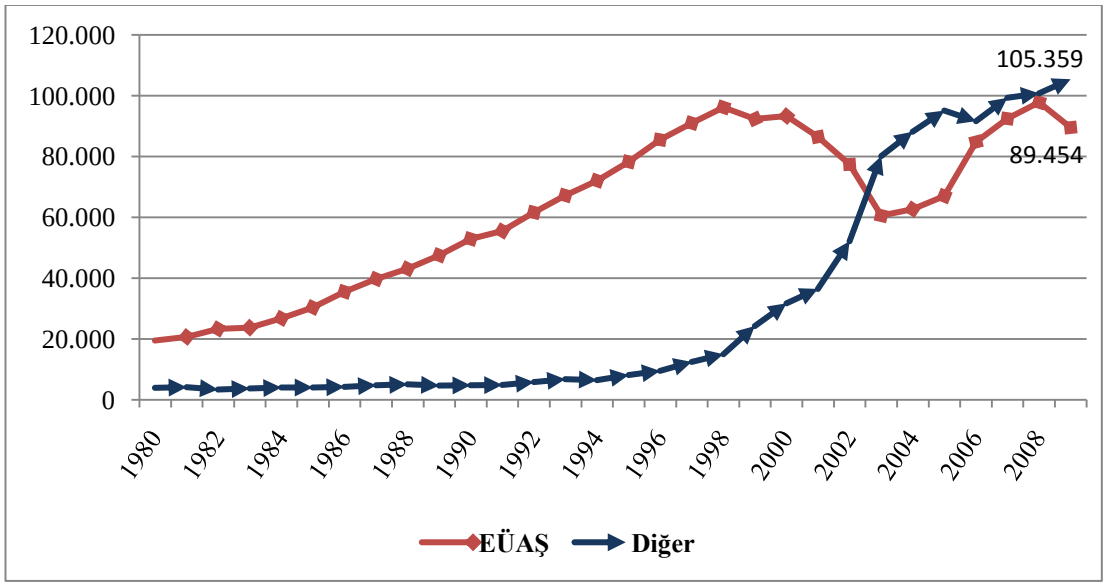


Kaynak: TEİAŞ verileri kullanılarak tarafımızdan hazırlanmıştır.

Şekil 2-7 incelendiğinde 2009 yılında elektrik üretiminde doğal gazın % 49,3'lük oranla ilk sırada yer aldığı görülmektedir. Ayrıca doğal gazın üretim içinde artan bir trend izlediği de göze çarpmakta olup neredeyse tamamı ithal edilen bu ürünün elektrik üretiminde bu kadar yüksek oranda kullanılması ülke çıkarları ve arz güvenliği açısından son derece sakıncalıdır. Tam tersine yerli hidrolik kaynakların üretimde kullanılma oranının ise yıllar itibarıyla azaldığı görülmektedir. Bu iki kaynakla beraber üretimde en çok kullanılan yakıt türü linyit olup son yıllarda kullanımı artış trendine girmiştir.

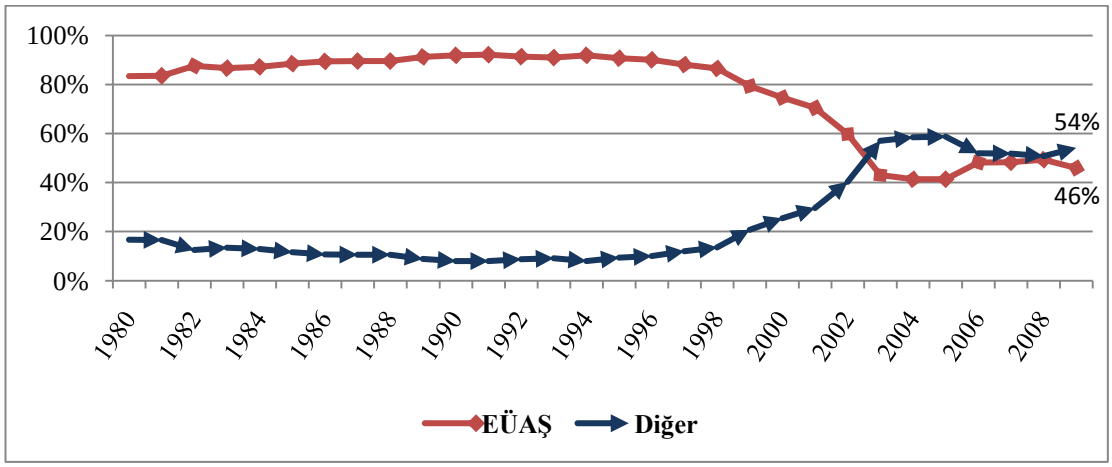
Şekil 2-8'de ve Şekil 2-9'da ise yıllara göre kuruluşların elektrik üretim miktarları ve üretim içindeki payları verilmiştir.

Şekil 2-8: Yıllar İtibarıyla Kuruluşlara Göre Elektrik Üretim Miktarları (GWh)



Kaynak: TEİAŞ verileri kullanılarak tarafımızdan hazırlanmıştır.

Şekil 2-9: Yıllar İtibarıyla Kuruluşlara Göre Elektrik Üretim Oranları (%)



Kaynak: TEİAŞ verileri kullanılarak tarafımızdan hazırlanmıştır.

Şekil 2-8'de ve Şekil 2-9'da görüldüğü gibi 2008 yılında Türkiye elektrik üretiminin % 49'u EÜAŞ ve bağlı ortaklıkları tarafından gerçekleştirilmiştir. 2009 yılında ise EÜAŞ'ın üretimdeki payı bir miktar azalarak % 46'ya düşmüştür. 2009 yılı sonu itibarıyla 194.063 GWh olarak gerçekleşen Türkiye elektrik üretimi miktarının 89.453 GWh'i EÜAŞ tarafından gerçekleştirilmiştir.

2.4.2.3 Kurulu Güç

Kurulu güç; bir elektrik üretim tesisinin birim zamanda üretebileceği enerji miktarı olup Watt ve bin katları (kW: KiloWatt, MW: MegaWatt, GW: GigaWatt, TW: TerraWatt) cinsinden ifade edilmektedir. Aşağıdaki Tablo 2-3'te Türkiye'nin 1980-2009 yılları arasındaki santral türüne göre kurulu güç gelişimi yer almaktadır.

Tablo 2-3'e göre kurulu güç 1980-2009 döneminde yıllık ortalama % 7,7 oranında artmıştır. Kurulu güçteki değişim oranlarına on yıllık dönemler halinde bakıldığında, 1980-1989 döneminde % 12,2, 1990-1999 döneminde % 5,2 ve 2000-2009 döneminde ise % 5,6 artış gerçekleştiği görülmektedir. 2000'li yılların başındaki

yüksek artış oranlarının sebebi al ya da öde çerçevesinde imzalanan Yİ ve YİD santrallerinin devreye girmesidir.[12]

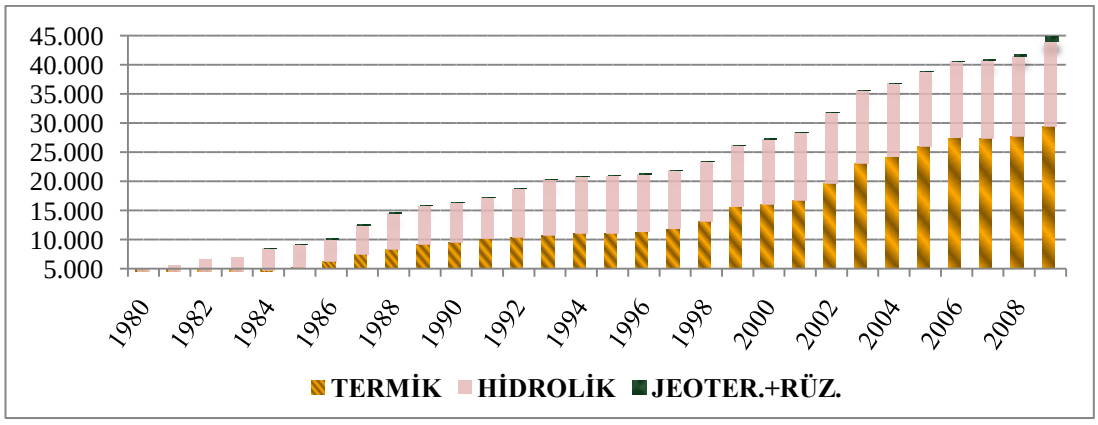
Tablo 2-3: Yıllar İtibarıyla Kurulu Güç Miktarları ve Değişim Oranları

Yıl	Kurulu Güç (MW)	Değişim (%)	Yıl	Kurulu Güç (MW)	Değişim (%)	Yıl	Kurulu Güç (MW)	Değişim (%)
1980	5.119	0,0	**1990**	16.318	3,2	**2000**	27.264	4,4
1981	5.538	8,2	**1991**	17.209	5,5	**2001**	28.332	3,9
1982	6.639	19,9	**1992**	18.716	8,8	**2002**	31.846	12,4
1983	6.935	4,5	**1993**	20.338	8,7	**2003**	35.587	11,7
1984	8.462	22,0	**1994**	20.860	2,6	**2004**	36.824	3,5
1985	9.122	7,8	**1995**	20.954	0,5	**2005**	38.844	5,5
1986	10.115	10,9	**1996**	21.249	1,4	**2006**	40.565	4,4
1987	12.495	23,5	**1997**	21.892	3,0	**2007**	40.836	0,7
1988	14.521	16,2	**1998**	23.354	6,7	**2008**	41.817	2,4
1989	15.808	8,9	**1999**	26.119	11,8	**2009**	44.761	7,0

Kaynak: TEİAŞ

Kurulu güce santrallerin katkıları miktarsal olarak Şekil 2-10'da ve oransal olarak Şekil 2-11'de yer almaktadır.

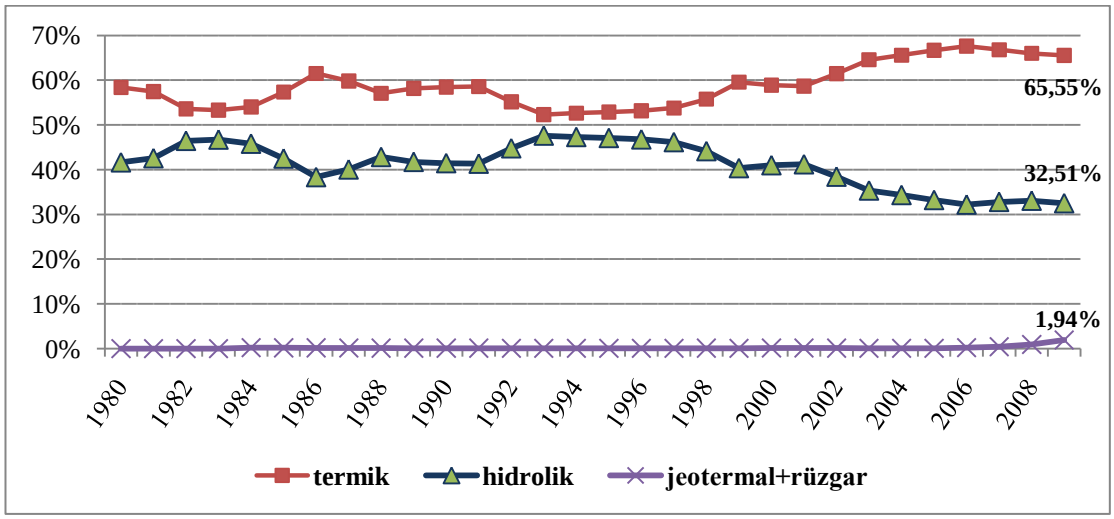
Şekil 2-10: Yıllar İtibarıyla Santral Türlerinin Kurulu Güç Gelişimi (MW)



Kaynak: TEİAŞ verileri kullanılarak tarafımızdan hazırlanmıştır.

[12] TEİAŞ tarafından açıklanan son veriler ışığında, 2010 yılı elektrik enerjisi kurulu gücü 2009 yılına göre % 10,7 artarak 49.562 MW olarak gerçekleşmiştir.

Şekil 2-11: Yıllar İtibarıyla Santral Türlerinin Kurulu Güç İçindeki Payları (%)

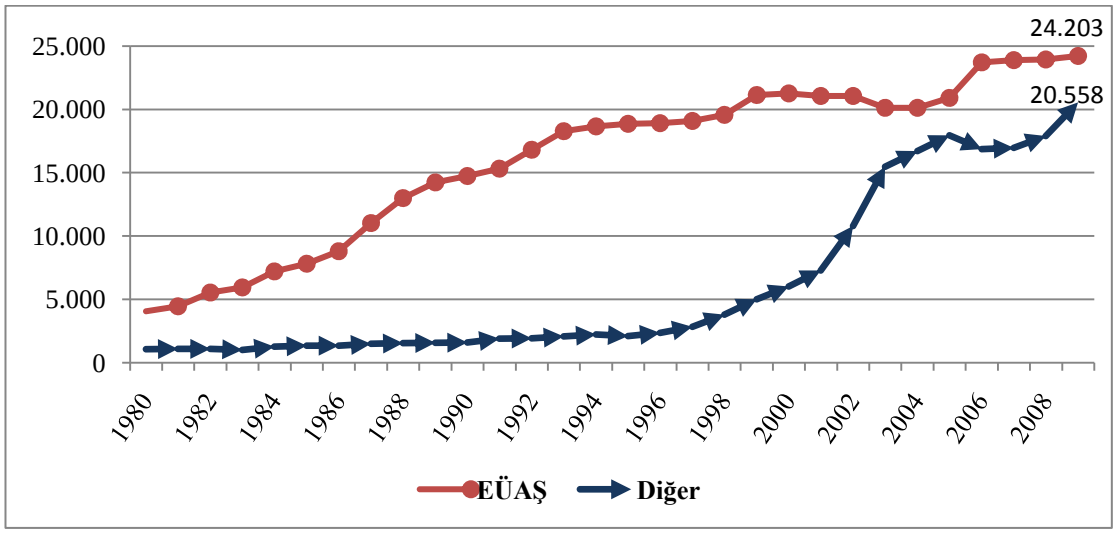


Kaynak: TEİAŞ verileri kullanılarak tarafımızdan hazırlanmıştır.

Şekil 2-10 ve Şekil 2-11 beraber incelendiğinde kurulu gücün santral türüne göre dağılımında termik santrallerin % 65'lik oranla ilk sırada olduğu göze çarpmaktadır. Bu termik santrallerin % 50'sinde yakıt olarak doğal gaz kullanılmaktadır. Hidrolik enerji kurulu gücünde ise özellikle 2000'li yıllardan itibaren bir düşüş görülmektedir. Dikkat çeken bir diğer nokta da termik kaynaklarla hidrolik kaynaklar arasındaki makasın son yıllarda giderek açılmasıdır. Öte yandan rüzgar ve jeotermal gibi yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı ise oldukça sınırlı düzeyde kalmıştır. Ancak önümüzdeki yıllarda özellikle de küresel ısınmanın ve karbon salımının azaltılması politikası çerçevesinde yenilenebilir enerji kaynaklarına daha fazla yatırım yapılması ve söz konusu kaynakların elektrik üretiminde daha fazla kullanılması beklenmektedir.

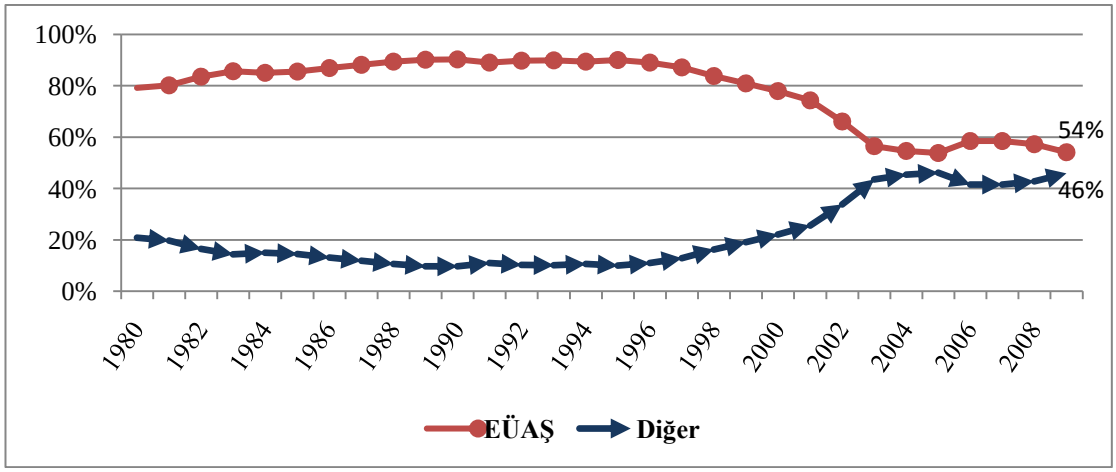
Aşağıdaki Şekil 2-12'de ve Şekil 2-13'te ise sırasıyla yıllara göre kuruluşların elektrik enerjisi kurulu güç üretim miktarları ve toplam kurulu güç içindeki payları yer almaktadır.

Şekil 2-12: Yıllar İtibarıyla Kuruluşlara Göre Kurulu Güç Miktarları (MW)



Kaynak: TEİAŞ verileri kullanılarak tarafımızdan hazırlanmıştır.

Şekil 2-13: Yıllar İtibarıyla Kuruluşlara Göre Kurulu Güç Oranları (%)



Kaynak: TEİAŞ verileri kullanılarak tarafımızdan hazırlanmıştır.

Kurulu güçte kamu şirketi olan EÜAŞ'ın hakimiyeti devam etmektedir. EÜAŞ ve bağlı ortaklıkları toplam kurulu gücün % 50'den fazlasına sahiptir. Ancak yıllar itibarıyla EÜAŞ'ın payı azalmaktadır. Bunun sebebi, EÜAŞ'ın 4628 sayılı kanundan sonra üretim yatırımında bulunmaması sebebiyle kurulu gücündeki artış hızının çok yavaşlaması ve otoprodüktörlerin ve özel üretim şirketlerinin kurulu güçlerinin ise hızla artmasıdır.

2.4.2.4 Piyasa Açıklığı

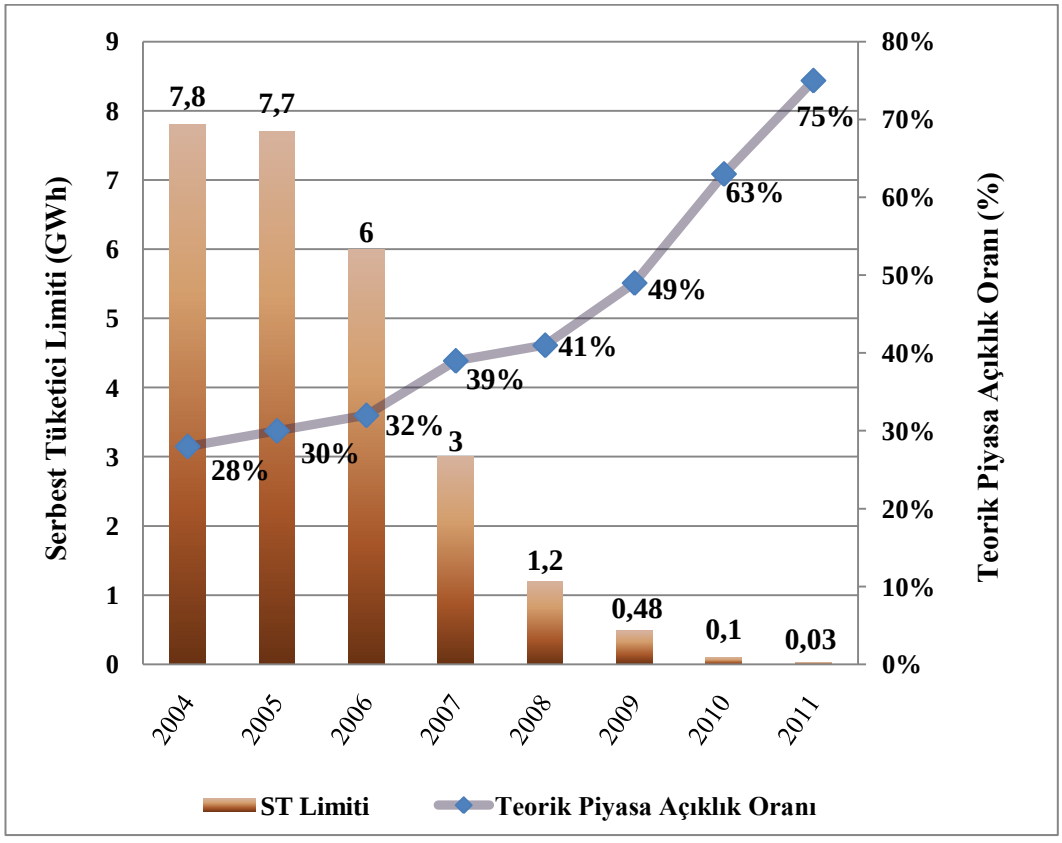
Rekabete dayalı bir piyasa modelinin öngörülen hedeflere ulaşmasında arz tarafında olduğu kadar talep tarafında da gereken serbestleşmenin sağlanması önem taşımaktadır. Türkiye'de yürürlüğe giren elektrik piyasası reformlarının amaçlarından birisi de tüm tüketicilerin kendi tedarikçilerini seçebilmelerini yani "serbest tüketici" olmalarını sağlamaktır. Dolayısıyla, her bir tüketici yapacağı ikili anlaşmalarla kendi tedarikçisini seçme hakkına sahip olacak ve tedarikçiler arasında rekabet oluşması sağlanacaktır. Bu kapsamda, bu alt bölümde kullanılacak olan teorik piyasa açıklık oranı tedarikçisini seçme özgürlüğüne sahip olan tüketicilerin tüketiminin toplam tüketim içerisindeki payını göstermektedir. Fiili piyasa açıklık oranı ise, piyasada doğrudan bir tedarikçiden elektrik temin eden serbest tüketicilerin tükettikleri enerjinin toplam enerjiye oranıdır. Serbest tüketiciler, EPDK tarafından belirlenen elektrik enerjisi miktarından daha fazla tüketimde bulunması veya iletim sistemine doğrudan bağlı olması nedeniyle tedarikçisini seçme özgürlüğüne sahip gerçek veya tüzel kişilerdir.

Serbest tüketiciler ikili anlaşmalar yoluyla tedarikçisinden enerji temin ederken serbest olmayan tüketiciler ise düzenlemeye tabi olan perakende satış tarifeleri üzerinden kendi bölgelerindeki dağıtım şirketinden elektrik enerjisi temin etmektedir.

Elektrik piyasasında öngörülen model ikili anlaşmalara dayanmaktadır. Bu modelde elektrik üretim, toptan satış ve perakende satış segmentlerinde tedarikçi sayısının artırılıp, rekabet içerisinde ikili anlaşmalar yapılması öngörülmektedir. Bu sistem içerisinde serbest tüketicilerin tedarikçilerini karşılıklı anlaşmalar sonucunda, istediği fiyat ve koşullarda seçebilme imkanı vardır.

Serbest tüketici limiti her yıl Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu tarafından belirlenmektedir. Serbest tüketici limitini indirme süreci, 2004 yılında 9 milyon kWh'lik limitin 7,8 milyon kWh'e indirilmesi ile başlatılmış ve her yıl sırasıyla 7,7 milyon kWh, 6 milyon kWh, 3 milyon kWh, 1,2 milyon kWh, 480 bin kWh, 100 bin kWh olarak belirlenmiştir. Böylece, 2010 yılında teorik piyasa açıklık oranı yaklaşık % 63'e ulaşmıştır. 2011 yılı için ise EPDK Kurul Kararı'yla serbest tüketici limiti 30 bin kwh'e düşürülmüş ve teorik piyasa açıklık oranı % 75'e çıkmıştır. Bu bağlamda sadece büyük sanayici ve işletmeler değil, küçük ve orta ölçekli işletmeler de elektrik tedarikçilerini seçme özgürlüğüne erişmiştir. 2004-2011 yıllarına ilişkin teorik piyasa açıklık oranları ve serbest tüketici limitleri Şekil 2-14'te yer almaktadır.

Şekil 2-14: Yıllar İtibarıyla Teorik Piyasa Açıklık Oranı ve Serbest Tüketici Limiti



2009 yılında Yüksek Planlama Kurulu Kararı ile kabul edilen "Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi"nde de öngörüldüğü şekilde, elektrik enerjisi piyasasında talep tarafında piyasa açıklık oranının artırılabilmesi amacıyla, serbest tüketici limiti düzenli olarak indirilmeye devam edilecek ve 2011 yılı sonuna kadar meskenler hariç tüm tüketicilerin, 2015 yılına kadar ise tüm tüketicilerin serbest tüketici olmalarının sağlanması hedeflenmektedir.

Mevzuat düzenlemeleriyle piyasa açıklık hedefleri zaman içinde artmaktadır. Ancak fiiliyatta piyasa açıklık oranının artmasının önünde birçok engel bulunmakta, bu da aslında piyasanın serbestleşmesini engellemektedir. Öncelikle, fiyatları ve miktarları uzun vadeli olarak önceden saptanan Yİ, YİD ve İHD sözleşmeleri ikili anlaşma olarak nitelendirilemez. Tam aksine, bu tür al ya da öde tarzı sözleşmeler serbest piyasanın önündeki en büyük engellerden birisidir. Bir diğer engel ise zamanında elektrik üretim maliyetlerinin doğal gaz ve petrol fiyatlarının artışına bağlı olarak aşırı derecede artmasına rağmen, elektrik fiyatlarının uzun süre hiç artırılmamasıdır. Elektriğin, olması gereken fiyatın altında satılması ilk bakışta belki tüketiciler için olumlu bir durum olarak algılanabilir. Ancak, bunun rekabete dayalı serbest piyasa yapısına olumsuz etkileri olmuştur. Şöyle ki; otoprodüktörler ve serbest üretim şirketleri daha ziyade doğal gaza ve ithal kömüre dayalı santraller kurarak elektrik üretmektedir. Dolayısıyla elektrik üretim maliyetlerini bire bir satış fiyatlarına yansıtmaları gerekmektedir. Öte yandan, kamu toptan satış şirketi olan TETAŞ'ın doğal gazdan elde edilen elektriğin fiyatını hidroelektrik ve kömür santrallerinden elde edilen elektrikle yumuşatabilme ve daha ucuz bir fiyatla piyasaya sunabilme gibi önemli bir avantajı vardır. Dolayısıyla TEDAŞ da TETAŞ'tan elektriği ucuza alabilmektedir. Bu piyasa mekanizmasında özel sektör üreticileri ürettiği pahalı

elektriği DUY'a satıp TEDAŞ'tan ucuz elektriği almaktadır. Bu kar mekanizması doğal olarak ikili anlaşmaların gelişmesini engellemektedir. Yani elektriğe zam yapmamanın piyasaya böyle bir olumsuz etkisi olmuştur. Sonuçta rekabete dayalı serbest piyasa modelinin belkemiği olan İkili Anlaşma Modeli önemli oranda zarar görmüştür (Sevaioğlu, 2009).

2.4.2.5 Kapasite Projeksiyonu ve Arz Güvenliği

Piyasa faaliyetlerinde karar verme sürecinin temelini talep tahmini oluşturmaktadır. Öngörüde bulunmak ve geleceğe yönelik talep tahminleri yapmak belirsizlik kısıtını içermektedir. Bu bakımdan, sağlıklı politikaların geliştirilebilmesi için modellerin güvenilir sonuçlar üretmesi hayati önem taşımaktadır.

Bilindiği üzere elektrik enerjisi, tüketimine ihtiyaç duyulduğu anda üretilmesi gereken bir ürün olup günümüzde toplumsal refahın artırılması için artık yaşamın vazgeçilmez bir unsurudur. Öte yandan, elektrik üretim tesisleri yapımı uzun süren ve oldukça pahalı yatırımlardır. Bu nedenlerden dolayı, elektrik enerjisi üretim yatırımlarının gerektiği kadar ve zamanında gerçekleştirilmesi oldukça önemlidir. İhtiyaç duyulduğu kadar yapılması gerektiği gibi pahalı olduğu için atıl kapasite kalacak şekilde yatırım yapılmamalıdır (Deloitte, 2010).

Türkiye elektrik enerjisi sektörü, 2008 ve 2009 yıllarında etkisi hissedilen global ekonomik krizin etkisiyle kısa vadede ivme kaybetmiş olsa da önemli bir büyüme süreci içerisindedir.

Orta ve uzun vadede gelişmişliğin bir göstergesi olan kişi başına düşen Gayri Safi Yurt İçi Hasıla (GSYİH) ile kişi başına düşen elektrik enerjisi tüketimi

incelendiğinde aralarında çok sıkı bir ilişki olduğu göze çarpmaktadır. 1980'lerde ortalama 2100 dolar olan kişi başına GSYİH'ye karşın kişi başına 750 kWh elektrik enerjisi tüketilirken 1990'larda hem kişi başına düşen GSYİH hem de kişi başına tüketilen elektrik enerjisi iki katına çıkmış ve 2000'li yıllarda ortalama 6350 dolar olan kişi başına GSYİH'ye karşın kişi başına 2300 kWh elektrik enerjisi tüketilmiştir. Etkileri giderek azalan global ekonomik krizin ardından ekonomik büyümenin tekrar ivme kazanması ile birlikte artan nüfus ve şehirleşme nedeniyle bu rakamların daha da yükselmesi beklenmektedir (Deloitte, 2010).

TEİAŞ her yıl "Türkiye Elektrik Sistemi Üretim Planlama Çalışması" ile elektrik enerjisi üretim sisteminin gelişim analizini yapmaktadır. Bu kapsamda, TEİAŞ'ın Ekim 2010'da hazırlamış olduğu 2010-2019 dönemini kapsayan Üretim Kapasite Projeksiyon çalışmasına göre, toplam talebin, baz senaryoda 2019 yılına kadar % 6,7'lik yıllık bileşik büyüme oranıyla yaklaşık 367.348 GWh'e, yüksek senaryoda ise % 7,5'lik yıllık bileşik büyüme oranıyla yaklaşık 389.980 GWh'e ulaşması öngörülmektedir. Raporda 2019 yılında puant talebin yüksek talep senaryosuna göre 60.022 MW'a ve düşük talep senaryosuna göre ise 56.539 MW'a ulaşması öngörülmektedir (TEİAŞ, 2010).[13]

Bu çalışmaya mevcut kapasitenin, özellikle kamu elindeki termik santrallerin yaşlanmalarından kaynaklanan kurulu güç düşüşleri yansıtılmamıştır. Ancak üretim özelleştirmelerinin hız kazandığı son dönemde, kamu santrallerini devralan yatırımcıların gerekli rehabilitasyon çalışmalarını hayata geçirecekleri (özellikle

[13] Yüksek talep senaryosu detaylarına Ekte Tablo 8'den, düşük talep senaryosu detaylarına ise Ekte Tablo 9'dan ulaşılabilir.

verim ve emre amadelik artırıcı çalışmalar), bunun yanı sıra özelleşen santrallere ilave kapasite yatırımlarının yapılabileceği düşünüldüğünde yaş sebebiyle devre dışı kalacak kapasite göz ardı edilebilir. Ayrıca talep tahminleri brüt talep olup iletim ve dağıtım hatlarındaki kayıp kaçaklar ve santrallerin iç ihtiyaçları dahildir.

Senaryo 1'e göre; 2010-2019 döneminde 3.476 MW'ı inşa halindeki kamu ve 13.763 MW'ı inşa halindeki özel sektör santralleri ile toplam 17.239 MW ilave kapasitenin sisteme dahil olması ile kurulu güç 61.700 MW'a ulaşmaktadır. Senaryo 2'ye göre ise 2010-2019 döneminde 3.476 MW'ı inşa halindeki kamu ve 12.125 MW'ı inşa halindeki özel sektör santralleri ile toplam 15.601 MW ilave kapasitenin sisteme dahil olmasıyla kurulu güç 60.062 MW'a ulaşmaktadır.

Sistem güvenilirliği açısından enerji yedeği oranları oldukça önemlidir. Beklenen talep artışının gerçekleşmesi durumunda mevcut, inşaatı devam eden ve lisans alıp çalışma dönemi içinde işletmeye girmesi beklenen kapasite dikkate alındığında:

- Senaryo 1 sonuçlarında proje üretim kapasitesine ve yüksek talep serisine göre 2018 yılında ve düşük talep serisine göre ise 2019 yılında,
- Senaryo 1 sonuçlarında güvenilir üretim kapasitesine ve yüksek talep serisine göre 2016 yılında ve düşük talep serisine göre ise 2017 yılında,
- Senaryo 2 sonuçlarında proje üretim kapasitesine ve hem yüksek hem de düşük talep serilerine göre 2018 yılında,
- Senaryo 2 sonuçlarında güvenilir üretim kapasitesine ve hem yüksek hem de düşük talep serilerine göre 2016 yılında enerji açığı beklenmektedir.

TEİAŞ'ın çalışmasında, sisteme bağlı mevcut ve inşası devam eden kamu ve özel sektör üretim tesislerinin proje (normal şartlarda) ve güvenilir (herhangi bir terslik olması durumunda, örneğin hidrolik santraller için kuraklık) üretim kapasiteleri kadar üretim yapacakları, yakıt temininde bir sıkıntı olmayacağı, hidrolojik koşullara bağlı olarak hidrolik santrallerin üretimlerinin tahmin edildiği gibi gerçekleşeceği, lisans almış ve inşası devam eden üretim tesislerinin öngörülen tarihlerde işletmeye girecekleri dikkate alınarak denge hesapları yapılmış ve yukarıda açıklanan talebin karşılanamayabileceği yıllar hesaplanmıştır. Bu nedenle kapasite projeksiyon çalışmasında belirtilen kabullerden herhangi birinin farklı gerçekleşmesi çalışmada hesaplanan sonuçları etkileyecek ve bu durumda talebin karşılanamayacağı yılların değişeceği vurgulanmıştır.

Yukarıda bahsi geçen TEİAŞ'ın projeksiyon çalışmasının genel bir değerlendirmesini yapmakta fayda vardır. Türkiye'nin resmi enerji talep projeksiyonlarında sıklıkla MAED modelinin (Model for Analysis of Energy Demand) kullanıldığı görülmektedir. Bu model Uluslararası Atom Enerjisi Ajansı[14] tarafından geliştirilerek ülkelerin kullanımına sunulmuş olup Türkiye'de de 1984 yılından beri kullanılmaktadır. Model; ülkenin sosyal, ekonomik ve teknolojik sistemini detaylı olarak inceleyip bunların orta ve uzun dönemli enerji talebi üzerindeki etkilerini analiz etmektedir (Selçuk, 2010: 99).

Ancak MAED modeline getirilen çeşitli eleştiriler de vardır. En temel problem, MAED'in öngördüğü değerler ile gerçekleşen değerler arasındaki farklılıklardır. Buna göre; yapılan projeksiyon çalışmalarının tamamında, gerçekleşen değerler

[14] International Atomic Energy Agency (IAEA)

öngörülen değerlerden düşük çıkmıştır. Özellikle uzun dönemli projeksiyonların sonuçları kısa dönemli tahminlere nispeten daha da sapmalıdır. Bu noktadaki esas sorun, özellikle DPT'den alınan geleceğe yönelik bazı değerlerin (özellikle de GSYİH artış değerlerinin) "tahmin"den ziyade "hedef " olmasından ve bu hedeflerin çoğu zaman tutturulamamasından kaynaklanmaktadır (Selçuk, 2010: 99). Bu çerçevede, daha gerçekçi tahminler elde etmek için hem DPT'nin gerçekçi ekonomik büyüme tahmin serilerini sağlamasında hem de alternatif senaryo çalışmaları için uluslararası finans ve ekonomi kuruluşlarının (IMF[15], Dünya Bankası, OECD[16] vb.) Türkiye'ye ilişkin tahminlerinin dikkate alınmasında fayda vardır (Keleş, 2005).

2010-2019 kapasite projeksiyonu çalışması özelinde ve şimdiye kadar yapılan kapasite projeksiyonları genelinde, talep tahmin çalışmalarının fazlasıyla iyimser sonuçlar üretmesi neticesinde, elektrik üretimi alanında ciddi miktarda atıl kapasite oluşmuştur. Özellikle, iyimser talep senaryoları esas alınarak hayata geçirilen alım garantili Yİ, YİD ve İHD sözleşmeleri nedeniyle piyasada en büyük üretim kapasitesine sahip kamuya ait santrallerin üretimlerinin düşürülmesi zorunlu hale gelmiştir. Yİ ve YİD santralleri herhangi bir talep esnekliği bulunmaksızın tam kapasiteyle çalışırken düşük maliyetli kamu santrallerinin kapasite kullanım oranlarının giderek düşmesi, toptan ve perakende elektrik fiyatlarının yükselmesine neden olmakta ve yerli sanayinin uluslararası alandaki rekabet gücünü sekteye uğratmaktadır. Sonuç olarak, yüksek miktarda arz kapasitesi fazlası bulunmasına rağmen, elektrik fiyatlarının pahalılığı ve elektrik arz hizmetlerinin düşük kalitede olması kaçınılmaz olmuştur. Öte yandan, yüksek tahmin edilen talebi kısa sürede

[15] International Monetary Fund.

[16] Organisation for Economic Co-operation and Development.

karşılayabilmek için planlanan tesislerin önemli bir kısmının ithal kaynaklara (özellikle doğal gaz) dayalı üretim yapması öngörülmüştür. Bu bağlamda, geçmişte talebin yüksek öngörülmüş olması ve önemli kararların buna dayandırılmış olması; atıl kapasite sorunu yaşanması ve koşullu yükümlülükler nedeniyle Hazine üzerindeki risklerin artmasının yanı sıra birincil kaynaklar açısından dışa bağımlılığın artmasına ve Türkiye'nin dış ekonomik şoklara daha açık bir hale gelmesine neden olmaktadır. Ayrıca yüksek tahmin edilen talebin karşılanabilmesi amacıyla gerek kamu gerekse özel sektör tarafından üretim yatırımlarına ağırlık verilmiş sektörün iletim ve dağıtım kısımlarında gereken yatırımlar gerçekleştirilememiştir. İletim ve dağıtım tesislerinde sıkça yaşanan arızalar elektriğin kaliteli bir biçimde sunulamamasının ve yüksek enerji kayıp oranlarının temel sebebi olmuştur.

Neticede, benzer hataların gelecekte tekrarlanmaması için; rekabetçi piyasa yapısına uygun ve küresel gelişmelere uyum sağlamaya elverişli çağdaş tahmin yöntemlerinin kullanılmasının teşvik edilmesi, ulusal tahminlerin üretiminde ve bunlara dayalı stratejilerin belirlenmesinde ise şeffaflık ve hesap verebilirliğin sağlanması gerektiği düşünülmektedir.

Kapasite projeksiyonundan sonra **arz güvenliği** konusuna da değinmekte fayda görülmektedir. Türkiye elektrik sektörünün temel sorunu, birincil yakıtlarda yüksek oranda dışa bağımlılık ve bu bağımlılığın sonucunda üstlenilmek zorunda kalınan ağır dış ödeme yükümlülüğüdür (Sevaioğlu, 2009). Özellikle doğal gazda dışa bağımlılığın görece yüksekliğine rağmen tedarik imkanları, düşük kuruluş maliyeti

ve bilhassa yenilenebilir enerji kaynaklarına göre yüksek kapasite faktörü gibi sebeplerle, doğal gaz yakıtlı santrallerin hala tercih edildiği görülmektedir.

Türkiye'nin elektrik enerjisi perspektifini olumsuz yönde etkileyen en önemli faktör, % 8'ler düzeyindeki başka hiçbir Avrupa ülkesinde görülmeyecek kadar yüksek olan yıllık elektrik talep artışıdır. Bu talep artışı, henüz kalkınmasını tamamlayamamış Türkiye için son derece ciddi bir yatırım yükü getirmektedir. Krizin etkisiyle talepte yaşanan daralma, yaşanması muhtemel arz güvenliği sorununu ötelemekle birlikte, kısa, orta ve uzun vadede yatırım ortamının iyileştirilmesi ve elektrik enerjisi sektöründe rekabeti sağlayan iyi düzenlenmiş ve etkin işleyen bir elektrik piyasası oluşturulmasına yönelik çalışma ve uygulamaların hızlandırılması için önemli bir fırsat doğurmuştur. 2009'un son aylarında ve 2010'un ilk çeyreğinde kriz etkilerinin azalmasıyla birlikte talebin yeniden artış trendine geçmiş olması, arz güvenliği konusunun orta vadede yeniden gündeme gelmesine sebep olmuştur.

Tablo 2-4: Bazı Ülkelerin 2005-2008 Dönemi Talep Değişim Oranları (%)

Ülke	Değişim (%)	Ülke	Değişim (%)
AVUSTRALYA	1,10	MEKSİKA	4,11
BELÇİKA	0,87	HOLLANDA	1,34
KANADA	0,61	NORVEÇ	0,60
FRANSA	0,86	POLONYA	3,40
ALMANYA	0,32	İSPANYA	3,06
YUNANİSTAN	3,39	İNGİLTERE	-0,44
İTALYA	0,99	ABD	0,81
JAPONYA	-0,63	**TÜRKİYE**	**7,55**
KORE	4,66	**OECD**	**1,05**
İSVİÇRE	0,81	**DÜNYA**	**3,72**

Kaynak: IEA Statistics, Electricity Information 2010

Tablo 2-4'ten görüleceği gibi, 2005-2008 döneminde Türkiye'nin ortalama yıllık elektrik talep değişimi % 7,55 olarak gerçekleşmiştir. Aynı dönemde OECD ortalaması % 1,05 iken dünya ortalaması ise % 3,72 olarak gerçekleşmiştir.

Yukarıda da değinildiği gibi önemli oranda artması beklenen elektrik enerjisi talebinin karşılanması için hangi tür enerji kaynaklarının kullanılacağı önemli bir sorudur. Uzun dönemde talebin karşılanmasında yerli enerji kaynaklarının yetersizliği nedeniyle ithal enerji kaynaklarının yerli kaynaklarla birlikte dengeli bir şekilde kullanılması gerekmektedir. Arz güvenliği açısından ithal kaynakların çeşitliliği, aynı kaynak için ülke çeşitliliği ve ithal edilen enerji kaynağı miktarının kontrol edilebilir seviyelerde tutulması son derece önemlidir. Özellikle yatırım kararlarının özel sektör tarafından verildiği bir piyasa yapısında ülke elektrik talebinin güvenilir bir yedekle karşılanması için gerekli üretimin birincil kaynak dağılım politikaları açısından uygunluğunun takip edilmesi arz güvenliği açısından son derece önemlidir. Ayrıca lisans almak için başvuruda bulunan üretim tesislerinin inşaat süreleri de dikkate alınarak taahhüt ettikleri tarihte gerçekleşmelerini sağlamak için gerekli önlemlerin alınması yine arz güvenliği açısından önem arz etmektedir.

Arz güvenliği konusunda değinilmesi gereken bir diğer nokta ise nükleer enerjidir. Petrol fiyatlarının oldukça değişken olması ve önümüzdeki dönemde de artmasının beklenmesi; rüzgar, güneş, jeotermal gibi yenilenebilir enerji kaynaklarının da ülkeler için gereği çok açık olsa da bunların temel çözümden ziyade artan talebi karşılamaya yönelik marjinal çözümler olması ve üretimlerinin de doğa koşullarına bağlı olması, ülkeler açısından nükleer enerjiyi ön plana çıkarmıştır. Bu bağlamda arz güvenliği açısından Türkiye'nin de nükleer santral yapma kararı alması önemli

bir adım olarak değerlendirilebilir. Ancak nükleer enerji santrallerinin sadece elektrik enerjisi üretimi seçeneği kapsamına sığdırılması ve enerji arz güvenliğinin teminatı gibi sunulması yönündeki değerlendirmeler, ihtiyatla yaklaşılması gereken yorumlardır. Yakıt çeşitliliği açısından çok önemli bir alternatif olsa da, sonuç itibarıyla süreklilik içinde yakıt ithalatına dayalı bir projenin, arz güvenliği ile doğrudan ilişkilendirilmesinin doğru bir yaklaşım olmadığı değerlendirilmektedir. Bunun yerine, ülkemizin hala nükleer teknolojiye sahip ülkeler kategorisine girememiş olmasından hareketle, en az nükleer enerji santrali kurulması kadar önemli olarak bir nükleer enerji programına odaklanılmasının daha sağlıklı ve daha verimli olacağı düşünülmektedir (TÜSİAD, 2008: 112).

2.4.3 Elektrik Piyasası Faaliyetleri

2001 yılında yürürlüğe giren 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu, daha önceki girişimlerden farklı olarak elektrik sektörünü önemli ölçüde serbestleştirmeyi hedeflemiştir. Bu kapsamda, dikey olarak ayrıştırılan üretim ve dağıtım varlıklarının özelleştirilmesi, iletimin ise kamu mülkiyetinde kalması, hem arz hem de talep tarafında serbestleştirmeye gidilmesi öngörülmüştür. Bu alt bölümde Elektrik Piyasası Kanunu ile oluşturulan piyasa yapısındaki piyasa faaliyetleri genel hatlarıyla açıklanmıştır.

2.4.3.1 Üretim

Kamu şirketi olan EÜAŞ ve bağlı ortaklıkları, otoprodüktörler ve özel üretim şirketleri ile 3096 ve 3996 sayılı kanunlar çerçevesinde Yİ, YİD ve İHD modelleri ile işletilen elektrik üretim şirketleri elektrik üretim faaliyetinde bulunmaktadır.

Organize Sanayi Bölgeleri de OSB Üretim lisansı almak kaydıyla elektrik üretim faaliyetinde bulunabilmektedir. Ayrıca özel sektör dağıtım şirketleri üretim lisansı alarak elektrik üretim faaliyetinde bulunabilir. Üretim faaliyetinde bulunacak şirketler her tesis için ayrı lisans almak zorundadır.

Elektrik Üretim Anonim Şirketi, Üretim Kapasite Projeksiyonu uyarınca yeni üretim tesisleri kurabilir, gerektiğinde kiralayabilir ve işletebilir. Devlet Su İşleri bünyesindeki üretim tesislerini devralır, İşletme Hakkı Devri yapılmamış veya özelleştirilmemiş üretim tesislerini işletir veya devreden çıkarır, İşletme Hakkı Devri yapılmış üretim tesislerinin mülkiyetini muhafaza eder.

Özel sektör üretim şirketleri, sahip oldukları veya işletme hakkını devraldıkları üretim tesislerinde elektrik enerjisi üretir ve satarlar.

Otoprodüktörler; kendileri ve/veya ortaklarının ihtiyaçları için üretim yaparlar ve bir takvim yılı içerisinde EPDK Kurul Kararı'yla belirlenen oranı aşmamak kaydıyla üretim fazlalarını rekabet ortamında satabilirler. Bir takvim yılı içinde Kurulca belirlenen orandan daha fazla satış yapmaları halinde üretim lisansı almaları ve özel sektör üretim şirketleri ile aynı şartlara tabi olmaları zorunludur.

OSB'ler, katılımcılarının ihtiyaçlarını karşılamak amacıyla, onaylı sınırlar içerisinde şirket kurma şartı aranmaksızın dağıtım ve/veya üretim faaliyetlerinde bulunur. OSB tüzel kişilikleri, katılımcılarının elektrik ihtiyacını karşılamak amacıyla tüketim miktarına bakılmaksızın serbest tüketici sayılır. OSB katılımcılarından serbest tüketici limitini aşan tüketiciler, OSB'ye dağıtım bedeli ödemek kaydıyla tedarikçisini seçme hakkına sahiptir.

Ayrıca EPDK tarafından gerçekleştirilen düzenlemeyle birlikte, yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı azami 500 kW'lık üretim tesisi ile mikro kojenerasyon tesisi kuran gerçek ve tüzel kişiler, lisans alma ve şirket kurma yükümlülüğünden muaf tutulmuştur. Böylece toplu konutların, hastanelerin, üniversitelerin ve küçük ölçekli sanayi tesislerinin lisans almadan ya da şirket kurmadan rüzgar, güneş gibi yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretmesine izin verilmiştir.

Elektrik üretim sektörünün yapısını verdikten sonra genel bir değerlendirme yapmakta fayda görülmektedir. 4628 sayılı Kanun'a göre bir yatırımcı istediği yerde, istediği kaynakla, istediği kapasitede, istediği zaman, istediği teknolojiyle yatırıma başlayabilmekte ve yatırım koşullara göre gecikebilmektedir. Söz konusu üretim yatırımının yeri, zamanlaması, kapasitenin ihtiyaca yönelik olup olmadığı, kaynağın verimli kullanılıp kullanılmadığı ve maliyet açısından verimli olup olmadığı gibi hususlar detaylı olarak incelenmemektedir (DEKTMK, 2009).

Ayrıca mevcut uygulamada elektrik üretim yatırımlarının tamamının özel sektör şirketleri tarafından yapılması öngörülmektedir. Ancak dünya uygulamalarında, küresel krizin enerji projelerinin finansmanında yarattığı sorunlar dikkate alınmış ve devletin sektörde daha etkin bir rol oynaması veya kamu-özel işbirliği (public-private partnership-PPP) olarak modelleriyle kamunun özel sektörle işbirliği içerisinde ortak yatırımlar gerçekleştirmesi eğilimi ağırlık kazanmıştır (TES-İŞ, 2009).

Mevcut yasal düzenleme ile oluşturulan yaklaşımda yeni üretim yatırımlarının serbest piyasa koşullarında ve tümüyle piyasa katılımcılarının inisiyatifinde gerçekleşmesi, Türkiye gibi yıllık elektrik talebinin kriz dışı olağan koşullarda hızla artmasının beklendiği ülkelerde, pek mantıklı görünmemektedir. Bu yaklaşım ile

gereken yatırımların zamanında gelemeyeceği gibi bazı dönemlerde atıl yatırım yapılması riski de bulunmaktadır. Mevcut yaklaşımın bir an önce değiştirilerek ileriye yönelik elektrik enerjisi ihtiyacı yıllara göre belirlendikten sonra, kaynakların kullanılma politikaları da belirlenerek yıllık kapasite ihtiyacı, kaynak çeşidi ve kapasite kurulmasının zamanlaması bir plan dahilinde uygulamaya konulmalıdır. Özet olarak elektrik üretim tesisi yatırımlarının her aşaması kamu tarafından planlanmak, yönetilmek, yönlendirilmek ve denetlenmek kaydıyla, bu yatırımların doğrudan kamu ve özel sektör tarafından gerçekleştirilmesi sağlanmalıdır.

2.4.3.2 İletim

Elektrik Piyasası Kanunu'nda iletim faaliyetinin tek elden yürütülmesi öngörülmüş ve bu çerçevede, TEAŞ'ın ayrıştırılması ile kurulan Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ) iletim faaliyetinde bulunmak üzere EPDK'dan iletim lisansı almıştır.

TEİAŞ, kamu mülkiyetindeki tüm iletim sistemini devralır, yeni iletim tesisleri kurar ve işletir. İletim tarifesini, bağlantı ve sistem kullanım anlaşmalarını hazırlar ve EPDK'nın onayına sunar. Ayrıca yük dağıtımını ve frekans kontrolünü gerçekleştirir. TEİAŞ ayrıca, Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezini (PMUM) kurar. Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği uygulamalarını gerçekleştirir ve denetler, Uluslararası enterkonneksiyon çalışmaları yapar. Dağıtım şirketleri tarafından hazırlanan talep tahminlerini esas alarak Üretim Kapasite Projeksiyonunu hazırlar ve onay için EPDK'ya sunar.

Özelleştirilmiş bir elektrik sektöründe en önemli konulardan birisi de çok sayıda üretim ve dağıtım şirketi arasında koordinasyonun sağlanmasıdır. İletim sistemi;

üretim ve dağıtım sistemlerini birbirine bağlayan, üretim denetimi ve sistemin kararlılığı gibi sektörün en önemli işlevlerini yerine getiren bölümdür. İletim sisteminin herhangi bir noktasında meydana gelen aksama, sistemin tümünde kendini hissettirecektir. Bu nedenle iletim sisteminin, bölünmeden, bir ulusal iletim şirketi olarak yapılandırılmasında fayda görülmektedir.

2.4.3.3 Toptan Satış

Toptan satış faaliyeti TEAŞ'ın ayrıştırılması ile oluşturulan Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş. (TETAŞ) ve özel sektör toptan satış şirketleri tarafından yürütülmektedir. Toptan satış lisansı sahibi şirketler dağıtım şirketlerine, perakende satış şirketlerine ve serbest tüketicilere satış yapabilmektedir.

TETAŞ mevcut sözleşmeler kapsamında imzalanmış olan enerji alım ve satış anlaşmalarını TEAŞ ve TEDAŞ'tan devralmıştır. TETAŞ devraldığı sözleşmelerden kaynaklanan işlem hacmi nedeni ile toptan satış piyasasında faaliyet gösteren en yüksek piyasa payına sahip şirket durumundadır. 3096 ve 3996 sayılı Kanunlar çerçevesinde işletmeye açılan Yİ, YİD ve İHD santralleri ve EÜAŞ ve bağlı ortaklıkları ile imzalanan enerji alım anlaşmaları TETAŞ'ın piyasa payının yüksek olmasında etkendir. TETAŞ'ın enerji satış tarifeleri EPK ve ilgili mevzuatta belirtilen çerçevede EPDK tarafından onaylanmaktadır.

Diğer taraftan, EPK ile toptan satış piyasası serbest rekabete açık olarak tanımlanmış ve TETAŞ'ın yeni enerji satış anlaşması imzalayamayacağı hükme bağlanarak piyasa payının zaman içerisinde azalması öngörülmüştür. Ancak toptan satış piyasasında rekabetin gelişmesi pek muhtemel görünmemektedir. Zira Yİ, YİD ve İHD

santralleri TETAŞ'la uzun vadeli "al ya da öde" anlaşmaları imzalamış durumdadır. Ayrıca, 5710 sayılı Nükleer Güç Santrallerinin Kurulması Ve İşletilmesi İle Enerji Satışına İlişkin Kanun'la TETAŞ'a, yapılacak olan nükleer santrallerin üreteceği elektrik enerjisini satın alma yükümlülüğü getirilmiş olup bu husus TETAŞ'ın piyasa payının azalmayacağının belirgin bir göstergesi olmuştur.

2.4.3.4 Perakende Satış

Elektrik enerjisi ve/veya kapasitenin perakende satışı ve perakende satış hizmetini[17] içeren faaliyetler, bağımsız perakende satış şirketleri[18] ve perakende satış lisansı sahibi dağıtım şirketleri tarafından yürütülmektedir. Perakende satış lisansı sahibi şirketler, perakende satış lisansı sahibi dağıtım şirketlerinin aksine coğrafi bir sınırlama olmadan yurt çapında faaliyet gösterebilmektedir.

Mevcut durumda elektriğin perakende satış faaliyeti, dikey bütünleşik bir yapı içerisinde yalnız kendi coğrafi elektrik dağıtım bölgeleriyle kısıtlı olmak kaydıyla perakende satış lisansı sahibi dağıtım şirketleri tarafından yürütülmektedir. 01/01/2013 tarihinden itibaren ise dağıtım şirketleri, dağıtım faaliyetini sürdürürken elektriğin nihai kullanıcılara satışı anlamına gelen perakende satış faaliyeti rekabete açılacak ve dağıtım şirketleri, dağıtım ve perakende satış faaliyetlerini ancak ayrı tüzel kişilikler altında yürütebilecektir.

[17] Böyle bir ayrıma gidilmesinin sebebi; perakende satış faaliyetiyle yapılan enerji satışını, perakende satış hizmeti faaliyetinde yerine getirilen faturalama, okuma vs. gibi hizmetlerden ayırt etmektir.

[18] Bağımsız perakende satış şirketi, dağıtım hizmeti faaliyetinde bulunmayan ve dağıtım hizmetini elinde tutan şirket ile herhangi bir iştirak ya da ortaklık ilişkisi olmayan şirketi ifade etmektedir.

2013 yılından itibaren dağıtım ve perakende satış faaliyetleri ayrıştırılacağı için bu tarihten sonra söz konusu piyasaların nasıl gelişeceği, perakende piyasasına yeni şirketlerin girip girmeyeceği, hali hazırda perakende faaliyetini yürüten dağıtım şirketlerinin konumunun ne olacağı merak konusudur. Dağıtım şirketleri, kendi müşterilerine hem dağıtım hem de perakende satış hizmeti sunarken rakiplerinin müşterilerine sadece dağıtım hizmeti vermektedir. Perakende satış yapan bir dağıtım şirketinin hizmet kalitesi açısından, kendi müşterileri ile rakip perakende satış şirketlerinin müşterileri arasında ayrımcılık yapma riski bulunmaktadır. Örneğin, fırtına sebebiyle kabloların zarar görmesi halinde, dağıtım şirketi öncelikle kendi müşterilerine ait kabloları onarmayı tercih edebilir. Ayrıca, dağıtım şirketi tüketicilerin rekabetçi piyasa yapısına ilişkin bilgisizliğini veya ölçüm ve faturalama gibi perakende satış hizmeti faaliyetleri neticesinde elde ettiği müşteri bilgilerini kendi lehine kullanabilir. Dolayısıyla, dağıtım şirketinin perakende satış alanında da faaliyet göstermesi, bağımsız perakende satış şirketlerinin dağıtım şirketi ile rekabet etmesini önemli ölçüde zorlaştırmaktadır (Özercan, 2007). Dağıtım şirketinin piyasanın rekabete açılmasından önceki dönemde kendi bölgesinde tek tedarikçi konumunda olması şirkete ciddi bir pazar gücü sağlamaktadır. Yerleşik şirketten elektrik temin etmeye alışık olan tüketiciler tedarikçi değiştirmeyi riskli ve maliyetli bulabilecektir. Bu durum yerleşik şirketin rakip perakende satış şirketlerine göre önemli bir avantaja sahip olmasına neden olacaktır (OECD/IEA, 2001: 77).

2.4.3.5 İthalat ve İhracat

İthalat ve ihracat faaliyetleri, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı görüşü doğrultusunda, "Uluslararası Enterkonneksiyon Şartı" oluşmuş ülkelerden veya

ülkelere, EPDK onayı ile TETAŞ ve özel sektör toptan satış şirketleri tarafından yapılabilir. Perakende satış şirketleri ve perakende satış lisansı sahibi dağıtım şirketleri ise lisanslarında yer alması halinde orta gerilim (dağıtım) seviyesinden ithalat yapabilmektedir.

Her ülkenin birincil enerji kaynak rezervleri birbirinden farklılık göstermekte, uygulanan enerji politikaları çerçevesinde kurulu kapasite kompozisyonu da ülkeden ülkeye değişmektedir. Bu durumda sadece ulusal şebeke olanakları ile diğer sistemlerden izole olarak çalışan bir şebeke altyapısına sahip ülkeler, kaynak kullanımı açısından da kendi olanaklarıyla sınırlandırılmış olacaktır. Oysa farklı üretim kaynaklarının birbirleriyle uyumlu bir sistem içinde işletilebilmesine imkan tanıyan entegre bir iletim sistemi altyapısı, kaynak optimizasyonu yapılmasına da imkan vererek arz güvenliğine katkı sağlayacaktır. Zira güçlü enterkoneksiyonlar, elektrik enerjisinin ticaretinin gelişmesini de sağlayacaktır (TÜSİAD, 2008: 229).

Komşu ülkelerle oluşturulmuş güçlü enterkoneksiyonların varlığı, talepteki değişime bağlı olarak arzda bir daralma olduğunda ithalat veya enerji fazlası durumunda da ihracat yapılabilmesine imkan tanıyarak gerek arz güvenliği açısından gerekse yatırımların rasyonel değerlendirilebilmesi açısından esneklik sağlamaktadır. Özellikle ekonomik istikrarın kırılgan olduğu ve buna bağlı olarak elektrik talebinin değişkenlik gösterdiği ülkelerde, talep tahmini hedefinden sapmalara sıklıkla rastlanmaktadır. Bu kapsamda, ihtiyaç duyulduğu anda emre amade olacak şekilde komşu ülkelerle kurulmuş güçlü bir enterkoneksiyon altyapısı, söz konusu ülkeler için büyük önem taşımaktadır.

ÜÇÜNCÜ BÖLÜM

TÜRKİYE ELEKTRİK DAĞITIM SEKTÖRÜ

Elektrik dağıtım faaliyeti, elektrik enerjisinin iletim hatlarından veya dağıtım bölgesi içerisinde yer alan üretim santrallerinden alınarak son kullanıcılara ulaştırılması faaliyeti olarak tanımlanmaktadır. Bir elektrik dağıtım bölgesinde sadece tek bir firma en düşük maliyetle hizmette bulunabileceği için dağıtım şebeke hizmetleri doğal tekel niteliğindedir. Birden fazla firmanın aynı bölgede faaliyette bulunması şebeke yatırımlarının tekrarlanmasına ve dolayısıyla kaynak israfına neden olacaktır. Bunun yanında dağıtım sektöründe sabit maliyetler büyük oranda batık maliyetlerden oluştuğundan yatırım bir kez gerçekleştirildikten sonra aynı değerle geri kazanmak mümkün değildir. Bu nedenle, dağıtım sektöründe, doğal tekeli rekabetçi fiyata yönlendirecek potansiyel bir rekabet söz konusu değildir. Sonuç olarak, kar maksimizasyonu güdüsü ile hareket eden elektrik dağıtım tekeli, herhangi bir müdahale olmadığı takdirde, daha düşük kalitede hizmeti daha yüksek fiyatla arz etme eğiliminde olacaktır. Yukarıda bahsedilen sebeplerden dolayı, özelleştirme ile birlikte elektrik dağıtım faaliyetini yürütmekle görevli şirket serbest bırakılmamış; fiyat, kalite, performans gibi yönlerden kamusal düzenlemeye tabi tutulmuştur.

Dağıtım faaliyeti Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. (TEDAŞ) ve özel sektör dağıtım şirketleri tarafından lisanslarında belirtilen bölgelerde yürütülmektedir. Dağıtım şirketleri, bulundukları dağıtım bölgelerinde başka bir tedarikçiden elektrik enerjisi veya kapasite temin edemeyen tüketiciler bulunması halinde, perakende satış lisansı alarak bu tüketicilere perakende satış yapmak ve perakende satış hizmeti vermekle

yükümlü tutulmuştur. Dağıtım şirketleri, bölgelerinde başka perakende satış şirketleri bulunsa bile perakende satış lisansı almak suretiyle tüketicilere perakende satış yapabilmekte ve perakende satış hizmeti verebilmektedir.

Dağıtım lisansı sahibi tüzel kişilerin başlıca yükümlülükleri arasında;

- Yeni dağıtım tesisleri için yatırım planı yapılması,
- Yeni dağıtım tesislerinin kurulması ve gerekli iyileştirmelerin yapılması,
- Dağıtım sisteminin işletilmesi, bakım ve onarım yapılması,
- Talep tahminlerinin hazırlanması yer almaktadır.

Elektrik dağıtım sektörünün genel çerçevesini çizdikten sonra kısaca dağıtım sektörünün tarihçesine bakmakta fayda vardır.

Önceleri DSİ, İller Bankası, Etibank ve yerel idareler gibi çeşitli kuruluşlar tarafından yürütülen elektrik hizmetleri 1970 yılında Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) bünyesinde toplanmıştır. Ancak dağıtım şebekeleri yerel idarelerde bırakılmıştır. 1982 yılında yerel idarelerin elinde bulunan dağıtım varlıkları da TEK'e devredilmiştir. 1984 yılında 3096 sayılı Kanun'un yürürlüğe girmesine kadar elektrik dağıtım sektöründe TEK dışında sadece birkaç özel teşebbüs (ÇEAŞ, Kepez ve Kayseri) faaliyet göstermiş ve sektör büyük ölçüde kamu tekeli özelliğini korumuştur. 1993 yılından itibaren, dağıtım faaliyetini TEK'in ayrıştırılması sonucunda kurulan TEDAŞ yürütmüştür.

Yüksek Planlama Kurulu Kararı[19] ile yürürlüğe giren Elektrik Enerjisi Sektörü Reformu ve Özelleştirme Strateji Belgesinde; elektrik enerjisinin tüm tüketicilere

[19] 17/3/2004 Tarih ve 2004/3 Sayılı YPK Kararı.

yeterli, kaliteli, sürekli ve düşük maliyetli bir şekilde sunulması amaçlanmış ve Avrupa Birliği topluluk müktesebatına uyum hedefi çerçevesinde elektrik enerjisi sektörünün serbestleştirilmesine devam edileceği vurgulanmıştır. Sektörde gerekli reformların yapılmasını sağlamak amacıyla, kamu mülkiyetindeki elektrik işletmelerinin yeniden yapılandırılması suretiyle elektrik üretim ve dağıtım varlıklarının özelleştirilmesi hedeflenmiştir. Ayrıca, Türkiye'ye özgü coğrafi yapı, işletme koşulları, enerji bilançosu, teknik/mali özellikler dikkate alınarak Türkiye genelinde en fazla 21 dağıtım bölgesi oluşturulacağı belirtilmiştir. Bu kapsamda, dağıtım bölgeleri yeniden düzenlenerek TEDAŞ özelleştirme programına alınmıştır.

Elektrik enerjisi sektörü reformu ve özelleştirmelerden beklenen temel faydalar;

- Elektrik üretim ve dağıtım varlıklarının etkin ve verimli bir şekilde işletilmesi suretiyle maliyetlerin düşürülmesi,
- Elektrik enerjisi arz güvenliğinin sağlanması ve arz kalitesinin artırılması,
- Dağıtım sektöründeki teknik kayıpların OECD ülkeleri ortalamalarına indirilmesi ve kaçakların önlenmesi,
- Gerekli yenileme ve genişleme yatırımlarının kamu tüzel kişilerine herhangi bir yükümlülük getirilmeden özel sektörce yapılabilmesinin sağlanması,
- Elektrik enerjisi üretimi ve ticareti faaliyetlerinde oluşacak rekabet yoluyla ve hizmet kalitesinin düzenlenmesiyle sağlanan faydanın tüketicilere yansıtılmasıdır.

Belgede vurgulanan bir diğer husus ise, serbestleşmiş bir piyasada perakende satış lisansı sahibi dağıtım şirketlerinin, üretim faaliyeti gösteren veya gösterecek yatırımcılara güven verecek bir yapıda olması gerektiğinden özelleştirmelere dağıtım

sektöründen başlanacağıdır. Bu gerekçe şu anlama gelmektedir; özellikle piyasaya yeni girecek ve dolayısıyla yatırım finansmanına gereksinimi olan üreticilerin finansman bulabilmeleri için istikrarlı nakit akışı projeksiyonlarına ihtiyaçları vardır. Bunu sağlamanın bir yolu özellikle dağıtım şirketleri ile uzun vadeli alım sözleşmeleri yapmalarıdır. Önce dağıtım şirketlerinin özelleştirilmesi, bu tür sözleşmeler yapabilecek özel kesim şirketlerinin ortaya çıkmasını, dolayısıyla piyasaya yeni girişleri kolaylaştıracaktır (Atiyas, 2006).

Bu noktada özelleştirmelere dağıtım faaliyetinden başlanmasına bir eleştiri getirmekte fayda vardır. Zira sektörün arz yönü düşünülmeden sadece dağıtım ağırlıklı bir özelleştirme politikasının başarı şansı çok zayıftır. Ayrıca, ülkemiz enerji sektörünün içinde bulunduğu durum, temelde üretimin talep artışını karşılamada yetersiz kalmasıdır. Sektörde gerek yatırım ve gerekse üretim maliyetinin büyük bir bölümü üretim aşamasında gerçekleşmektedir. Bu durumda, arz güvenliğini ilgilendiren ve sektörde rekabetin en kolay sağlanacağı bölüm olan üretim segmentinden önce dağıtımın özelleştirilmesi, sektörde özelleştirmeden beklenen faydanın sağlanamayacağı düşüncesinin ağırlık kazanmasına sebep olmuştur.

Perakende satış ve perakende satış hizmeti faaliyetleri ise 4628 sayılı Kanun çerçevesinde rekabete açılan faaliyetler arasında yer almaktadır. Söz konusu faaliyetler, dağıtım şirketlerinin yanı sıra perakende satış şirketleri tarafından da yerine getirilebilecektir. Perakende satış hizmeti, sayaçların okunarak elektrik tüketim miktarlarının belirlenmesi ve faturaların düzenlenmesi gibi hizmetleri kapsamakta olup 4628 sayılı Kanun perakende satış ve perakende satış hizmeti faaliyetlerinin, perakende satış lisansında yer verilmesi halinde, aynı lisans

kapsamında yürütülmesine imkan sağlamaktadır. Başka bir ifade ile perakende satış hizmeti, elektrik pazarının perakende satış seviyesindeki faaliyetleri bütünleyici bir özellik taşımaktadır.

3.1 Dağıtım Özelleştirmesinde Temel Esaslar

Türkiye dağıtım sistemi özelleştirmesine geçmeden önce İngiltere örneğini bu alanda öncü olması nedeniyle incelemekte fayda vardır.

İngiltere yalnızca Avrupa'da değil, dünya genelinde elektrik sektörünün özelleştirilmesine öncülük etmiş olup AB'deki serbestleşme sürecinin de itici gücü olmuştur. Sektörün düzenlenmiş tekelci unsurları olan iletim ve dağıtım, sektörün rekabetçi unsurları olan üretim, toptan satış ve perakende satıştan ayrı faaliyet göstermektedir. İngiltere'de tümüyle özel mülkiyetin hakim olduğu bir elektrik sektörü vardır ve bütün tüketiciler tedarikçilerini seçmekte özgürdür.

İngiltere'de elektrik sektörüne yönelik yeniden yapılandırma ve reform çalışmaları, 1980'li yılların başında uygulamaya konan kapsamlı bir serbestleşme politikasının parçası olarak gündeme gelmiştir. Bu çerçevede, kamu şirketlerinin hakim olduğu elektrik endüstrisi de özelleştirilerek piyasa serbest rekabete açılmıştır (Yeni, 2006).

Bu tarihten önce elektrik piyasasında üretim, iletim ve toptan satış faaliyetleri Merkezi Elektrik Üretim Kurulu (Central Electricity Generation Board-CEGB) tarafından dağıtım ve perakende satış faaliyetleri ise 12 Elektrik Alan Kurulu (Electricity Area Boards) tarafından gerçekleştirilmiştir. Söz konusu yeniden yapılanma çerçevesinde, 1989 yılında elektrik piyasasında köklü değişiklikler getiren

yeni elektrik kanunu kabul edilmiş ve yeni piyasa modelinin de yasal altyapısı oluşturulmuştur.

Bu çerçevede, 1990 yılında CEGB'nin üretim ve iletim faaliyetleri ayrıştırılmış ve üretim kısmı National Power, PowerGen ve Nuclear Electric olmak üzere üç firmaya bölünmüştür. Ayrıca bölgelerinde elektrik dağıtım ve perakende satış faaliyetlerini yürütmek üzere 12 Elektrik Alan Kurulu, 12 Bölgesel Elektrik Firmasına (Regional Electricity Company-REC) dönüştürülmüştür. 12 REC aynı zamanda iletim faaliyetini yürütmek üzere CEGB'den ayrılarak oluşturulan yeni Ulusal Şebeke Firması'nın (National Grid Company-NGC) ortak mülkiyetine de sahip olmuştur.

Üretim sektörü serbest rekabete açılırken elektriğin perakende satışı kısmında kademeli bir yol izlenmiştir. Bu çerçevede, sadece 1 MW'ın üzerinde yüke sahip olan kullanıcılara serbest tüketici olarak tedarikçisini seçme imkanı verilmiş ve nihayet 1999 yılında serbest tüketici limiti tamamen kaldırılarak tüm tüketiciler serbest tüketici statüsüne erişmiştir. Ayrıca piyasanın tek elden regülasyonunu sağlamak amacıyla Elektrik Regülasyon Ofisi (Office of Electricity Regulation-OFFER) oluşturulmuştur. OFFER, 1998 yılında doğal gaz düzenleyici otoritesi ile birleştirilerek Gaz ve Elektrik Piyasaları Ofisi (Office of Gas & Electricity Markets-OFGEM) adını almıştır (Yeni, 2006).

İngiltere elektrik sektöründeki özelleştirme ve serbestleşme tecrübesine kısaca değindikten sonra TEDAŞ özelleştirmesi ele alınacaktır. Elektrik dağıtım sektöründe özelleştirmenin ana sebepleri; kayıp ve kaçakların düşürülmesi, tahsilatların tahakkuk seviyesine ulaştırılması, modern ölçme, sistem izleme ve kontrol

tekniklerinin uygulanması, yatırım yükünün tarife yolu ile kamunun üzerinden alınması olarak sayılabilmektedir.

Özelleştirme İdaresi Başkanlığı (ÖİB), dağıtım özelleştirilmesinde İşletme Hakkı Devri (İHD)'ne dayalı hisse satış modelini uygulamaktadır. Bu modele göre yatırımcı, özelleştirilen ve ilgili bölgedeki elektrik dağıtım lisansının sahibi olan dağıtım şirketinin hisselerinin sahibi olacaktır; ancak, yatırımcının işletme hakkını devraldığı dağıtım tesisleri ve bu tesislerin işletilmesinde varlığı zorunlu unsurlarının mülkiyeti TEDAŞ'ın uhdesinde kalmaya devam edecektir. Yatırımcı, dağıtım şirketinin hisselerinin sahibi olarak, TEDAŞ ile imzalanmış olan İşletme Hakkı Devir Sözleşmesi çerçevesinde dağıtım varlıklarının işletme hakkını elde etmektedir. Elektrik Piyasası Kanunu'na göre, dağıtım sektörü, EPDK tarafından verilen dağıtım lisanslarıyla bölgesel tekeller olarak işletilecektir.

3.2 Tarifelerde Genel Esaslar

Tarife düzenlemeleri, kurulması öngörülen piyasa mekanizmasının çok önemli bir parçasıdır. Bu kapsamda, söz konusu düzenlemeler öncelikle rekabetin eksik olduğu ortamlarda hizmet sunan işletmecilerin tekel rantı elde etmelerini önlemeyi ve dolayısıyla bu hizmeti kullanan tüketicilerin refahını korumayı hedeflemektedir. Ayrıca, şirketlerin etkin ve verimli çalışarak maliyetlerini düşürmesi ve elde edilen bu maliyet kazanımlarını da tüketicilere yansıtması amaçlanmaktadır (Atiyas, 2006).

Elektrik Enerjisi Sektörü Reformu ve Özelleştirme Strateji Belgesi'nde yer alan temel esaslara göre, Türkiye elektrik piyasası, üretim ve dağıtımı içeren kapsamlı bir düzenleme ve yeniden yapılandırma sürecinden geçmiştir. Bu süreçte, planlanan

yapısal gereksinimlere cevap vermesi amacıyla yeni bir tarife metodolojisi geliştirilmiştir. Elektrik piyasasında hedeflenen liberal yapının temel amacı, sistemin verimini artırarak tarifelerin düşürülmesini sağlamaktır. Bu bağlamda, tarifeler; maliyet bazlı olarak, kayıp/kaçağa ve işletme verimine ilişkin önceden belirlenmiş ve iyileştirme öngören hedefler çerçevesinde belirlenmektedir.

Tarifeyi meydana getiren dört bileşen; (a) perakende satış, (b) dağıtım, (c) perakende satış hizmeti ve (d) iletim tarifeleridir. Buna göre, perakende satış tarifesi, dağıtım şirketi tarafından satın alınan enerjinin ortalama fiyatını yansıtan bir "fiyat tavanı"na sahiptir. Dağıtım ve perakende satış hizmeti (faturalama, sayaç okuma vb hizmetler) tarifeleri ise dağıtım ve perakende hizmetlerine ilişkin işletme giderlerini ve yatırım harcamalarını karşılamaya yönelik "gelir tavanı" ihtiva etmektedir. İletim tarifesi ise kamuya ait iletim şirketi (TEİAŞ) tarafından fatura edilen ve tüketiciye tamamen (pass-through) yansıtılan iletim maliyetlerinden oluşmaktadır.

3.3 Yatırım Yükümlülükleri

Özelleştirmenin öncelikli amaçlarından biri de, dağıtım sistem ve şebekesi üzerinde gerçekleştirilmesi gereken yatırımların özel sektör tarafından karşılanması ve böylece devlet bütçesi üzerindeki yükün azaltılmasıdır. Dağıtım şirketi, gerçekleştireceği perakende satış ve elektrik dağıtım aktiviteleri ile yapılması öngörülen yatırımlar üzerinden makul bir getiri elde edecektir. Buna ek olarak, yatırımcılar kayıp/kaçak ve işletme verimi gibi performans parametrelerinde belirlenen hedeflerin üzerinde bir iyileştirme sağlayarak öngörülen makul seviyenin üzerinde getiri sağlama şansına sahiptir. Yatırımcı açısından yeni sistemin sunduğu

fırsatlar ve imkanların aynı zamanda enerji sektörünün gelişimine de önemli katkı sağlaması beklenmektedir. Bu fırsat ve imkanlar şu şekilde özetlenebilir:

- Yatırımcı, EPDK tarafından onaylanmış olan kayıp/kaçak hedeflerinden daha iyi bir performans göstermesiyle ortaya çıkan ek geliri elde tutma hakkına sahiptir. Bu sayede, Türkiye'de çok uzun yıllardır ciddi bir değer kaybına yol açan kayıp/kaçak oranının tek haneli rakamlara indirilmesi beklenmektedir. Zira mevcut ulusal tarifede kayıp/kaçak oranı düşük olan bölgelerdeki tüketiciler kayıp/kaçak oranı yüksek bölgelerdeki tüketicileri sübvanse etmektedir. Kayıp/kaçak azalırsa söz konusu sübvansiyon miktarı azalacak ve tüketiciler tüketmedikleri enerjinin bedelini ödemek zorunda kalmayacaktır.
- Yatırımcı, belirlenen referans elektrik tedarik fiyatından daha düşük bir seviyeden elektrik tedarik ettiği takdirde aradaki farkı elde tutma hakkına sahiptir. Böylece, düşük maliyetli santrallerin kurulması teşvik edilecek ve elektrik faturasının en önemli maliyet kalemi olan üretim aşamasında sağlanan maliyet düşüşleri ile tüketici daha ucuza elektrik kullanmış olacaktır.
- Yatırımcı, işletme veriminin EPDK tarafından onaylanmış olan hedeflerin üstüne çıkmasıyla ortaya çıkan ek geliri elde tutma hakkına sahiptir. Böylece, elektrik dağıtımında verimlilik teşvik edilmektedir. Sağlanan verim artışları ve maliyet düşüşleri de tarifeler yoluyla tüketicilere yansıtılacaktır.

Özetle, özelleştirmeler sayesinde dağıtım şirketlerinin kayıp/kaçak düşüşleri, genel işletme verim artışı, faturalama ve tahsilat gibi ana süreçlerin optimizasyonu, bilişim sistemlerinin ve altyapının geliştirilmesi ile çalışanların veriminin artırılması yoluyla

mevcut duruma oranla önemli ölçüde iyileşme kaydetmesi beklenmektedir. Böylece elde edilen maliyet kazanımları sayesinde tüketicilerin faturalarında da düşüşler sağlanacaktır.

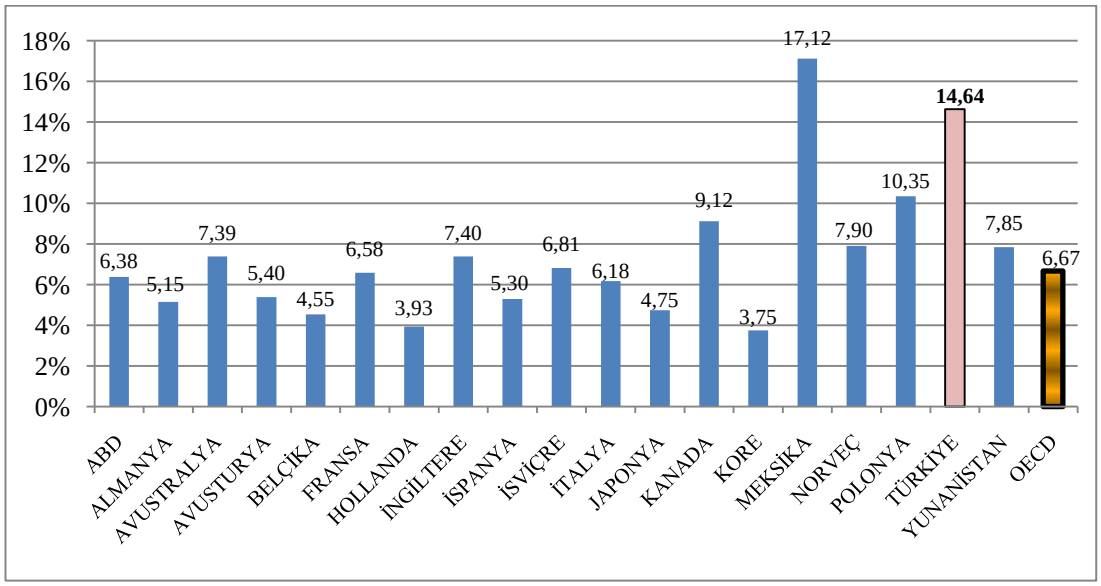
3.4 Dağıtımda Kayıp/Kaçak Sorunu ve Eşitleme Mekanizması

Elektrik üretim ve nakil faaliyetlerinde bir miktar kaybın ortaya çıkması kaçınılmazdır. Örneğin, 100 birimlik elektrik üretiminin olduğu bir yapıda hat ve trafo kayıpları ile şebekeye ilişkin diğer teknik kayıplardan dolayı toplam tüketim 100 birimin altında bir değer alabilmektedir. Elektriğin doğası gereği karşı karşıya kalınan bu teknik kayıp beklenen bir durumdur. Teknik kayıp düzeyinin düşürülmesi hatlarda ve trafolarda gerçekleştirilecek bir takım iyileştirmelerle mümkündür.

Elektrikteki kayıp sadece hat veya trafolardan kaynaklanan teknik kayıptan oluşmamaktadır. Teknik olmayan kayıp da kaybın diğer bir unsurudur. Gelişmiş ülkelerde elektrik enerjisi kaybının tamamına yakını teknik kayıptan oluşmaktadır. Ancak bazı ülkelerde teknik olmayan kayıp toplam kayıp içerisinde büyük bir yer tutabilmektedir. Türkiye'de de teknik olmayan kaybın önemli bir unsuru olan kaçak kullanılan elektrik toplam kayıp içerisinde ciddi bir paya sahiptir.

Elektrik dağıtım sektöründeki en önemli sorunlardan biri, bölgeler arası aşırı farklılık gösteren ve oldukça yüksek olan kayıp/kaçak oranlarıdır. 1993-2003 yılları arasında yaklaşık % 20 civarında seyreden kayıp/kaçak oranı, ilerleyen yıllarda düşüş eğilimi göstermiş ancak 2009 yılında tekrar artışa geçmiştir. Uluslararası ortalamalara göre bu oran oldukça yüksektir. Teknik kayıpların ne kadar olduğu tam olarak bilinmemekle beraber bölgeler arasında fazla farklılık göstermemektedir.

Şekil 3-1: Bazı OECD Ülkelerinin 2007 Yılı Kayıp/Kaçak Oranları (%)



Kaynak: IEA Statistics, Electricity Information 2009 verileri kullanılarak tarafımızdan hazırlanmıştır.

Şekil 3-1'de bazı OECD ülkelerinin 2007 yılı kayıp/kaçak oranları yer almaktadır. Görüldüğü gibi kayıp/kaçak oranında Türkiye, Meksika'nın ardından ikinci sıradadır. Çoğu ülkede bu oran teknik kayıp düzeyindedir. Yani kaçak hemen hemen sıfırdır.

Kayıp/kaçağı ölçmek için birkaç gösterge kullanılmaktadır. Bunlardan birincisi, kayıp/kaçakların toplam elektrik tüketimine oranıdır. Türkiye'de bu oran en yüksek düzeyine doğu ve güneydoğu bölgelerinde ulaşmaktadır. Bir başka gösterge ise kayıp/kaçak miktarıdır. Her iki göstergeye göre de kayıp/kaçakların en yüksek olduğu elektrik dağıtım bölgesi Dicle Bölgesidir. İki göstergenin de önemli olduğu söylenebilir. Zira elektrik sektöründeki mali kayıplar açısından bakıldığında, en sorunlu bölgeleri kayıp/kaçak miktarı göstermektedir. Ancak, dağıtım varlıkları bölge düzeyinde özelleştirildiğinden, konuya özelleştirilecek şirketlerin mali sürdürülebilirliği açısından da bakmak gerekir. Bu açıdan bakıldığında kayıp/kaçak oranı daha uygun bir göstergedir. Kayıp/kaçak oranlarının en yüksek olduğu

bölgelerin aynı zamanda siyasi ayrılıkçı şiddet olaylarının yüksek olduğu bölgelerin olması, konunun önemli bir siyasi ve toplumsal boyutu olabileceğini göstermektedir (Atiyas, 2006). Bu bağlamda, kayıp/kaçak oranlarının çok yüksek olduğu bölgelerde kayıp/kaçak oranını düşürme işini dağıtım şirketini satın alacak bir özel şirkete havale etmenin makul bir politika olduğu şüphelidir. Bu bölgelerde kayıp/kaçak oranını düşürmenin ciddi bir güvenlik boyutu da olacağı düşünülebilir, bu durumda bu güvenlik boyutu da özelleştirilmiş olacaktır. Özellikle siyasi olarak hassas dengeleri olan bölgelerde bu akılcı bir politika gibi görünmemektedir.

Kayıp/kaçakların maliyeti şu anda bir ulusal tarife altında karşılanmaktadır. Ulusal tarife, aynı tüketici sınıfına dahil tüketicilere ülke çapında aynı tarife ile elektrik satılmasıdır (Sevaioğlu). Yani kayıp/kaçak oranı ve işletme maliyeti düşük olan bölgelerden kayıp/kaçak oranı ve işletme maliyeti yüksek olan bölgelere gelir transferi (çapraz sübvansiyon) yapılmaktadır. Dolayısıyla kaçak kullanımın en önemli mağdurları faturalarını düzenli olarak ödeyen tüketicilerdir. Ancak dağıtım şirketlerinin özelleştirildiği bir sistemde böyle bir çapraz sübvansiyonun gönüllü olarak işlemeyeceği açıktır. Çapraz sübvansiyon olmayınca dağıtım şirketleri kayıp/kaçak maliyetlerini fiyatlarına yansıtmak zorunda kalacaktır. Böyle bir durumda, örneğin o bölgedeki serbest tüketiciler kendi dağıtım şirketlerinden elektrik almayacaktır. Bu da serbest tüketici sınırı azaldıkça maliyetlerin yansıtılabileceği tüketim miktarını daraltacaktır. Bu süreç, dağıtım şirketlerinin mali sürdürülebilirliğini de olumsuz bir biçimde etkileyecektir. Bu nedenle herhangi bir destek mekanizması olmaksızın tesis edilecek maliyet esaslı tarifeler de sürdürülebilirliğini kaybedecektir. Bir yandan kayıp/kaçakların azaltılmasını

özendirirken bir taraftan da piyasaların işlerlik kazanması ile oluşacak fiyatlara mümkün olduğu kadar az müdahale edilmesi gerekmektedir.

Eşitleme mekanizmasının nasıl finanse edileceği de konunun önemli bir parçasıdır. Mekanizmada kayıp/kaçağın düşük olduğu bölgelerden yüksek olduğu bölgelere bir gelir transferi öngörülürse mekanizmanın maliyeti orantısız bir biçimde kayıp/kaçak oranının düşük olduğu bölgelerdeki tüketicilere yüklenecektir. Böylesi bir finansman modeli adaletsiz olacaktır. Bütçeden yapılacak transferlerde ise mekanizma genel vergi gelirlerinden finanse edileceğinden maliyeti daha geniş bir kitleye yayılmış olacaktır (Atiyas, 2006).

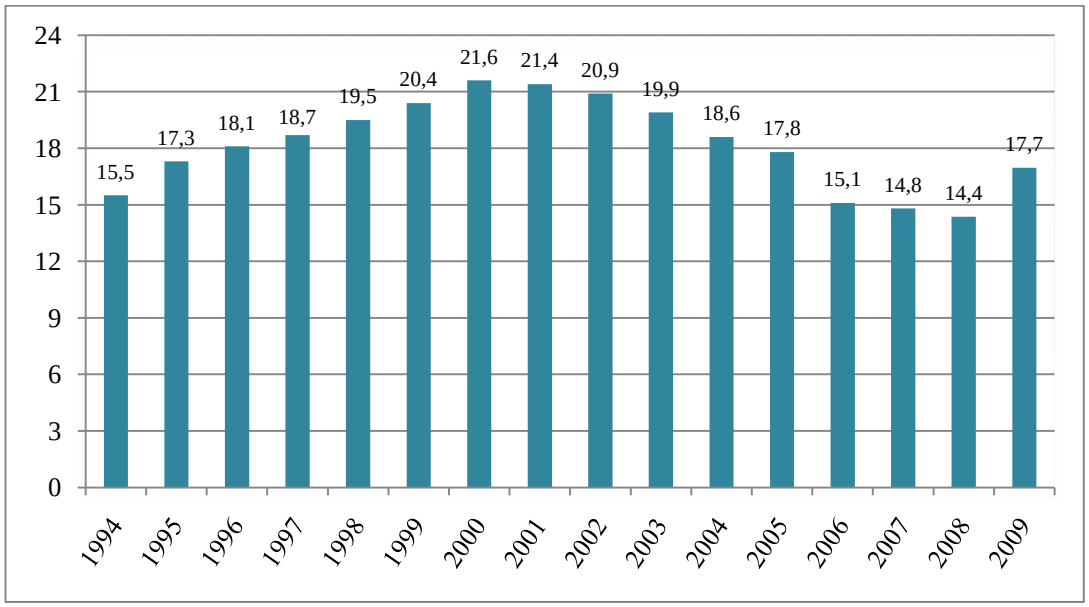
Kayıp/kaçak oranlarının yüksek olduğu dağıtım bölgelerinde perakende tarifelerinin aşırı yüksek olması istenmiyorsa, tüketiciler doğrudan kamu bütçesinden ayrılacak bir ödenekle desteklenmelidir. Eğer bunu Elektrik Piyasası Kanunu'nda öngörüldüğü biçimde doğrudan tüketicilere destek biçiminde örgütlemek idari açıdan imkansız görülüyorsa, o zaman bu desteğin yine bütçeden dağıtım şirketlerine verilmesi öngörülebilir. Örneğin, dağıtım tarifesi düzenlemesinde öngörülen kayıp/kaçak oranı hedefleri ile tutarlı ve zaman içinde azalan bir destek mekanizması tarife düzenlemesine eklenebilir. Bu şekilde hem desteğin topluma maliyeti açık bir biçimde gözlenebilir ve hesabı verilebilir hem de, belki daha da önemlisi, piyasa fiyatlarına müdahale asgari düzeye inmiş, çapraz sübvansiyon mekanizmaları da büyük ölçüde terk edilmiş olur. Eşitleme mekanizmasının bu şekilde kurulması kuşkusuz bütçeye ve Hazine'ye bir yük getirecektir. Ancak bu yük zaten topluma yüklenecektir, bunun doğrudan bütçeden yapılması çağdaş kamu maliyesi anlayışının bir gereğidir (Sevaioğlu).

Eşitleme mekanizması aynı zamanda özelleştirme yaklaşımı ile de birlikte düşünülmelidir. Örneğin, zaman içinde azalan bir kayıp/kaçak hedef dizisine bağlı olarak azalan bir sübvansiyon mekanizması, kayıp/kaçak oranı ve yatırım hedefleri içeren bir gelir tavanı mekanizması ile birleştirildiğinde bu kayıp/kaçakların düşürülmesi için kuvvetli bir teşvik sunabilir. Zira bu mekanizmada Hazine yardımı kayıp ve kaçaklardaki düşme ile birlikte zamanla azalmaktadır. Bir başka ifadeyle, dağıtım şirketi kayıp/kaçakları düşürmede başarısız olsa bile Hazine yardımı, yani doğrudan gelir desteği yıllara göre azalacak ve sonunda sıfıra inecektir. Bu durumda dağıtım şirketi her ne şekilde olursa olsun, bölgesindeki kayıp ve kaçağı azaltmak zorunda kalacaktır. Aksi takdirde mali açıdan sıkıntı yaşayacak ve hatta iflas edecektir (Sevaioğlu).

Dağıtım sistemi kullanım tarifeleri kayıp/kaçakların indirilmesi konusunda çok ciddi teşvikler içermektedir. Zira belirlenen kayıp/kaçak hedeflerinden pozitif ve negatif sapmalar doğrudan gelir tavanına yansımakta, bu da karlılığı doğrudan etkilemektedir. Kuşkusuz bu teşviklerin sonuçları belirlenen kayıp/kaçak hedeflerine bağlı olacaktır. Kayıp/kaçakların varması gereken nihai düzey muhtemelen fazla tartışma gerektirmeyecektir, önemli olan bu hedefe varması için şirkete ne kadar süre tanınacağıdır. Kayıp/kaçak hedeflerinin ne kadar yavaş indirilmesi öngörülürse bu süre içinde şirketin karı o kadar yüksek olma potansiyeline sahip olacaktır.

Kayıp/kaçakla ilgili genel değerlendirme yaptıktan sonra bu konuyla ilgili bazı detaylı incelemelerde bulunmakta fayda görülmektedir. Aşağıdaki Şekil 3-2'de Türkiye'deki 1994-2009 yılları arasındaki kayıp/kaçak oranları verilmiştir.

Şekil 3-2: Yıllar İtibarıyla Türkiye Kayıp/Kaçak Oranları (%)



Kaynak: TEDAŞ

Şekil 3-2'de görüldüğü gibi kayıp/kaçak oranları 2000 yılına kadar artan bir seyir izlemiş, daha sonra 2008 yılına kadar azalmış ancak 2009 yılında tekrar artış göstermiştir. Bu oranlar yukarıda da değinildiği gibi OECD ülkelerinin oldukça üzerinde seyretmektedir ve bu da devleti ekonomik olarak milyarlarca dolar zarara uğratmaktadır.

Aşağıdaki Tablo 3-1'de ise 2007-2009 dönemi için hedeflenen ve gerçekleşen kayıp/kaçak oranları yer almaktadır. Tablo 3-1'den açıkça görüldüğü gibi kayıp/kaçak hedeflerine şirketlerin çoğunda ulaşılamamıştır. Hatta örneğin Dicle'de yıllar itibarıyla kademeli olarak azalması beklenen kayıp/kaçak oranı 2009 yılında % 73'e çıkmıştır.

Tablo 3-1: 2007-2009 Dönemi Hedeflenen ve Gerçekleşen Kayıp/Kaçak Oranları (%)

Şirket	HEDEFLER			GERÇEKLEŞMELER		
	2007	2008	2009	2007	2008	2009
DİCLE	53,01	46,95	41,58	64,81	64,54	73,39
VANGÖLÜ	51,04	45,20	40,03	56,19	55,91	55,56
ARAS	25,80	22,85	20,25	29,32	27,12	27,60
ÇORUH	13,58	12,91	12,28	11,98	10,63	11,44
FIRAT	14,56	13,23	12,02	10,99	10,44	13,61
ÇAMLIBEL	10,34	9,77	9,24	8,76	9,21	8,10
TOROSLAR	11,83	10,82	9,89	10,61	9,85	9,84
MERAM	8,86	8,71	8,57	8,27	8,80	9,01
BAŞKENT	10,24	9,51	8,84	8,63	8,48	8,88
AKDENİZ	8,16	8,05	7,95	9,72	9,40	9,29
GEDİZ	8,27	8,10	7,93	10,23	7,48	8,89
ULUDAĞ	7,87	7,23	6,64	8,59	7,52	7,30
TRAKYA	7,21	6,88	6,55	7,61	7,18	7,11
AYEDAŞ	8,44	7,76	7,14	9,14	8,71	7,47
SEDAŞ	8,38	7,71	7,09	6,60	7,13	8,09
OSMANGAZİ	6,84	6,76	6,67	6,26	5,64	6,78
BOĞAZİÇİ	13,09	12,03	11,05	12,27	10,84	9,56
KAYSERİ	0,00	0,00	0,00	10,53	10,32	9,82
AYDEM	8,29	8,00	7,74	7,36	11,92	10,28
GÖKSU	12,53	12,25	11,99	7,95	7,84	8,44
YEŞİLIRMAK	12,50	11,81	11,17	9,09	9,24	10,86

Kaynak: EPDK

Yukarıdaki 2009 yılı gerçekleşen kayıp/kaçak oranları baz alınarak 2011-2015 tarife uygulama dönemi için şirketlerin kayıp/kaçak hedefleri EPDK tarafından yeniden belirlenmiştir. Aşağıdaki Tablo 3-2'de söz konusu oranlar yer almaktadır. Yeni hedef oranları belirlenirken mevcut kayıp/kaçak oranlarının teknik kayıp seviyelerine indirilebilmesi için kademeli bir geçiş süreci tanınmasının uygun olacağı düşünülmüştür. Özellikle kayıp/kaçak oranı yüksek olan illerde ilk yıllarda yapılacak çalışmalar ile önemli iyileştirmeler sağlanacağı, ancak teknik kayıp seviyesine

yaklaştıkça iyileşme oranlarında da bir düşüş yaşanacağı öngörülmüş olup belirlenecek kademeli sürecin bu gerçeği yansıtması hedeflenmiştir.

Tablo 3-2: 2011-2015 Dönemi Hedef Kayıp/Kaçak Oranları (%)

Şirket	2011	2012	2013	2014	2015
DİCLE	60,96	50,63	42,06	34,93	29,01
VANGÖLÜ	46,15	38,33	31,84	26,45	21,97
ARAS	22,92	19,04	17,62	16,30	15,08
ÇORUH	10,90	10,39	10,15	10,15	10,15
FIRAT	12,59	11,65	11,11	10,59	10,09
ÇAMLIBEL	7,72	7,36	7,02	6,92	6,92
TOROSLAR	9,38	8,94	8,52	8,12	7,74
MERAM	8,59	8,28	8,28	8,28	8,28
BAŞKENT	8,46	8,07	7,88	7,88	7,88
AKDENİZ	8,86	8,45	8,05	8,02	8,02
GEDİZ	8,48	8,08	7,70	7,34	7,00
ULUDAĞ	6,96	6,90	6,90	6,90	6,90
TRAKYA	7,70	7,70	7,70	7,70	7,70
AYEDAŞ	7,12	6,79	6,61	6,61	6,61
SEDAŞ	8,70	8,29	7,90	7,53	7,18
OSMANGAZİ	7,21	7,21	7,21	7,21	7,21
BOĞAZİÇİ	9,12	8,69	8,28	7,90	7,57
KAYSERİ	10,01	10,01	10,01	10,01	10,01
AYDEM	9,80	9,34	8,90	8,49	8,09
GÖKSU	10,03	10,03	10,03	10,03	10,03
YEŞİLIRMAK	10,35	9,87	9,41	8,97	8,78

Kaynak: EPDK

3.5 Elektrik Dağıtım Bölgeleri Özelleştirmeleri

Strateji Belgesinde belirtildiği gibi Türkiye 21 dağıtım bölgesine ayrılmış ve bu bölgeler şirketleştirilmiştir. Bölgeler; Türkiye'ye özgü coğrafi yapı, işletme koşulları, enerji bilançosu, teknik/mali özellikler dikkate alınarak belirlenmiştir. Genelde bir bölge birden fazla şehir içerirken istisnai olarak İstanbul İli'nin Anadolu ve Avrupa

yakası farklı iki dağıtım bölgesi olarak ele alınmış ve farklı iki dağıtım şirketi tarafından işletilmektedir.[20]

Dağıtım bölgeleri ve kapsadıkları illeri verdikten sonra yapılan dağıtım özelleştirmeleriyle ilgili Tablo 3-3'te özet bilgiler yer almaktadır.

Tablo 3-3: Dağıtım Özelleştirmeleri Özet Tablosu

Dağıtım Şirketi	Satın Alan Şirket	Tarih	Özelleştirme Bedeli (USD)	Abone Sayısı	Tüketim (MWh)	Abone Başı Bedel	Tüketim Başı Bedel
Başkent	Verbund-Sabancı	Tem.08	1.225.000.000	2.951.380	9.965.603	415	123
Sakarya	Akkök-Cez	Tem.08	600.000.000	1.273.360	7.889.941	471	76
Meram	Alarko	Eyl.08	440.000.000	1.482.736	5.426.290	297	81
Aras	Kiler	Eyl.08	128.500.000	704.555	1.494.925	182	86
Çoruh	Aksa	Kas.09	227.000.000	988.603	2.267.747	230	100
Osmangazi	Eti Gümüş	Kas.09	485.000.000	1.266.966	5.041.687	383	96
Yeşilırmak	Çalık Enerji	Kas.09	441.500.000	1.420.460	4.062.656	311	109
Van Gölü	Aksa	Şub.10	100.100.000	424.237	1.300.787	236	77
Fırat	Aksa	Şub.10	230.250.000	682.090	2.032.621	338	113
Çamlıbel	Kolin	Şub.10	258.500.000	746.002	2.146.361	347	120
Uludağ	Limak	Şub.10	940.000.000	2.264.748	10.940.535	415	86
Boğazici	IS-Kaya-MMEKA Konsorsiyum	Ağu.10	2.990.000.000	3.832.000	18.948.000	780	158
Gediz	IS-Kaya-MMEKA Konsorsiyum	Ağu.10	1.920.000.000	2.345.000	13.862.000	819	139
Trakya	Aksa	Ağu.10	622.000.000	768.000	5.373.000	810	114
Dicle	Karavil-Ceylan Konsorsiyum	Ağu.10	228.000.000	1.046.000	5.214.000	218	44
Ayedaş	MMEKA	Ara.10	1.813.000.000	2.242.139	8.582.325	809	211
Toroslar	Yıldızlar SSS	Ara.10	2.075.000.000	2.742.119	14.538.958	757	143
Akdeniz[21]	Park Holding	Ara.10	1.165.000.000	1.550.026	5.927.658	752	197
Minimum			100.100.000	424.237	1.300.787	182	44
Maksimum			2.990.000.000	3.832.000	18.948.000	819	211
Ortalama			882.713.889	1.596.135	6.945.283	460	110
Std. Sapma			824.469.500	936.722	5.026.882	239	43

Kaynak: ÖİB verileri kullanılarak tarafımızdan hazırlanmıştır.

[20] Dağıtım bölgelerinin numaraları ve kapsadığı iller ekte Tablo 10'da yer almaktadır.

[21] Akdeniz EDAŞ özelleştirmesini kazanan Park Holding 30/05/2011 tarihinde 10 milyon $'lık teminatını yakarak şirketi devralmaktan vazgeçmiştir.

Temmuz 2008'de Başkent ve Sakarya dağıtım bölgelerinin özelleştirilmesiyle başlayan süreç, Aralık 2010'da özelleşen son üç bölgeyle beraber 18 şirkete ulaşmıştır. Yapılan ihaleler sonucunda devlet 16 milyar dolara yakın bir gelir elde edecektir. Bu rakam, beklenenin oldukça üzerindedir, zira ihalelere yerli yabancı birçok şirket ilgi göstermiştir. Özelleştirme sürecinde, başlangıçtaki görece düşük fiyat seviyelerinden, sonraki ihalelerde daha yüksek fiyat seviyelerine doğru bir artış olmuştur. İhalelerde en yüksek teklif 2,99 milyar $ ile İstanbul Avrupa yakasında faaliyette bulunan Boğaziçi dağıtım bölgesi için verilmiştir. En düşük bedel ise 100,1 milyon $ ile Vangölü dağıtım bölgesine verilmiştir. Öte yandan, bazı şirketler birden fazla bölgenin ihalesini kazanmıştır. Örneğin Aksa; Fırat, Trakya, Çoruh ve Vangölü bölgelerini kazanmıştır. Yine IS-Kaya-MMEKA Konsorsiyumu ise Boğaziçi ve Gediz bölgelerini kazanırken MMEKA İstanbul Avrupa yakasından sonra Anadolu yakasının da elektrik dağıtımını kazanmıştır. Böylece MMEKA tüketim miktarına göre en büyük beş şirketten üçünü almıştır. Ayrıca Türk-Yabancı ortaklıklarından ikisi, Akkök-Cez ve Sabancı-Verbund ortaklığının ilk iki ihaleyi kazanmıştır. Bu yabancı şirketlerin ikisi de Doğu Avrupa şirketi olup hakim hisseleri Çek Cumhuriyeti ve Avusturya devletlerine aittir.

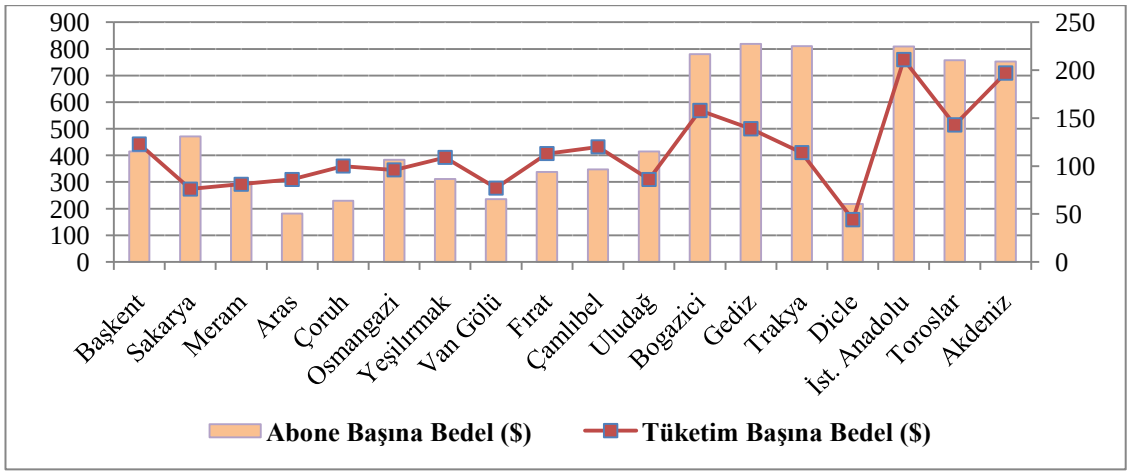
Ayrıca, Danıştay 20/03/2009 tarihli kararıyla öngörülen pazarlık usul koşullarının gerçekleşmediği ve yeterli rekabet sağlanamadığı gerekçesiyle Aras bölgesi için yapılan ihalenin yürütmesini durdurmuştur. Öte yandan, 2009 yılında daha önce ihale yapılmadan ETKB görevlendirmeleriyle özel sektöre devredilen iki elektrik dağıtım bölgesi için lisanslandırma işlemleri tamamlanmıştır. Bu kapsamda, faaliyetlerini özel şirketler eliyle sürdüren Aydın, Denizli ve Muğla illerini kapsayan AYDEM ile Kayseri ve civarını kapsayan Kayseri Elektrik de dağıtım lisanslarını almıştır. Göksu

EDAŞ ise 3096 sayılı Kanun çerçevesinde 01/01/2011 tarihi itibarıyla AKEDAŞ'a devredilmiştir. Göksu EDAŞ, ÖİB Yüksek Kurulu kararıyla özelleştirme programına alınmış olup özelleştirmenin 2012 yılı sonuna kadar tamamlanması hedeflenmektedir.

Dağıtım özelleştirmelerine yatırımcıların ilgisini artıran hususların başında özelleştirilen dağıtım şirketlerinin önemli bir tüketici portföyüne sahip olmaları gelmektedir. Bu kapsamda, şirketler kendi üretim tesislerinde ürettikleri elektriği kendileri satın alarak hem yatırımlarını garanti altına alabilecek hem de güvenilir alıcı sorununu bu yolla çözebilecektir. Yani, Strateji Belgesinde de yer aldığı şekilde, yeni üretim yatırımlarının gerçekleştirilebilmesi için mali açıdan güvenilir alıcılar oluşturmak üzere özelleştirmenin dağıtımdan başlatılmasındaki amaç karşılanmış olmaktadır.

Aşağıdaki Şekil 3-3'te özelleştirmelerde şirket bazında ihalelerde teklif edilen abone sayısı başına ve tüketim miktarı başına birim bedeller yer almaktadır.

Şekil 3-3: Özelleştirmelerde Şirket Bazında İhalelerde Teklif Edilen Abone Başına ve Tüketim Başına Birim Bedeller ($)



Kaynak: ÖİB verileri kullanılarak tarafımızdan hazırlanmıştır.

Şekil 3-3'te soldaki eksen abone başına teklif edilen birim bedelleri gösterirken sağdaki eksen ise tüketim başına teklif edilen birim bedelleri göstermektedir. Tablo 3-3'te ve Şekil 3-3'te görüldüğü gibi, abone sayısı başına birim bedel teklifi en yüksek olan bölge 819 $ ile Gediz iken en düşük bölge ise 182 $ ile Aras olmuştur. Tüketim miktarı başına en yüksek bölge 211 $/MWh ile Ayedaş (İstanbul Anadolu Yakası) olurken en düşük bölge ise 44 $/MWh ile Dicle olmuştur. Abone başına teklif edilen ortalama birim bedel 460 $ olurken tüketim miktarı başına teklif edilen birim bedel ise 110 $/MWh olmuştur.

Elektrik dağıtım bölgelerinin işletmesini devralan şirketler hesaplarını yaparken bölge içindeki elektrik tüketiminin miktar, nitelik ve artış beklentilerini dikkate almış ve bu hesaplara dayanarak faaliyeti devralmıştır. Ancak 2013 yılı başından itibaren Elektrik Piyasası Kanunu'na göre perakende satış faaliyeti dağıtım faaliyetinden ayrıştırılacaktır. Bilindiği üzere elektrik perakende satış faaliyeti için coğrafi veya dağıtım bölgesi sınırı bulunmamaktadır. Bir elektrik perakende satış şirketi Türkiye genelinde her bölgeden bulabileceği müşterilerine satış yapabilecektir. Bu satış sürecinde elektrik enerjisinin hatlar üzerinden taşınması işlemini ise müşterinin bulunduğu bölgenin dağıtım işletmecisi yerine getirmek zorundadır. Bu durumda, halen faaliyetine devam eden yerleşik dağıtım şirketi ayrı bir perakende satış şirketi kurmak suretiyle satış faaliyetini de yerine getirebilecektir. Ancak, amacı sadece perakende elektrik satışı yapmak olan güçlü şirketler faaliyete başlarsa, bugün iki faaliyeti birlikte yürüten şirket perakende satış faaliyetini elinden kaçıracağı için tüm hesapları boşa gidebilecektir. Büyük olasılıkla, 2012 yılı sonundan itibaren ya Türkiye'de elektrik perakende satışında dev çok uluslu şirketler faaliyete başlayacak ya da birinci durumun önlenmeye çalışılması durumunda dağıtım faaliyetinde

bulunan şirketlerin korunması için dağıtımla perakende satış faaliyetlerinin ayrıştırılması ertelenecek veya hiç uygulanmayacaktır. Bu durumda da EPK uygulanmamış olacağı gibi, elektrik dağıtım bölgelerinin ihaleleri yapılırken faaliyetlerin ayrıştırılacağını düşünerek ihaleye girmeyen bazı şirketler için haksız bir uygulama yapılmış olacaktır (Ertuğrul, 2010).

3.6 Elektrik Dağıtım Sektörü Durum Değerlendirmesi

Bu alt bölümde çeşitli istatistiki veriler kullanılarak Türkiye elektrik dağıtım sektörünün yıllar itibarıyla gelişimi incelenecek, bazı göstergeler açısından uluslararası kıyaslamalar yapılarak ülke farklılıkları ortaya konacaktır.

Aşağıdaki Tablo 3-4'te kullanıcı gruplarına göre net elektrik tüketim miktarları ve oranları yer almaktadır. Tablo 3-4 incelendiğinde hem mesken hem sanayi tüketiminin yıllar itibarıyla arttığı görülmekle birlikte 2009 yılında ekonomik krizle birlikte tüketimlerin düştüğü göze çarpmaktadır. 2009 yılında toplam net elektrik tüketimi 2008 yılına göre % 3,12 oranında azalmıştır. 1980-2009 arasında net elektrik tüketimi ortalama % 7,35 artış göstermiştir. Yüzdesel paylar olarak bakıldığında ise net mesken tüketiminin yıllar itibarıyla az da olsa artış gösterdiği, net sanayi elektrik tüketiminin ise yıllar itibarıyla yüzdesinin düştüğü görülmektedir. Ülke geliştikçe sektörler büyümektedir, ancak Türkiye'de özellikle hizmet sektöründe çalışan kişi sayısının ve dolayısıyla da enerji tüketiminin hızla artması, sanayi elektrik tüketiminin miktar olarak artmasına karşın oransal olarak azalmasına sebep olmaktadır. Mesken tüketiminde yaşanan artışın temel sebebi ise gelişen teknoloji ve refah düzeyinin artmasıyla birlikte elektronik ev aletlerinin yaygın bir biçimde kullanılmaya başlanmasıdır.

Tablo 3-4: Yıllar İtibarıyla Kullanıcı Gruplarına Göre Net Elektrik Tüketim Miktar ve Oranları

Yıl	Mesken	Mesken	Sanayi	Sanayi	Diğer[22]	Diğer	TOPLAM Net Tüketim	Tüketim Değişim Oranı
	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)
1980	3.499	17	13.008	64	3.891	19	20.398	-
1981	3.665	17	14.206	64	4.159	19	22.030	8,00
1982	3.846	16	15.198	64	4.543	19	23.587	7,07
1983	4.024	16	15.576	64	4.865	20	24.465	3,72
1984	4.305	16	18.027	65	5.303	19	27.635	12,96
1985	4.979	17	19.608	66	5.122	17	29.709	7,50
1986	5.662	18	20.886	65	5.662	18	32.210	8,42
1987	6.506	18	23.873	65	6.318	17	36.697	13,93
1988	7.612	19	25.258	64	6.852	17	39.722	8,24
1989	8.265	19	27.603	64	7.253	17	43.120	8,56
1990	9.060	19	29.212	62	8.548	18	46.820	8,58
1991	10.833	22	28.512	58	9.938	20	49.283	5,26
1992	11.482	21	31.536	58	10.967	20	53.985	9,54
1993	12.559	21	34.247	58	12.431	21	59.237	9,73
1994	13.450	22	34.138	56	13.813	22	61.401	3,65
1995	14.493	22	38.007	56	14.894	22	67.394	9,76
1996	16.394	22	40.638	55	17.124	23	74.157	10,03
1997	18.514	23	43.491	53	19.879	24	81.885	10,42
1998	20.034	23	46.139	53	21.532	25	87.705	7,11
1999	22.584	25	46.480	51	22.137	24	91.202	3,99
2000	23.888	24	48.842	50	25.566	26	98.296	7,78
2001	23.557	24	46.989	48	26.524	27	97.070	-1,25
2002	23.559	23	50.489	49	28.899	28	102.948	6,06
2003	25.195	23	55.099	49	31.472	28	111.766	8,57
2004	27.619	23	59.566	49	33.957	28	121.142	8,39
2005	30.935	24	62.294	48	37.034	28	130.263	7,53
2006	34.466	24	68.027	48	40.578	28	143.070	9,83
2007	36.476	24	73.795	48	44.865	29	155.135	8,43
2008	39.584	24	74.850	46	47.514	29	161.948	4,39
2009	39.148	25	70.470	45	47.276	30	156.894	-3,12
							Ortalama	**7,35**

Kaynak: TEDAŞ

[22] Resmi daireler, tarımsal sulama, ticarethane, aydınlatma vb.

Aşağıdaki Tablo 3-5'te yıllar itibarıyla elektrik sistemi büyüklüğünü ve kaydedilen ilerlemeyi gösterebilmek açısından çeşitli verilere yer verilmiştir.

Tablo 3-5: Yıllar İtibarıyla Türkiye Elektrik Sistemi Temel İstatistikleri

Yıl	Abone Sayısı (Adet)	Hat Uzunluğu (Km)	Trafo Sayısı (Adet)	Yıl	Abone Sayısı (Adet)	Hat Uzunluğu (Km)	Trafo Sayısı (Adet)
1990	15.541.004	502.248	95.659	**2000**	24.016.407	763.138	226.915
1991	16.278.061	551.968	120.473	**2001**	24.806.280	795.272	240.574
1992	16.967.128	572.186	132.938	**2002**	25.682.230	812.399	250.308
1993	17.768.116	595.019	153.060	**2003**	26.620.945	818.502	254.289
1994	18.698.805	615.180	159.408	**2004**	27.251.558	842.393	269.649
1995	19.469.575	634.456	168.906	**2005**	27.972.603	870.888	285.175
1996	20.580.341	618.901	184.192	**2006**	28.892.253	896.978	296.876
1997	21.123.531	653.186	188.450	**2007**	29.524.367	922.724	310.665
1998	21.990.051	692.094	204.119	**2008**	31.140.581	945.192	323.466
1999	22.939.997	717.666	215.536	**2009**	32.282.702	969.238	335.099

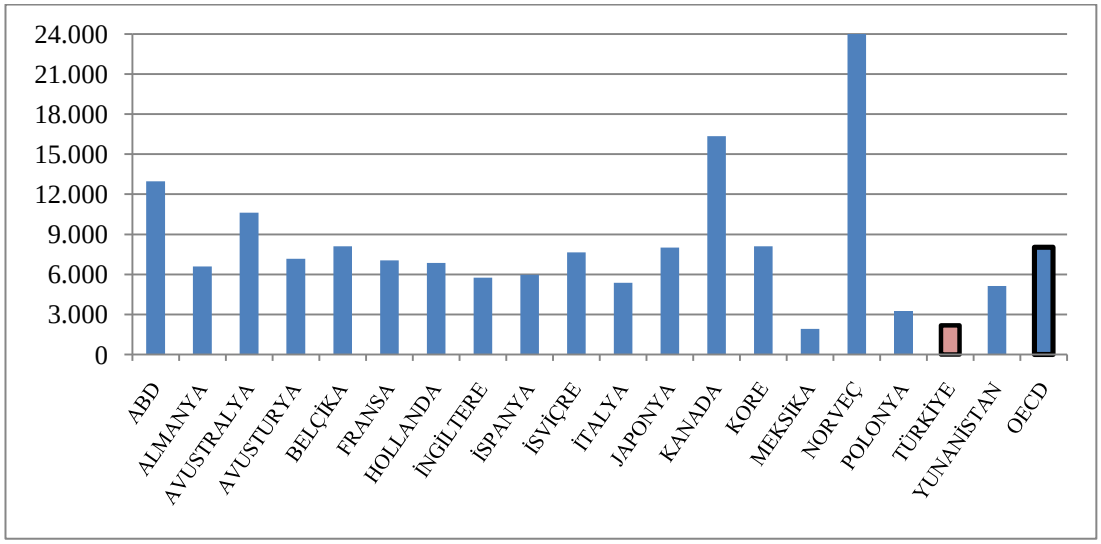
Kaynak: TEDAŞ

Tablo 3-5 incelendiğinde yıllara göre abone sayısı, trafo sayısı ve hat uzunluğunda belirgin bir artış göze çarpmaktadır. Örneğin 1990 yılında 15 milyon olan abone sayısı, 2009 yılına kadar iki kattan fazla artış göstererek 32 milyonu aşmıştır. Artan bu elektrik talebini karşılamak için de doğal olarak hat ve trafo yatırım ihtiyacı ortaya çıkmış, hat uzunluğu ve trafo sayısında da artışlar yaşanmıştır.

Türkiye elektrik dağıtımıyla ilgili temel istatistikleri verdikten sonra bazı göstergeler açısından uluslararası kıyaslamalar yapılarak Türkiye ile diğer ülkelerin farklılıkları ortaya konulacaktır. Bu kapsamda, aşağıdaki Şekil 3-4'te bazı OECD ülkeleriyle Türkiye'nin, ülkelerin gelişmişlik göstergelerinin en önemlilerinden birisi olan kişi başına düşen net elektrik tüketimi açısından karşılaştırması yapılmaktadır.[23]

[23] Değerler 2007 yılına ait olup detay veriler Ekte Tablo 11'de yer almaktadır.

Şekil 3-4: Bazı OECD Ülkelerinin Kişi Başı Yıllık Net Elektrik Tüketim Miktarları (kWh)



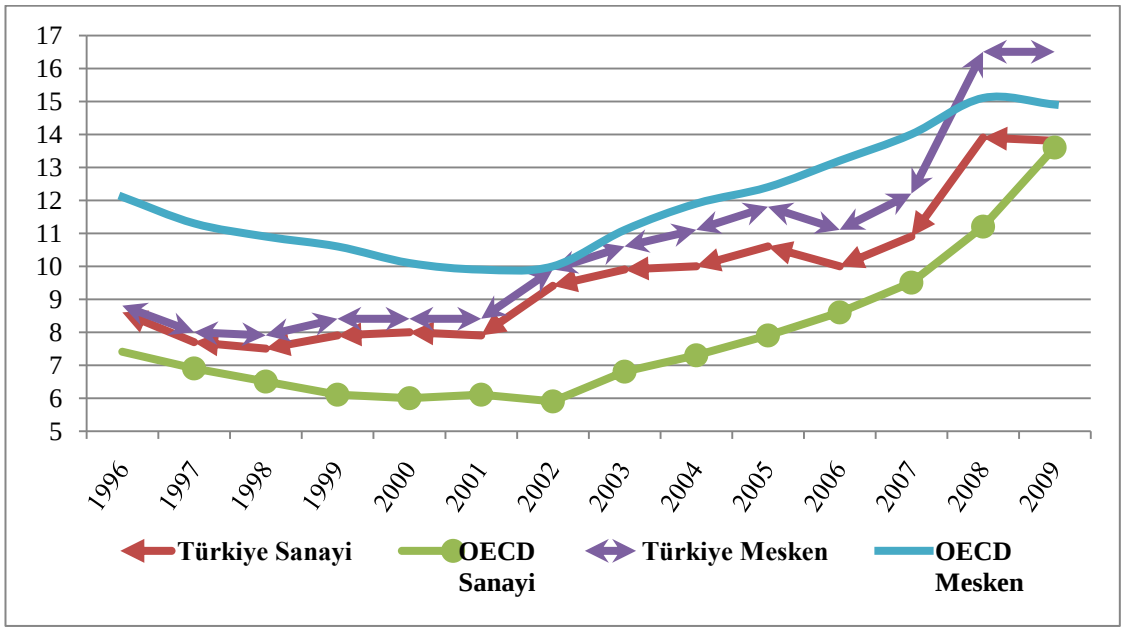
Kaynak: IEA Statistics, Electricity Information 2009 verileri kullanılarak tarafımızdan hazırlanmıştır.

Elektrik enerjisi, insan yaşamında tartışmasız bir önceliğe sahip olup günlük yaşamın birçok alanında vazgeçilmezdir. Bazı sanayi kolları ile konutlarda ikame edilemezdir ve refah seviyesinin sürdürülebilmesi için de çok önemlidir. Şekil 3-4 incelendiğinde kişi başı net elektrik tüketiminde Türkiye'nin OECD ülkeleri içerisinde Meksika'dan sonra en düşük miktara sahip olduğu görülmektedir. Bu miktar, ABD'nin altıda biri, Almanya'nın üçte biri, Kanada'nın yedide biri, Norveç'in on birde biri, OECD ortalamasının ise neredeyse dörtte biridir. Önümüzdeki dönemde Türkiye'de GSYİH'deki ve elektrik tüketimindeki artışlara paralel olarak kişi başı düşen elektrik tüketiminde de hızlı bir artış olması beklenmektedir.

Aşağıdaki Şekil 3-5'te ve Şekil 3-6'da ise yıllara göre Türkiye-OECD sanayi ve mesken fiyatları ile mesken/sanayi fiyat oranları incelenmiştir.[24]

[24] Detay veriler Ekte Tablo 12'de yer almaktadır.

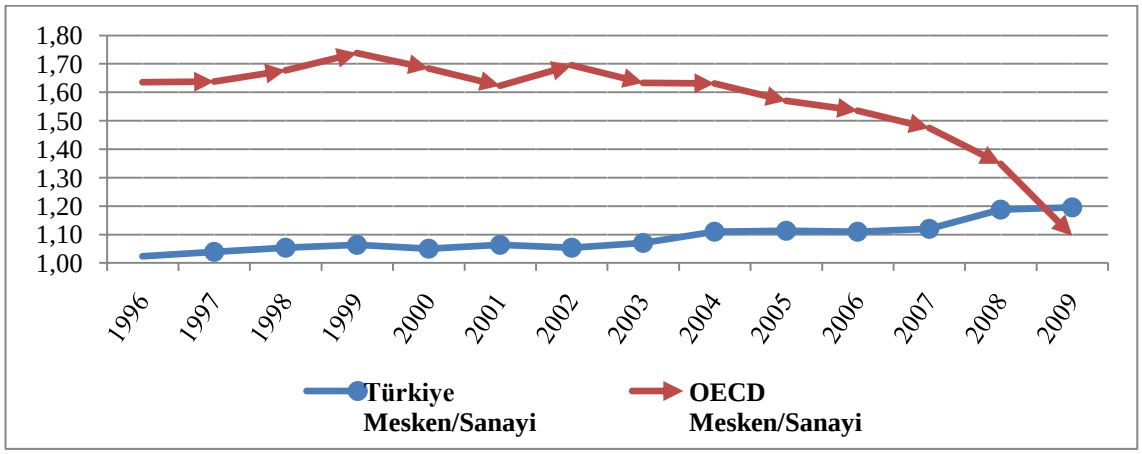
Şekil 3-5: Yıllar İtibarıyla Türkiye-OECD Sanayi ve Mesken Fiyatları (cent/kWh)



Kaynak: IEA Statistics, Energy Prices&Taxes (2010-First Quarter) verileri kullanılarak tarafımızdan hazırlanmıştır.

Şekil 3-5 incelenip elektrik fiyatları kıyaslandığında, OECD ülkelerinin uyguladığı sanayi fiyatının Türkiye sanayi fiyatından düşük, Türkiye mesken fiyatının ise son iki yıl haricinde OECD mesken fiyatından düşük olduğu görülmektedir. Türkiye'de sanayide kullanılan elektrik enerjisi fiyatı, dünya piyasalarında rekabet ettiği ülkelerin fiyatların oldukça üstündedir. Özellikle 2002 yılı sonrasında üretim maliyetleri hızlı bir biçimde artmasına rağmen görüldüğü gibi bu maliyetler Türkiye'de elektrik fiyatlarına aynı oranda yansıtılmamıştır. Ancak 2006 yılı sonrasında bu durum değişmiş ve elektrik fiyatları hızlı bir artış trendine girmiştir. OECD ülkelerinde ise artan üretim maliyetleri elektrik fiyatlarına yansıtılmış ve 2002 sonrasında hem sanayi hem de mesken elektrik fiyatları belirgin bir artış trendine girmiştir.

Şekil 3-6: Yıllar İtibarıyla Türkiye-OECD Sanayi/Mesken Fiyatları Oranı



Kaynak: IEA Statistics, Energy Prices&Taxes (2010-First Quarter) verileri kullanılarak tarafımızdan hazırlanmıştır.

Ayrıca, Şekil 3-6'da görüleceği gibi, Türkiye'deki mesken ile sanayi elektrik fiyatları arasındaki fark çok az iken OECD ülkelerinde bu fark daha fazladır. Esasında fiyat teorisi açısından beklenen, sanayi fiyatlarının mesken fiyatlarından daha ucuz olmasıdır. Zira sanayi tüketiminde ortalamada daha yüksek gerilimde elektrik kullanıldığı için mesken kullanımına göre daha az transformatör kullanılmakta ve daha az düşük gerilim hattı gereksinimi olmaktadır. Yani sanayi kullanıcılarının elektrik maliyeti daha düşüktür. Bundan dolayı, marjinal fiyatlandırma prensiplerine göre sanayiye uygulanan fiyatların daha düşük olması gerekmektedir (Oğur ve Zenginobuz, 1999). Zira Türkiye ekonomisinin büyümesi büyük oranda özel sektör yatırımlarına bağlıdır. Bu açıdan bakıldığında üreten sektörün üretimini artırması ve ürettiğini satabilmesi için gereken koşullardan en önemlisi üretilen malın dünya piyasalarında var olan rekabetçi koşullarda kendisine yer bulabilmesidir. Üretilen malın fiyatını azaltan etkenler rekabet gücünü olumlu yönde etkilerken fiyatını artıran etkenler ise rekabet gücünü olumsuz yönde etkilemektedir. Bu çerçevede, üretim sırasında sarf edilen enerjinin fiyatı üretilen malın fiyatını da etkileyen önemli

unsurlardan biridir. Mesken/Sanayi fiyatları oranında Türkiye yine OECD ülkelerinin oldukça altındadır. Örneğin mesken elektrik fiyatı sanayi elektrik fiyatının ABD'de 1,7 katı, Norveç'te 2,3 katı, Finlandiya'da 1,8 katı, Japonya'da 1,4 katı, Almanya'da 2,4 katı, Danimarka'da ise 3 katıdır. Bu oran gelişmiş ülkelerde 1,53-1,73 arasında iken Türkiye'de 1,02-1,18 aralığında olmuştur. Türkiye'de 1996 yılından itibaren sanayi ve mesken elektrik fiyatları incelendiğinde, sanayi ve mesken fiyatlarının -her ne kadar sanayi fiyatları mesken fiyatlarından düşük olsa da- neredeyse başa baş olduğu görülmektedir. Yani sanayi kullanıcıları mesken tüketicilerini sübvanse etmektedir ve mesken lehine çapraz sübvansiyon mevcuttur. Dolayısıyla uygulanan elektrik fiyat politikası sanayinin rekabetçi gücünü azaltmaktadır.

Yukarıda da değinildiği gibi Türkiye sanayide elektrik fiyatları en yüksek ülkelerden birisi olup meskende ise nispeten daha düşük fiyat uygulamaktadır. Ancak genel görüş ülkemizde elektriğin tüketicilere pahalı sunulduğu şeklindedir. Bu nedenle pahalı elektriğin sebeplerine değinmekte fayda görülmektedir.

Öncelikle OECD ülkelerine göre yüksek kayıp/kaçak oranları pahalı elektriğin önde gelen sebeplerinden birisidir. Yukarıda detaylarıyla incelenen bu sorun özellikle ulusal tarifeden bölgesel tarifeye geçildiğinde kayıp/kaçak oranının yüksek olduğu doğu illerinde elektrik faturasının daha da artmasına sebep olabilecektir. Zira mevcut durumda söz konusu bölgeler kayıp/kaçak oranı düşük olan bölgeler tarafından sübvanse edilmektedir, ancak bölgesel tarifede bu durum söz konusu olmayacaktır.

Pahalı elektriğin bir diğer sebebi enerji fiyatları üzerinden alınan TRT payı, belediye tüketim vergisi ve % 18 oranında KDV gibi ekstra bileşenlerdir.

Bir diğer sebep ise imzalanan pahalı enerji anlaşmalarıdır. Dağıtım şirketlerinin aldıkları enerji TETAŞ'ın veya kendi elektrik üretim tesislerinin maliyetiyle doğru orantılıdır. Geçmişte uygulanan Yİ, YİD ve İHD modelleriyle üretilen enerjinin devlet tarafından yüksek bedeller verilerek alınması ve özel üretim şirketlerinin de genelde doğal gaza ve ithal kömüre dayalı santraller kurması sonucunda söz konusu yakıtların bedelleri yüksek olunca elektrik fiyatları da yükselmektedir. Özellikle alım garantileri sebebiyle EÜAŞ'ın ucuz hidrolik santralleri devre dışı bırakılarak söz konusu pahalı santraller elektrik üretiminde kullanılmaktadır.

Bu bölümün kısaca bir değerlendirmesini yapmak gerekirse, TEDAŞ tarafından yerine getirilen dağıtım faaliyeti, yapılan özelleştirmeler neticesinde artık özel şirketler tarafından yürütülecektir. Bu bağlamda, şebekenin etkin ve verimli bir şekilde işletilmesi suretiyle maliyetlerin düşürülmesi, arz kalitesinin artırılması, teknik kayıpların OECD ülkeleri ortalamalarına indirilmesi ve kaçakların önlenmesi gibi hususlar dikkatle takip edilecek ve özelleştirmenin beklenen faydaları sağlayıp sağlamadığı izlenecektir.

DÖRDÜNCÜ BÖLÜM

ETKİNLİK-VERİMLİLİK KAVRAMLARI ve VERİ ZARFLAMA ANALİZİ

Bu bölümde öncelikle etkinlik ve verimlilik kavramları arasındaki farklar ortaya konmuştur. Daha sonra, veri zarflama analiziyle ilgili teorik literatür taraması yapılış ve veri zarflama analizi ile toplam faktör verimliliği modellerinin teorik temelleri incelenmiştir. Ayrıca veri zarflama analizinin neden tercih edildiği, diğer etkinlik ölçüm modellerine göre avantaj ve dezavantajlarının neler olduğu da ele alınmıştır. Buna ilaveten veri zarflama analiziyle etkinlik ölçümü yaparken dikkat edilmesi gereken hususlar da vurgulanmıştır. Son olarak da elektrik dağıtım şirketlerinin performans ölçümünde VZA kullanılan çalışmalar incelenerek ampirik literatür taraması yapılmıştır.

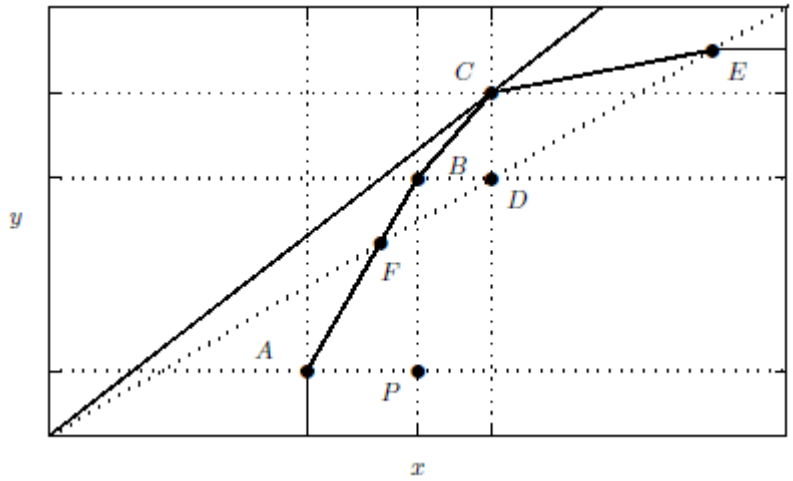
4.1 Etkinlik ve Verimlilik

Performans ölçütlerinden biri olan ve yaygın olarak kullanılan verimlilik kavramının çoğu kez etkinlik kavramından farkı anlaşılmadan yanlış kullanıldığı görülmektedir. Bu nedenle, etkinlik ve verimlilik kavramlarının farklarını ortaya koymakta fayda görülmektedir.

Teknolojik gelişmeler neticesinde, işletmelerde daha önceleri temelde yer alan pek çok problem hızla aşılmış ve son zamanlarda etkinlik ve verimlilik konusu ön plana çıkmıştır. Yaşanan rekabet, işletmeleri kaynaklarını en doğru şekilde kullanmaya zorlamıştır. Bunu sağlamak için işletmelerin rekabet ettikleri sektör içinde performanslarını değerlendirmeleri gerekmektedir. Bu bağlamda etkinlik ve

verimlilik analiz yöntemleri firmaların ya da endüstrinin üretim sürecindeki girdi ve çıktılarını analiz ederek performanslarını ölçmek amacıyla geliştirilmiştir (Tarım, 2001).

Şekil 4-1: Verimlilik ve Teknik Etkinlik



Kaynak: (Tarım, 2001)

Verimlilik veya diğer adıyla üretkenlik kavramı (productivity), en basit tanımıyla, çıktının girdiye oranı olarak ifade edilmektedir. Bu çerçevede, verimlilik kavramı göreli bir kavram değildir. Dolayısıyla incelenen karar birimlerinin verimliliklerini birbirlerinden bağımsız olarak ölçme imkanı vardır (Tarım, 2001).

Tek girdi-tek çıktı durumu dikkate alındığında, herhangi bir karar biriminin verimliliği, çıktının girdiye oranı olarak tanımlanmaktadır. Diğer bir ifadeyle, (0,0) noktasından başlayan ve karar birimini temsil eden noktadan geçen ışının eğimi, bu karar birimi için verimlilik değerini vermektedir. Bu ışının eğiminin artması verimliliğin yükseldiğini göstermektedir. Şekil 4-1'de tek girdi (x) ve tek çıktı (y) durumu için gözlenen çeşitli karar birimleri verilmiştir. Bu karar birimleri arasında en yüksek verimliliğe sahip karar biriminin C, en düşük verimliliğe sahip karar biriminin ise P olduğu görülmektedir. Ayrıca F, D ve E gözlemleri birbirlerinden

farklı ölçeklerde faaliyette bulunmalarına rağmen (originden çıkan kesikli çizgi üzerindeler) aynı verimlilik düzeyindedir. Bu gözlemlerin verimlilik değeri P gözleminden yüksek, C gözleminden ise düşüktür.

En yüksek verimliliğe sahip olan C gözleminin bulunduğu ölçek büyüklüğü Banker (1984) tarafından *en verimli ölçek büyüklüğü* olarak tanımlanmıştır. Optimum olan bu ölçek büyüklüğünün üzerine çıkıldığında veya altında kalındığında karar birimlerinin verimlilikleri düşmektedir.

Üretim girdilerin çıktılara dönüştürülme sürecidir. Bu sürecin etkin olabilmesi, zaman boyutu dikkate alınmadığında mevcut teknoloji çerçevesinde, belli bir girdi bileşiminin kullanılarak maksimum çıktının elde edilmesine veya belli bir çıktı bileşiminin en az girdi kullanılarak üretilmesine bağlıdır. Teknik etkinlik düzeyi, fiilen üretilen ürün ile potansiyel ürün (aynı zaman aralığında firmalarca kullanılan girdilerle üretilebilecek en fazla ürün) arasındaki oran olarak ölçülmektedir. Çıktılardan bir kısmını girdileri sabit tutarak artırmak mümkün değilse, bu karar biriminin üretim sürecinde israfta bulunmadığı söylenir. İsrafın olmaması teknik etkinlik kavramı ile ifade edilmektedir. Açıklamalar çerçevesinde teknik etkin olan karar birimlerinin üretim sınırı üzerinde yer almaları gerekmektedir. Üretim sınırının altında kalan karar birimlerinin göreli olarak kaynaklarını israf ettikleri söylenebilir. Bu bağlamda üretim sınırı (üretim fonksiyonu veya etkin üretim fonksiyonu) teknik etkin olan tüm mümkün üretim kombinasyonlarının kümesidir (Tarım, 2001).

Şekil 4-1'de görüldüğü gibi A, F, B, C ve E gözlemleri etkin üretim sınırı üzerinde yer almakta ve teknik etkin olarak değerlendirilmektedir. Bununla beraber P ve D gözlemleri ise kaynak israfı içerisindedir ve teknik etkin değildir. *P* gözlemi, *A* ile

aynı çıktı düzeyini daha fazla girdi kullanarak gerçekleştirmiştir. Öte yandan, *P* gözlemi, *B* ile aynı miktarda girdi kullanmış olmasına rağmen daha az çıktı üretmiştir. Bu nedenle, *P*'nin teknik etkinsizlik içinde olduğu söylenir.

Bu üç gözlemin verimlilikleri, çıktı/girdi oranından hesaplanmakta ve sonuçta *B*'nin A ve P gözlemlerinden daha verimli olduğu, *P*'nin ise en verimsiz karar birimi olduğu sonucuna varılmaktadır. Öte yandan, *A* gözlemi teknik etkin olarak değerlendirilmesine karşın *B*'ye kıyasla verimliliği daha düşüktür.

4.2 Veri Zarflama Analizi

Veri zarflama analizi (VZA), ürettikleri mal ve hizmet açısından birbirine benzer ekonomik karar birimlerinin diğer karar birimleriyle kıyaslanarak göreli etkinliklerinin ölçülmesi amacıyla geliştirilen parametrik olmayan bir ölçüm yöntemidir. "Zarflama" terimi, etkinliğin karar birimlerinde gözlemlenen girdi ve çıktı düzeylerini zarflayan üretim sınırı referans alınarak ölçülmesinden kaynaklanmaktadır. VZA eldeki verilere göre en iyi performans gösteren karar birimlerinden oluşan bir teknik etkinlik sınırı tanımlamaya yönelik bir yöntemdir. Buradaki "teknik" kelimesi, girdi ve çıktı fiyatları dikkate alınmadan girdilerin çıktılara dönüşüm sürecini ifade etmek için kullanılmaktadır. Üretim sınırı, veri kümesi içinde gözlemlenen n adet karar biriminin girdi ve çıktı matrislerinin oluşturduğu üretim uzayında, birimlerin "çıktılarının ağırlıklı toplamının girdilerinin ağırlıklı toplamına oranı" ile karşılaştırılması sonucunda, bu oranı en çoklayan (en başarılı) birimler tarafından oluşturulmaktadır (Çınar, 2010). VZA'nın amacı, söz konusu sınırı "referans" olarak kabul edip etkin olmayan karar birimlerinin bu sınıra olan uzaklıklarını (ya da etkinlik düzeylerini) ölçmek ve bu etkinlik sınırını

kullanarak etkin olmayan firmaların etkin hale gelebilmeleri için yapmaları gereken değişiklikleri göstermektir.

VZA yöntemi, etkin olmayan bir karar biriminin etkinlik düzeyini artırması için ne yapması gerektiğini de açıklamaktadır. Etkinlik sınırı etkin karar birimlerinin doğrusal kombinasyonu alınarak oluşturulmakta ve söz konusu etkin karar birimlerine de "hedef birimler" (targets) adı verilmektedir. Etkin olmayan karar birimleri etkin olanları taklit ederek etkinlik sınırına yaklaşabilmektedir. Bu süreçte etkin olmayan karar birimi en az mevcut çıktı düzeyinde kalarak etkinlik skoru elde etmede sıfırdan büyük ağırlık verdiği girdi bileşimleri için $(1-\Phi_j)x100$ oranında azaltmaya gitmelidir (Tarım, 2001).

VZA, Farrel'in (1957) teknik etkinlik üzerine yaptığı çalışmasından ilham alan Edwardo Rhodes'in 1978'de Cornegie Mellon Üniversitesi'ndeki çalışmaları ile başlamıştır. Analiz, örgün eğitim programına katılan ve katılmayan okul gruplarının performansını karşılaştırmaktadır (Charnes ve diğ., 1994). Bu çalışmada 70 tane okulun göreli teknik etkinliğini fiyatları göz ardı ederek çoklu girdi ve çıktılarla tahmin etme isteği, CCR (Charnes, Cooper, Rhodes) olarak bilinen VZA modelini doğurmuştur. VZA ile ilgili ilk makale Journal of Operations Research'te 1978'de yayınlanmıştır (Charnes ve diğ. 1994). Bilinen bu CCR modeli, ölçeğe göre sabit getiri varsayımı altında uygulanmaktadır (Kartal ve Kutlar, 2004).

Daha sonra Banker'in ve Banker, Charnes ile Cooper'ın çalışmalarında ölçeğe göre sabit getiri varsayımı gevşetilerek ölçeğe göre değişken getiri durumunu ifade eden ve araştırmacıların isimlerinin baş harfleriyle anılan BCC modeli ortaya konmuştur. CCR ve BCC modellerinin her biri girdiye ve çıktıya yönelik olmak üzere iki ayrı

şekilde uygulanmaktadır. Böylece VZA etkinsizlik kaynaklarının yanı sıra etkinsizlik türlerini de açıklayacak konuma getirilmiştir (Yolalan, 1993).

Birbirleriyle karşılaştırmalı etkinlik ölçümü yapılacak olan karar birimlerinin seçimi etkinlik sonuçlarını doğrudan etkileyen bir konudur. Karar birimlerinin üretim teknolojisi açısından birbirine benzer olmaları, diğer bir ifadeyle gözlem kümesinin homojen olması elde edilecek sonuçların anlamlı olabilmesi açısından son derece önemlidir. Bir grubun homojen olması, söz konusu grubu oluşturan karar birimlerinin aynı girdi-çıktı karmalarına sahip olmaları ve dışsal etkenlerin birbirinden çok farklı olmaması anlamına gelmektedir (Jamasb ve Pollitt, 2003). VZA'da karar birimi sayısı arttıkça etkinlik skor değeri azalmakta, kullanılan değişken sayısı arttıkça ise etkinlik skor değeri artmaktadır. Dolayısıyla modelde kullanılan karar birimi sayısıyla değişken sayısı dengesi model sonuçlarının anlamlı olabilmesi açısından oldukça önemlidir (Jamasb ve Pollitt, 2003).

Ayrıca güvenilir sonuçlar elde edebilmek için doğru ve üretim sürecine nedensel olarak bağlı değişkenlerin seçilmesi büyük önem arz etmektedir. Zira girdi-çıktı seçimine göre skorlar oldukça değişkenlik göstermektedir. Girdi ve çıktıların seçiminde iki problem karşımıza çıkmaktadır: Birincisi; hangi değişkenlerin girdi hangi değişkenlerin çıktı olarak seçileceğidir. İkincisi ise, birçok girdi ve çıktı arasından hangilerinin modele dahil edileceğinin belirlenmesidir.

Değişkenlerin sınıflandırılmasında şu kriter kullanılabilir: diğer değişkenler sabitken bir değişkenin düşük değer alması istenirse bu değişken modele girdi olarak dahil edilmelidir. Öte yandan, diğer değişkenler sabitken bir değişkenin yüksek değer alması istenirse bu değişken modele çıktı olarak eklenmelidir (Pahwa ve diğ., 2003).

Analizde ele alınan modellerde doğru değişkenlerin seçimi elektrik dağıtım şirketleri ele alındığında firmaların performansını etkileyen birçok faktör olduğu için oldukça zordur. Bu nedenle, literatürde elektrik dağıtım şirketlerinin operasyonel sürecini en iyi tanımlayan değişkenlerin hangileri olduğu hususunda belli bir fikir birliği bulunmamaktadır (Giannakis ve diğ., 2005). Literatürde çeşitli çalışmalarda birçok farklı girdi ve çıktı kullanılmıştır. Jamasb ve Pollitt (2001) elektrik dağıtım şirketlerinin performanslarının ölçülmesinde kullanılan en yaygın değişkenleri belirlemiştir. Bu çalışmaya göre en sık kullanılan girdiler; işletme giderleri (OPEX), sermaye harcamaları (CAPEX), personel sayısı, trafo gücü ve hat uzunluğu iken en yaygın kullanılan çıktılar ise müşteri sayısı, dağıtılan enerji ve hizmet alanıdır.

Karşılaştırmalı analizi yapılacak olan karar birimlerinden oluşan gözlem kümesi ve ilgili girdi-çıktı kümeleri seçildikten sonraki aşama, üretim ortamı için en uygun VZA modelinin seçilmesidir. CCR-BCC modellerinden hangisinin kullanılacağı ve modelin girdi yönelimli mi yoksa çıktı yönelimli mi olacağı hususları, bu seçimlere göre sonuçlar değiştiği için önem kazanmaktadır. Dolayısıyla incelenen endüstrinin üretim süreci göz önünde bulundurularak model tercihi yapılmalıdır.

Veri zarflama analizi kullanılarak hesaplanan teknik etkinlik skorları üzerinde örneklem büyüklüğü çok önemli bir etkiye sahiptir. Analiz edilen şirketlerin ortalama teknik etkinlik skorları, modele dahil edilen şirket sayısı arttıkça azalmaktadır. Bunun sebebi, firma sayısı artıkça söz konusu firmaların etkin üretim sınırı üzerinde karşılaşma ihtimallerinin artmasıdır. Yani, VZA vasıtasıyla oluşturulan sınır örneklem sayısı arttıkça asimptotik olarak doğru üretim sınırına yakınsamaktadır.

VZA'da, kısıt sayısı şirket sayısına eşit olup şirket sayısı arttıkça kısıt sayısı da artmaktadır.

Örneklem sayısına ek olarak modelde kullanılan değişken sayısı da teknik etkinlik skorları üzerinde önemli bir etkiye sahiptir. Ancak örneklem büyüklüğünün aksine, modelde kullanılan değişken sayısı azaldıkça, etkinlik skoru ya azalmakta ya da aynı kalmaktadır, ancak hiçbir zaman artmamaktadır. Daha fazla değişken eklenmesiyle beraber her bir firma bazı açılardan eşsiz olma eğiliminde olmakta ve bu nedenle söz konusu firmanın kıyaslama yapılacağı birim sayısı azalmaktadır. Modelde fazla değişken kullanmanın iki tür sakıncası vardır: İlk olarak; kullanılan girdi ve çıktı sayısı artınca, model sonuçlarının kesinliği azalır ve sapma (bias), varyans ve güven aralığı artar. İkinci olarak, fazla miktarda değişken kullanımı etkin firma sayısını artırır ve model sonuçlarını anlamsız ve kullanışsız hale getirebilir (Pahwa ve diğ., 2003).

Bir diğer önemli nokta ise verilerin güvenilirliğidir. Doğru olmayan veriler ait oldukları birimin etkinlik değerini etkilemelerinin yanında, göreli etkinlikleri nedeniyle tüm birimlerin etkinlik değerini tartışmalı hale getirir. Bu nedenle, analizde kullanılan verilerin güvenilir olduğundan emin olunması model sonuçları açısından önemlidir.

VZA'nın diğer etkinlik ölçme yöntemlerine göre bazı önemli avantajları bulunmaktadır. İlk olarak, uygulamadaki kolaylığı sebebiyle üstün bir yöntemdir. İkinci olarak, VZA çoklu girdi ve çıktılar kullanarak etkinlik skorlarını ölçebilmektedir. Üçüncü avantajı, VZA doğrusal form dışında herhangi bir fonksiyonel form varsayımı yapmaz. Ayrıca, bütün girdi ve çıktıları bir grup gibi

düşünür ve böylece her bir karar biriminin tek girdi ve tek çıktının kullanıldığı durumdaki "en iyi" olma iddiasını çürütmüş olur. Dördüncü olarak ise VZA'da etkin olmayan firmalar istatistiksel ölçümler yerine gerçek firmalarla kıyaslanmaktadır (Jakobs, 2001). Öte yandan, kullanılan girdi ve çıktılar modele ölçü biriminden ve ölçü büyüklüğünden bağımsız olarak dahil edilebilir. VZA kullanılarak, yapılacak araştırma kapsamında belirlenen her karar birimindeki etkinsizliğin miktarı ve kaynakları tanımlanabilir. Bu şekilde, etkin olmayan birimlerin girdi miktarında ne kadarlık bir azalış veya çıktı miktarında ne kadarlık bir artış yapmaları gerektiğine ilişkin olarak yöneticilere yol gösterilebilir (Charnes ve diğ., 1978).

Anılan avantajlarının yanı sıra VZA'nın bazı dezavantajları da mevcuttur. Öncelikle, analizdeki değişken sayısı arttıkça etkinlik sınırındaki firma sayısı yapay bir biçimde artar. Dolayısıyla etkinlik skorlarının duyarlılığının ve firmaların etkinlik sıralamalarının araştırılması önemli hale gelmektedir. İkincisi, örneklem sayısı arttıkça ortalama etkinlik skoru azalmaktadır. Yani etkinlik skorları karar birimi sayısına duyarlıdır. Ayrıca, etkinlik skorları sadece eldeki veri setine göre hesaplanmaktadır ve teorik etkinlik skoru ölçümü yoktur. Son olarak, VZA matematiksel bir yöntem olduğundan rassal hata terimi içermez, dolayısıyla veri ve ölçüm hataları modele aktarılıp etkinlik sınırı yanlış tespit edilebilir (Jacobs, 2001).

Takip eden alt bölümde VZA'nın analitik çerçevesi tartışılmıştır. Öncelikle, VZA'nın farklı modelleri analiz edilmiş, daha sonra çevresel faktörlerin neden ve nasıl modele eklenmesi gerektiği irdelenmiştir. Son olarak ise, elektrik dağıtım şirketlerinin performansını ölçmede VZA kullanılan ampirik çalışmaların olduğu literatür taraması aktarılmıştır.

4.2.1 Girdi ve Çıktı Yönelimi

Etkinlik skorları girdi ya da çıktı yönelimli VZA modeli kullanılarak hesaplanabilir. Girdi yönelimli modeller çıktıyı sabit kabul eder ve etkinliğin maksimize edilebilmesi için girdilerin minimize edilmesi suretiyle çalışır. Bu yaklaşım Farrell (1957) tarafından teknik etkinliğin (TE) ölçülmesinde kullanılmıştır. Öte yandan, çıktı yönelimli modellerde ise girdiler sabit kabul edilerek optimum etkinliğin sağlanabilmesi için çıktının maksimize edilmesi gerekmektedir. Bir başka ifadeyle, girdi yönelimli modeldeki teknik etkinlik "çıktı düzeyini değiştirmeden girdi düzeyinin ne kadar azaltılması gerektiği" sorusuna cevap vermeye çalışırken çıktı yönelimli modeldeki teknik etkinlik "girdi düzeyi değiştirilmeden çıktı düzeyi ne kadar arttırılmalıdır" sorusuna cevap vermeye çalışır.

Girdi ve çıktı yönelimli VZA modelleri arasında önemli bir ilişki vardır. Şöyle ki; eğer firma optimum ölçekte faaliyette bulunuyorsa iki modeli de ayrı ayrı çözmeye gerek yoktur, çünkü ölçeğe göre sabit getiri varsayımı varsa, girdi ve çıktı yönelimli modeller aynı teknik etkinlik sonucunu vermektedir (Fare ve Lovell, 1978).

Girdi ya da çıktı yönelimli modellerden hangisinin seçileceği endüstrinin yapısına bağlıdır. Eğer firma sabit girdiler kullanarak çıktılarını maksimize etmesi gereken bir ortamda faaliyet gösteriyorsa çıktı yönelimli VZA kullanılır. Öte yandan, firma sabit çıktıya ulaşmak için girdilerini azaltması gereken bir ortamda faaliyette bulunuyorsa girdi yönelimli VZA kullanılmalıdır. Elektrik dağıtım şirketleri lisansını aldıkları mücavir alan içindeki her müşteriye hizmet götürmek zorundadırlar. Dolayısıyla bir dağıtım şirketi çıktıları üzerinde pek bir kontrole sahip değildir. Bu nedenle, düzenlemeye tabi elektrik dağıtım sektöründe girdi yönelimli VZA modeli

kullanılmaktadır. Bu çalışmada da elektrik dağıtım şirketlerinin performanslarının ölçülmesinde girdi yönelimli VZA modeli kullanılmıştır.

4.2.2 Ölçeğe Göre Sabit Getiri ve Teknik Etkinlik

Biçimsel olarak ifade etmek gerekirse VZA yönteminde, her j (1,…n) karar birimi için bir $x_j = (x_{j1},\ldots x_{jm}) \in R_+^m$ girdi vektörünün bir $y_j = (y_{j1},\ldots y_{jk}) \in R_+^k$ çıktı vektörünü ürettiği varsayılmaktadır. Burada m ele alınan girdi sayısı, k ise çıktı sayısıdır. Böylece veri kümesi, satırları karar birimlerinden, sütunları x_j ve y_j vektörlerinden oluşan "karar birimleri girdi matrisi" $X \in R_+^{mxn}$ ve "karar birimleri çıktı matrisi" $Y \in R_+^{kxn}$ olarak belirlenmektedir.

Ölçeğe göre sabit getiri (constant return to scale-CRS) varsayımına dayalı VZA modeli Charnes, Cooper, Rhodes (1978) tarafından girdi yönelimli etkinlik skorlarını ölçmek amacıyla geliştirilmiştir. Bu model, üretimde ölçeğe göre sabit getiri varsayımına dayanmakta olup bütün firmaların optimum ölçekte faaliyette bulunduklarını varsayarak performanslarını ölçmek amacıyla kullanılmaktadır. Burada teknik etkinlik, karar birimlerinin sabit bir çıktı düzeyini üretmek için girdileri minimize etme yeteneğidir.

$$\text{Min}_{\Phi,\lambda}\ \Phi_j$$

$$\text{st.} \quad -y_j + Y\lambda \geq 0,$$

$$\Phi x_j - X\lambda \geq 0,$$

$$\lambda \geq 0 \qquad (4.1)$$

Bu modelde Φ; gerçek bir sayı, λ; Nx1 boyutlu bir vektör, Y; MxN boyutlu çıktı matrisi ve X ise KxN boyutlu girdi matrisidir. Modelde, gözlem kümesindeki diğer

birimlerin girdi ve çıktı matrislerinin pozitif λ ağırlıkları vektörüyle çarpımları Xλ ve Yλ ile gösterilmektedir. Bu anlamda modelde "en az j biriminin girdi veya çıktı vektörleri kadar iyi" olan doğrusal bileşimlerin varlığı, çıktılar için $Y\lambda \geq y_j$ ve girdiler için $X\lambda \leq x_j$ şeklinde gösterilmiştir. Eğer bu özelliği sağlayan başka bir birim yoksa j birimi "etkin" olarak değerlendirilmektedir. Bu modelin N kere (her bir birim için bir kere) çalıştırılması durumunda her bir birim için elde edilecek olan Φ değeri o birimin teknik etkinliğini göstermektedir. Bu değişken $\Phi \leq 1$ şartını sağlamaktadır ve 1'e eşit olması durumunda söz konusu karar biriminin etkin sınır üzerinde yer aldığı anlamına gelmektedir (Coelli ve diğ., 2005).

Ölçeğe göre sabit getiri modelleri firmanın saf teknik etkinlik skorunu ilgili firmayı kendine benzer olmayan ve muhtemelen de kendine göre daha etkin ölçekte çalışan firmalarla kıyasladığı için olduğundan daha düşük gösterebilmektedir (Giannakis ve diğ. 2005). Bu dezavantajı ortadan kaldırmak için ölçeğe göre getirideki kısıtlamaları gevşetmek gerekmektedir.

4.2.3 Ölçeğe Göre Değişken Getiri ve Ölçek Etkinliği

Ölçeğe göre sabit getiri varsayımı altındaki VZA modeli tüm karar birimleri optimum ölçekte faaliyette bulunuyorsa kullanılabilir. Ancak regülasyon, aksak rekabet vs, gibi sebeplerden ötürü firmalar optimum ölçekte faaliyet gösteremeyebilir. Banker, Charnes ve Cooper (1984) tüm şirketler optimum ölçekte faaliyet göstermiyorsa yanlış teknik etkinlik sonuçları elde edileceğine dikkat çekerek ölçeğe göre değişken getiri (variable return to scale-VRS) modelini önermiştir. Buna göre, modele yeni bir konvekslik kısıtı eklenerek ölçeğe göre değişken getirileri dikkate alması, dolayısıyla daha önceki CRS modeline göre

hesaplanan teknik etkinlik değerlerinin ölçek farklılıklarından arındırılması sağlanabilecektir. VRS modelinde etkinlik sınırındaki firma sayısı artar. Yani eğer ölçeğe göre değişken getiri varsayımı altında elde edilen teknik etkinlik skoru ölçeğe göre sabit getiri varsayımı altında elde edilen teknik etkinlik skorundan daha büyükse firma optimum ölçekte çalışmıyor demektir.

VRS modelinin uygulanması sonucunda elde edilen sonuçlar CRS modelinden elde edilen sonuçlarla aynıdır, ancak VRS modelinde CRS modeline ek olarak bir de ölçek etkinliği ölçülmektedir. VRS modelinde girdi yönelimli bir teknik etkinlik skorunun hesabı aşağıdaki gibidir:

$$CRS_{TE} = VRS_{TE} \text{ x } SE \qquad (4.2)$$

Burada CRS_{TE} saf teknik etkinlik ve ölçek etkinliği olmak üzere ikiye ayrıştırılmıştır. Ölçek etkinsizliğinin sebebi ölçeğe göre artan (IRS) ya da ölçeğe göre azalan (DRS) getiriden kaynaklanabilmektedir (Hollas ve diğ., 2002).

$$\begin{aligned} \text{Min}_{\Phi,\lambda}\ & \Phi_j \\ \text{st.} \quad & -y_j + Y\lambda \geq 0, \\ & \Phi x_j - X\lambda \geq 0, \\ & N1'\lambda = 1, \\ & \lambda \geq 0 \end{aligned} \qquad (4.3)$$

Bu modelde N1' 1'lerden oluşan Nx1 boyutlu vektör olup modele konvekslik kısıtı olarak eklenmiştir. Bu kısıt diğer karar birimleriyle karşılaştırılan firmanın söz konusu firmalarla benzer üretim ölçeğinde olduğu anlamı taşımaktadır (Giannakis ve diğ., 2005). Bu model, her bir firma için çözülerek ölçeğe göre değişken getiri

durumunda firmaların etkinlik skorları hesaplanır. Ölçeğe göre değişken getiri modelinde ölçek büyüklüğünün neden olduğu etkinlik farkı (SE), teknik etkinlik skorlarının (TE_{CRS} ve TE_{VRS}) oranlanması ile bulunmaktadır.

$$SE = TE_{CRS} / TE_{VRS} \quad (4.4)$$

CRS ve VRS modellerinin teknik etkinlik skorları kullanılarak her bir firmanın ölçek etkinliği skoru hesaplanabilir:

$$SE_i = TE_{CRSi} / TE_{VRSi} \quad (4.5)$$

4.2.4 Ölçeğe Göre Artan Olmayan Getiri

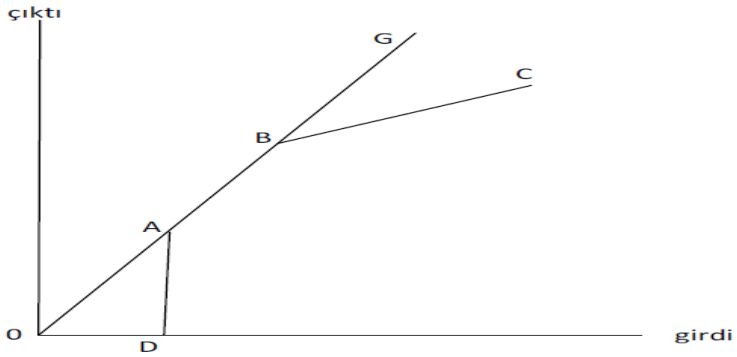
Ölçek etkinliği skorları sadece firmanın optimum ölçekte çalışıp çalışmadığıyla ilgili bilgi vermektedir. Ancak eğer firma optimum ölçekte çalışmıyorsa bunun sebebinin firmanın üretim sürecinde ölçeğe göre artan getiride çalışmaktan mı yoksa ölçeğe göre azalan getiride çalışmaktan mı kaynaklandığını söylememektedir. Dolayısıyla bir firmanın faaliyette bulunduğu ölçek tipini bulabilmek için aşağıdaki model çözülmelidir:

$$\begin{aligned} \text{Min}_{\Phi,\lambda}\ & \Phi_j \\ \text{st.} \quad & -y_j + Y\lambda \geq 0, \\ & \Phi x_j - X\lambda \geq 0, \\ & N1'\lambda \leq 1, \\ & \lambda \geq 0 \end{aligned} \quad (4.6)$$

Modeldeki $N1'\lambda \leq 1$ kısıtıyla NIRS altında teknik etkinlik skorları bulunabilir. Böylece üretim ölçeğinden kaynaklanan bir etkinsizlik durumunun, etkinlik sınırının ölçeğe göre artan getiri bölgesinde mi yoksa ölçeğe göre azalan getiri bölgesinde mi

üretim yapmaktan kaynaklandığını belirlemek mümkündür. Eğer karar biriminin elde ettiği skorlar CRS=VRS=NIRS ise söz konusu firmanın en uygun üretim ölçeğinde faaliyette bulunduğu kabul edilmektedir. Firmanın ölçeğe göre azalan getiri bölgesinde faaliyette bulunduğu durumda VRS=NIRS>CRS olmakta ve karar biriminin ölçek etkinliğine ulaşması için üretim ölçeğini düşürmesi gerekmektedir. Öte yandan, VRS>NIRS=CRS durumunda ise firmanın ölçeğe göre artan getiri bölgesinde faaliyette bulunduğu ve ölçek etkinliğine ulaşmak için üretim ölçeğini artırması gerektiği kabul edilmektedir (Banker, 1984).

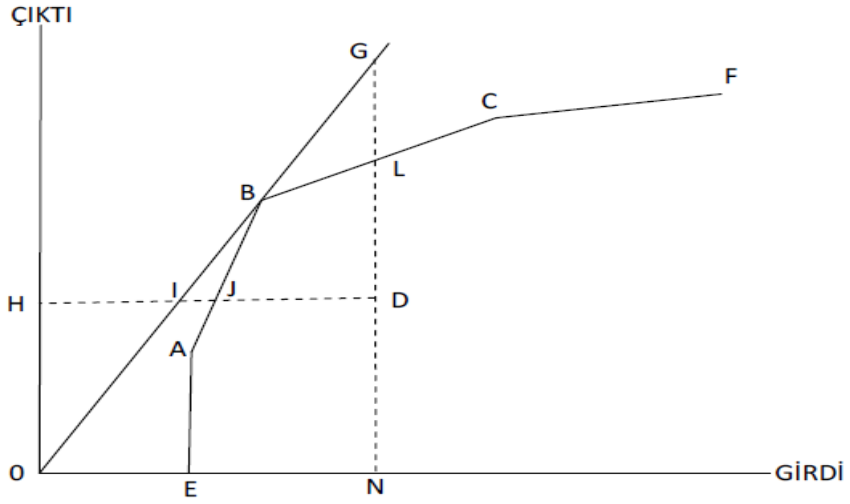
Şekil 4-2: Değişik Teknoloji Varsayımlarına Göre Etkinlik Sınırı



Kaynak: (Bağdadioğlu ve Cumhur, 2010)

Charnes, ve diğ., (1978) VZA yöntemini CRS varsayımı altında tanımlayarak etkinlik sınırının Şekil 4-2'deki gibi orijinden geçmesini sağlamışlardır (0ABG). Banker, ve diğ., ise (1984) CRS varsayımını gevşeterek etkinlik sınırının konveks bir hal almasını (Şekil 4-2'de DABC) ve VRS ile faaliyet gösteren karar birimlerinin de belirlenebilmesini sağlamışlardır. Böylece, etkinsizliğin sebebinin yönetim beceriksizliğinden mi (saf teknik etkinsizlik) yoksa uygun ölçekte faaliyette bulunmamaktan mı (ölçek etkinsizliği) kaynaklandığını belirlemeyi mümkün kılmışlardır.

Şekil 4-3: Veri Zarflama Analizi Etkinlik Ölçümleri



Kaynak: (Bağdadioğlu, 2009)

Çalışmada ele alınan karar birimleri elektrik dağıtım şirketleridir. Bu bağlamda Şekil 4-3'te yer alan A, B, C ve D olarak gösterilen dört elektrik dağıtım şirketi (EDAŞ) vasıtasıyla teknik etkinlik ölçümünü tarif etmek mümkündür. Şekil 4-3'te 0BG Ölçeğe Göre Sabit Getiri (CRS), EABCF ise Ölçeğe Göre Değişken Getiri (VRS) durumunu göstermektedir. CRS durumunda etkinlik sınırı üzerinde olduğu için sadece $EDAŞ_B$ teknik etkindir. Etkinlik sınırının altında yer alan $EDAŞ_A$, $EDAŞ_C$ ve $EDAŞ_D$ etkin değildir. VRS durumunda ise, $EDAŞ_B$ ile birlikte $EDAŞ_A$ ve $EDAŞ_C$ de etkinlik sınırında yer aldıkları için etkindir. Burada etkinlik sınırının altında kaldığı için sadece $EDAŞ_D$ etkin değildir.

Bu iki etkinlik sınırı altında, EDAŞ'ların etkinliğini, ya aynı çıktı miktarını daha az girdi kullanmak suretiyle üretme "input minimization" (Girdi Azaltma Etkinliği-GAE) ya da aynı girdi miktarı ile daha fazla çıktı üretme "output maximization" (Çıktı Çoğaltma Etkinliği-ÇÇE) kapasiteleri bakımından iki şekilde tanımlamak mümkündür. D şirketi için CRS durumunda GAE TE1=HI/HD olarak, VRS

durumunda GAE ise, TE2=HJ/HD olarak ifade edilmektedir. Burada CRS durumunda, aynı miktarda çıktı (H) üretmek için, I noktasındaki hayali bir EDAŞ'a kıyasla daha fazla girdi kullandığı için ve benzer şekilde VRS durumunda, aynı miktarda çıktı (H) üretmek için, J noktasındaki hayali bir EDAŞ'a kıyasla daha fazla girdi kullandığı için $EDAŞ_D$ etkin değildir. ÇÇE'yi ise CRS durumunda TE3=ND/NG ve VRS durumunda TE4=ND/NL şeklinde göstermek mümkündür. Burada, CRS durumunda aynı miktarda girdi (N) kullanmak suretiyle, G'deki hayali bir EDAŞ'a kıyasla daha az çıktı ürettiği için ve benzer şekilde VRS durumunda aynı miktarda girdi (N) kullanmak suretiyle, L'deki hayali bir EDAŞ'a kıyasla daha az çıktı ürettiği için $EDAŞ_D$ etkin değildir. Yani D şirketi hem CRS hem de VRS durumunda etkinsizlik içerisindedir.

Elektrik dağıtım şirketleri hizmet verme sorumluluğu içerisinde tüketicilere talep ettikleri elektriği dağıtmakla yükümlüdür. Bu nedenle EDAŞ'ları, bu hizmeti mümkün olan en düşük girdi miktarı ve maliyetle gerçekleştirme yetenekleri bakımından kıyaslamak daha uygundur. Dolayısıyla, bundan sonraki açıklamalarda dağıtım şirketlerinin girdiden tasarruf etme imkanları ve ölçek etkinlikleri üzerinde durulmaktadır. CRS ve VRS skorlarının belirlenmesi, ölçek etkinliği bileşeninin hesaplanmasını da mümkün kılmaktadır. Ölçek etkinliği söz konusu karar biriminin CRS skorunun VRS skoruna bölünmesiyle bulunmaktadır. Şekil 4-3'te D şirketi için ölçek etkinliği, (HI/HD)/(HJ/HD) = HI/HJ olarak ölçülmektedir. EABC etkinlik sınırının AB bölgesinde olan EDAŞ'ların ölçeğe göre artan getiride, BC bölgesinde olanların ise ölçeğe göre azalan getiride faaliyet gösterdikleri kabul edilmektedir.

4.2.5 Çevresel Faktörler

Çevresel faktörler karar birimlerinin etkinliklerini etkileyen ancak firmanın kontrolü altında olmayan faktörlerdir. Bu faktörler girdi değildir ve çıktı üretmede kullanılmazlar, ancak girdi ve çıktı düzeyini dışsal olarak etkilemektedirler. Bu nedenle çevresel faktörlerin çok iyi incelenerek modellere uygun değişkenlerin eklenmesi gerekmektedir. Bazı ölçülebilen çevresel faktörlere nüfus yoğunluğu, kişi başına düşen gelir, şebeke yoğunluğu; ölçülemeyen çevresel faktörlere ise mülkiyet yapısı ve faaliyet bölgesi örnek verilebilir (Ertürk, 2009).

VZA'da çevresel faktörlerin analiz edildiği dört model vardır. Bu dört modelden ikisi çevresel faktörler ölçülemediği zaman kullanılır. İlk olarak, eğer çevresel faktör ölçülemiyor ancak en çok olumsuz olandan en az olumsuz olana doğru sıralanabiliyorsa, firmalar da bu olumsuzluktan etkilenme düzeylerine göre sıralanabilir. Bu kapsamda, benzer çevresel koşullarda faaliyet gösteren firmalar kendi aralarında ya da daha olumsuz çevrede faaliyet gösterenlerle kıyaslanır. İkinci olarak, eğer çevresel faktör ne ölçülebiliyor ne de sıralanabiliyorsa örneklem çevresel faktörün karakteristik özelliklerine göre alt gruplara ayrılır. Daha sonra VZA her bir alt grup için ve tüm örneklem için ayrı ayrı çözülür (Coelli ve diğ., 2005).

Diğer iki yöntem ölçülebilir çevresel faktörler için geliştirilmiştir. Bu durumda uygulanan yöntemlerden ilki iki aşamalı yöntemdir. Birinci aşamada, VZA modeli çevresel faktörler dahil edilmeden ölçülür, akabinde etkinlik skorları çevresel faktörlere regress edilir. Son yöntemde ise, ölçülebilir çevresel faktörler modelde çıktı olarak ya da firmanın kontrolünde olmayan (non-discretionary) değişkenler olarak modele dahil edilir (Coelli ve diğ., 2005). Bu seçenekte, öncelikle çevresel

faktörün etkisinin yönü belirlenmelidir. Eğer etki pozitifse ve L tane pozitif çevresel faktör varsa aşağıdaki model kullanılır:

$$\begin{aligned} \text{Min}_{\Phi,\lambda}\ & \Phi_j \\ \text{st.}\quad & -y_j + Y\lambda \geq 0, \\ & \Phi x_j - X\lambda \geq 0, \\ & z_j - Z\lambda \geq 0, \\ & N1'\lambda = 1, \\ & \lambda \geq 0 \end{aligned} \tag{4.7}$$

Denklem (4.7)'de z_j j. firmanın çevresel faktör vektörü, Z ise LxN boyutlu tüm firmaların çevresel faktörlerini içeren matristir. Öte yandan, eğer etki negatifse çevresel faktörler modele çıktı olarak dahil edilerek aşağıdaki model çözülür:

$$\begin{aligned} \text{Min}_{\Phi,\lambda}\ & \Phi_j \\ \text{st.}\quad & -y_j + Y\lambda \geq 0, \\ & \Phi x_j - X\lambda \geq 0, \\ & -z_j + Z\lambda \geq 0, \\ & N1'\lambda = 1, \\ & \lambda \geq 0 \end{aligned} \tag{4.8}$$

Bu çalışmada her bir karar biriminin etkinliğinin ölçümünde son metot kullanılmıştır, çünkü kullanılan çevresel faktörler ölçülebilirdir ve etkinlik skorları üzerinde negatif etkiye sahiptir. Daha sonra da çevresel faktör içeren modeller çevresel faktör içermeyen modellerle kıyaslanmıştır. Buradaki amaç, çevresel faktörlerin model skorları üzerindeki etkisinin analiz edilmesidir.

4.2.6 Toplam Faktör Verimliliği

Önceki bölümlerde tartışılan etkinlik ölçme yaklaşımlarının zaman boyutu bulunmamaktadır. Diğer bir ifadeyle, analizler belirli bir an için gerçekleştirilmektedir. Ancak verimlilik değerlendirme sürecinde cevaplanması gereken önemli bir soru, zaman içinde verimliliğin nasıl değiştiğidir. Bu alt bölümde, bahsedilen soruya cevap vermek üzere Malmquist Toplam Faktör Verimliliği (Malmquist Total Factor Productivity-TFP) endeksi incelenmiştir.

Karar birimlerine ilişkin panel verinin derlenebilmesi halinde toplam faktör verimliliğindeki değişim incelenebilmektedir. Malmquist toplam faktör verimliliği (TFV) endeksi oluşturan iki bileşeni açıkça tanımlayabilmektedir. Bunlar, karar birimlerinin etkin sınıra yaklaşma sürecinin bir değerlendirmesi olan teknik etkinlik değişimi (efficiency change) ve etkin sınırın zaman içinde değişimini belirlemeye yönelik olarak oluşturulan teknolojik değişimdir (technical change) (Tarım, 2001).

Teknolojik gelişme bir üretim biriminin; teknolojik yenilikler ortaya koyarak ya da başka üretim birimlerince ortaya konan teknolojik yenilikleri aynen veya iyileştirerek kullanması sonucunda üretim olanakları eğrisini genişletmesini ifade etmektedir. Teknik etkinlik ise üretim biriminin halihazırda kullandığı teknolojiyi optimum şekilde değerlendirebilme yeteneğini tanımlamaktadır. Üretim biriminin mevcut teknolojiyi optimum şekilde kullanması her zaman mümkün olamayabilmektedir. Böyle bir durumda üretim biriminin teknik etkinlik düzeyinde düşüş meydana gelebilmektedir. Teknik etkinlik düzeyinde yaşanacak bir düşüş, teknolojik gelişme değerinden daha yüksek olursa, TFV düzeyinde de bir düşüş yaşanmaktadır (Saygılı ve diğ., 2001: 36).

Öte yandan, teknik etkinlik değişimi de kendi içinde saf etkinlikteki değişim ve ölçek etkinliğindeki değişim olmak üzere ikiye ayrılmaktadır. Saf etkinlik, şirketin yönetsel açıdan performansını ifade ederken ölçek etkinliği şirketin uygun ölçekte faaliyette bulunma başarısını göstermektedir. Bu bağlamda, üretim sürecinin ne derece etkin yapıldığı, etkinliğin zaman içerisinde ne şekilde değiştiği, verimlilikteki değişmelerin ne kadarının etkinlikteki değişimden ne kadarının teknolojideki değişimden kaynaklandığını bilmek oluşturulacak plan ve politikalar açısından önemli olmaktadır (Deliktaş, 2002).

Malmquist TFV endeksi konusunda yazılmış olan temel referans niteliğindeki iki çalışma Nishimizu ve Page (1982) ile Fare, Grosskopf, Norris ve Zhang'a (1994) aittir. Bahsi geçen ilk çalışma, Aigner ve Chu'nun (1968) doğrusal programlama tabanlı yaklaşımını kullanarak parametrik üretim sınırının belirlenmesini ve takiben TFV değişimini etkinlik değişimi ve teknolojik değişim bileşenlerinin toplamı olarak yazılabileceğini göstermiştir. İkinci çalışmada ise Caves, Christensen ve Diewert'te (1982) tanımlandığı şekliyle Malmquist TFV endeksinin ölçümü için VZA tabanlı bir teknik geliştirilmiştir. Ayrıca yine TFV endeksinin etkinlik değişimi ve teknik değişime karşılık gelen iki bileşenden oluştuğu gösterilmiştir. Bu iki çalışma arasındaki temel fark, ilkinde parametrik bir yaklaşım kullanılırken ikincisinde parametrik olmayan yöntem kullanılmasıdır (Tarım, 2001).

Malmquist TFV endeksi iki gözlemin toplam faktör verimliliğindeki değişimi ortak bir teknolojiye olan uzaklıklarının oranı olarak ölçmektedir. Bu ölçüm için uzaklık fonksiyonu kullanılmaktadır. Malmquist endeksi ile uzaklık fonksiyonları arasındaki ilişki bu noktada doğmaktadır. Caves ve diğ. (1982) tarafından geliştirilen bu

endekse, uzaklık fonksiyonları yardımıyla endeks kurma fikrini ilk ortaya atan Sten Malmquist'in ardından Malmquist ismi verilmiştir. Uzaklık fonksiyonu çoklu girdi-çıktılı üretim teknolojilerini tanımlamada kullanılmaktadır. Girdi uzaklık fonksiyonu, çıktı vektörü verildiğinde, oransal olarak en çok daralan girdi vektörüne bağlı olarak üretim teknolojisini tanımlamaktadır. Benzer olarak, çıktı uzaklık fonksiyonu, girdi vektörü verildiğinde, oransal olarak en çok genişleyen girdi vektörüne bağlı olarak üretim teknolojisini tanımlamaktadır (Tarım, 2001).

Çıktıya göre uzaklık fonksiyonu, $\vec{x}$ ile üretilebilecek mümkün $\vec{y}$ lerin kümesi $\Omega(\vec{x})$ ile gösterilmek üzere,

$$d_0(\vec{x},\vec{y}) = \min\{\delta|(\vec{y}/\delta \in \Omega(\vec{x})\} \quad (4.9)$$

olarak tanımlanır. Uzaklık fonksiyonu $d_0(\vec{x},\vec{y})$ nin alacağı değerler $\vec{y}$ vektörü $\Omega(\vec{x})$ sınırı üzerinde ise 1, $\vec{y}$ vektörü $\Omega(\vec{x})$ içindeki teknik etkin olmayan bir noktayı tanımlıyorsa > 1 ve $\vec{y}$ vektörü $\Omega(\vec{x})$ dışındaki mümkün olmayan bir noktayı tanımlıyorsa < 1'dir.

Fare ve diğ. (1994) izlenerek esas alınan s dönemi ve izleyen t dönemi arasındaki çıktıya göre Malmquist TFV değişim endeksi, uzaklık fonksiyonu çerçevesinde,

$$m_o(\vec{x}_s,\vec{y}_s,\vec{x}_t,\vec{y}_t) = \sqrt{\frac{d_o^s(\vec{x}_t,\vec{y}_t)}{d_o^s(\vec{x}_s,\vec{y}_s)} \times \frac{d_o^t(\vec{x}_t,\vec{y}_t)}{d_o^t(\vec{x}_s,\vec{y}_s)}} \quad (4.10)$$

olarak hesaplanır. Denklem (4.10) s ve t dönemlerinin geometrik ortalamasıdır. Bu gösterimde $d_o^s(\vec{x}_t,\vec{y}_t)$ t dönemi gözleminin s dönemi teknolojisine olan uzaklığını ifade ederken $d_o^t(\vec{x}_s,\vec{y}_s)$ s dönemi gözleminin t dönemi teknolojisine olan uzaklığını temsil etmektedir. m(.) fonksiyonunun değerinin 1'den büyük olması s döneminden t dönemine TFV'de büyüme olduğunu, yani verimlilik artışı olduğunu; 1'den küçük

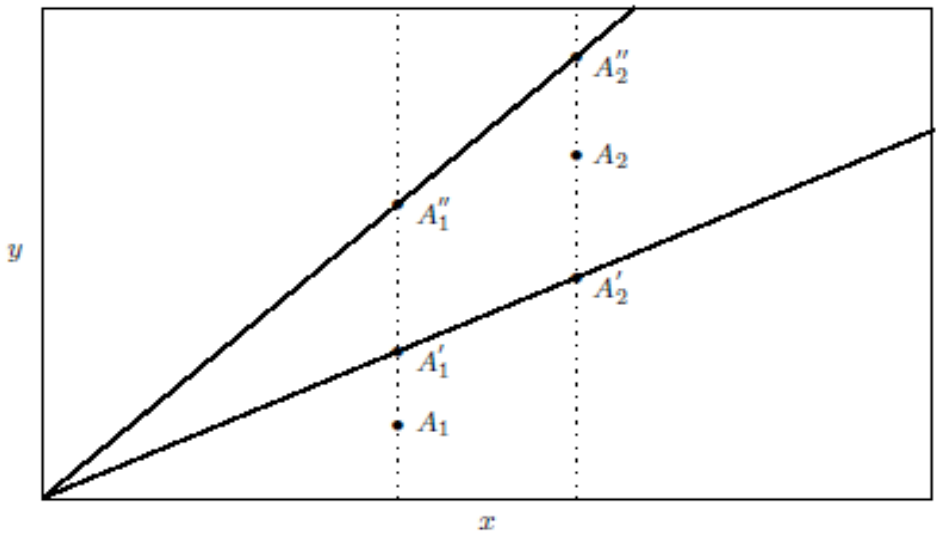
olması ise aynı dönemler dikkate alındığında TFV'de azalma olduğunu, yani verimlilik düşüşü olduğunu göstermektedir. Malmquist TFV endeksinin teknik etkinlikteki değişim ve teknolojik değişim olarak ayrılması her iki faktörün TFV'ye olan katkısının belirlenmesine yardımcı olacaktır. Bu bağlamda eşitlik (4.10) aşağıdaki gibi yazılabilir:

$$m_o(\vec{x}_s, \vec{y}_s, \vec{x}_t, \vec{y}_t) = \frac{d_o^t(\vec{x}_t, \vec{y}_t)}{d_o^s(\vec{x}_s, \vec{y}_s)} \sqrt{\frac{d_o^s(\vec{x}_t, \vec{y}_t)}{d_o^t(\vec{x}_t, \vec{y}_t)} \times \frac{d_o^t(\vec{x}_s, \vec{y}_s)}{d_o^t(\vec{x}_s, \vec{y}_s)}} \quad (4.11)$$

Eşitlik (4.11)'in sağ tarafındaki ilk terim s ve t dönemleri arasındaki çıktıya yönelik etkinlik değişiminin ölçüsüdür. Karekök içindeki ifade ise teknolojik değişimi ifade etmektedir. Bu ifadeler Şekil 4-4'te açıklanmıştır. Aşağıdaki Şekil 4-4'te CRS varsayımı altında tek girdi-çıktı durumunda tek bir karar birimi (A) incelenmiştir.

s döneminde teknoloji T1 altında karar birimi A'nın lokasyonu A1'dir. t dönemine gelindiğinde, teknoloji T2 altında A'nın yeni lokasyonu A2 olarak gözlenir.

Şekil 4-4: Malmquist Toplam Faktör Verimliliği Endeksi



Kaynak: (Tarım, 2001)

Bu durumda

$$Teknik\ Etkinlik\ Değişimi = \frac{y_{A_2}/y_{A_2''}}{y_{A_1}/y_{A_1''}} \tag{4.12}$$

$$Teknolojik\ Değişim = \left(\frac{y_{A_2}/y_{A_2'}}{y_{A_2}/y_{A_2''}} \times \frac{y_{A_1}/y_{A_1''}}{y_{A_1}/y_{A_1''}}\right)^{1/2} \tag{4.13}$$

olarak yazılır. Dikkat edilirse, yukarıdaki denklemde değerlendirmesi yapılan gözlemlerin dönemiyle, değerlendirmede kullanılan teknolojinin döneminin farklı olduğu görülecektir. Eşitlik (4.12)'deki oran s ve t yılları arasındaki teknik etkinlikteki değişimi ölçmektedir. Etkinlikteki değişim t dönemindeki teknik etkinliğin s dönemindeki teknik etkinliğe oranı şeklindedir. Burada teknik etkinlikteki değişim ölçeğe göre sabit getiri varsayımı altında iki dönem arasında her bir gözlem için en iyi üretim sınırını (catch-up effect) yakalayabilme derecesini ifade etmektedir. Öte yandan teknik etkinlikteki değişimle teknolojik değişimin çarpımı ise toplam faktör verimliliğindeki değişimi vermektedir (Avcı ve Kaya, 2008).

4.3 Ampirik Literatür Taraması

Parametrik olmayan bir yaklaşım olan veri zarflama analizi tüm dünyada karar birimlerinin performansını ölçmede yaygın bir kullanım alanına sahiptir. VZA ortaya çıkışından beri yönetim bilimi, ekonomi ve yöneylem araştırması gibi birçok alanda artan bir şekilde uygulanan bir yöntem haline gelmiştir. VZA ayrıca, elektrik, telekom, doğal gaz ve su gibi düzenlemeye tabi doğal tekel özelliği taşıyan endüstrilerde de kullanılmaktadır. Özellikle 1980'lerin sonlarından itibaren ortaya çıkan özelleştirme dalgasından itibaren birçok ülkede enerji sektöründe (özellikle elektrik sektörü) VZA önemli bir performans ölçme ve kıyaslama tekniği olarak kabul görmektedir (Jamasb ve Pollitt, 2001).

Elektrik dağıtım şirketlerinin etkinliği konusunda VZA ile yapılan ilk çalışma Weyman-Jones (1991) tarafından gerçekleştirilen ve İngiltere'deki elektrik dağıtım sektörünün performansını ölçen çalışmadır. Bu çalışmadan sonra, literatürde bu konuda yapılan uygulamaların sayısı gittikçe artmış ve ölçekleri tek ülkeden uluslararası düzeye genişlemiştir. Yapılan çalışmalara örnek olarak; Hjalmarsson ve Veiderpass (1992), Forsund ve Kittelsen (1998), Lo, Chien ve Lin (2003), Jamasb ve Pollitt (2003) ve Edvardsen ve Forsund (2003) verilebilir (Ulucan ve Atıcı, 2010). Elektrik dağıtım sektöründe VZA kullanılarak yapılan göreli performans ölçüm çalışmalarının bazıları Tablo 4-1'de yer almaktadır. Tablo 4-1'de çalışmanın kim tarafından yapıldığı, çalışmanın uygulama alanı ve karar birimi sayısı ile çalışmada elde edilen temel sonuçlar yer almaktadır.

Tablo 4-1: Literatürde Elektrik Dağıtım Şirketlerinin Performans Ölçüm Çalışmaları

ÇALIŞMA	UYGULAMA ALANI	TEMEL SONUÇLAR
Weyman-Jones (1991)	Büyük Britanya 12 şirket	- 5 şirket etkin, firmalar arasında büyük skor farklılıkları var.
Miliotis (1992)	Yunanistan	- Verimsiz firmalarda aşırı işgücü kullanımı var.
	45 şirket	- Parametrik skorlarla non-parametrik skorlar arasında tutarsızlık var.
Hougaard (1994)	Danimarka	- Verimlilik artırma potansiyeli yüksek.
	82 şirket	- Etkinlik skorları model seçimine göre değişmekle birlikte şirketlerin sıralaması model seçiminden etkilenmiyor.
Førsund ve Kittelsen (1998)	Norveç 150 şirket	- Teknolojik kayma sonucunda her yıl ortalama % 2 verimlilik artışı gözlenmiştir.
Giannakis ve diğ. (2005)	Büyük Britanya	- Maliyet etkinliğine sahip firmalar düşük hizmet kalitesine sahiptir.
	14 şirket	- Sadece maliyet analizi yapılarak elde edilen etkinlik skorlarıyla, kalite faktörü dahil edilerek elde edilen sonuçlar arasında düşük bir korelasyon var.
Korhonen ve diğ. (2003)	Finlandiya 102 şirket	- Teknik etkinlik skorlarında hizmet kalitesi kontrolünden sonra bir artış gözlenmiştir.
Pahwa ve diğ. (2003)	ABD- 50 şirket	- 19 firma etkin bulunmuştur.

Ghaderi ve diğ. (2006)	İran	- Parametrik ve non-parametrik modellerden elde edilen sonuçlar hem sıralamada hem de etkinlik skorlarında oldukça farklı çıkmıştır.
	38 şirket	
Von Hirschhausen ve diğ. (2006)	Almanya	- Doğu Alman şirketleri Batı Alman şirketlerine göre daha yüksek etkinlik sonuçlarına sahip.
	307 şirket	- Düşük müşteri yoğunluğu etkinlik skorlarını etkiliyor.
		- Ölçeğe göre getiri skorlar üzerinde az bir etkiye sahip, zira sadece çok küçük firmalar maliyet avantajına sahip çıkmıştır.
Hess ve diğ. (2007)	Almanya	- Doğu Alman şirketleri Batı Alman şirketlerine göre daha iyi performans göstermiştir.
	304 şirket	
Cullmann ve diğ. (2008)	Polonya	- Geçiş döneminde teknik etkinlik artmış fakat tahsis etkinliği artmamıştır.
	32 şirket	- Küçük firmalar ortalamada büyüklere göre daha az etkin çıkmıştır, bunun sebebi büyük oranda ölçek etkinliğidir.
		- Non-parametrik ve parametrik sonuçlar tutarlı.
Jamasb ve diğ. (2003)	6 Avrupa ülkesi	- Kıyaslama yöntemi, model seçimi ve seçilen değişkenler sonuçlar üzerinde oldukça etkilidir.
	63 şirket	
Edvartsen ve diğ. (2003)	Kuzey Avrupa	- Belirgin olarak herhangi bir ülke üstünlüğü göze çarpmamakla beraber en etkin firmalar Finlandiya'dadır.
	122 şirket	
Estache ve diğ. (2004)	Güney Amerika	- Düzenleyici kurumların bilgi dezavantajı uluslararası koordinasyon ve kıyaslama teknikleri kullanılarak azaltılabilir.
	84 şirket	
Hattori ve diğ. (2005)	Büyük Britanya ve Japonya – 21 şirket	- Etkinlik skorları ve verimlilik artışları UK'de Japonya'ya göre daha yüksek çıkmıştır.
Cullmann ve diğ. (2006)	Almanya ve Doğu Avrupa – 84 şirket	- Çek Cumhuriyeti şirketleri en yüksek etkinlik skorlarına sahiptir.
		- Özelleştirme teknik etkinlik üzerinde pozitif bir etkiye sahiptir.

Türkiye'de elektrik dağıtım sektöründe şirket performansını inceleyen pek çalışma bulunmamakla beraber elektrik dağıtım sektöründeki reform sürecinin muhtemel etkilerini Bağdadioğlu, Waddams Price, Weyman-Jones (1996) VZA yöntemini kullanmak suretiyle ele almışlardır. Bu çalışmada, kamuya ait elektrik dağıtım müesseseleri ile özel elektrik dağıtım şirketlerinin teknik etkinlikleri kıyaslanarak özelleştirmenin muhtemel etkileri ortaya konmaya çalışılmıştır. Sonuçlar özel mülkiyetteki dağıtım şirketlerinin nispeten daha üstün performansa sahip olduğuna

işaret etmekle birlikte, elektrik dağıtımını en az özel şirketler kadar iyi yapan kamuya ait dağıtım müesseselerinin de olduğunu göstermiştir.

Daha sonra Bağdadioğlu (2005), elektrik dağıtım sektöründeki özelleştirme sürecinin kamuya ait elektrik dağıtım müesseselerinin performansında yarattığı muhtemel etkileri 1991 ile 2003 yılları arasında incelemiştir. Sonuçlar özelleştirmeye hazırlık sürecinde kamuya ait dağıtım müesseselerinin performansının iyileşmediğini ve kamu kesimindeki performans düşüklüğünün genel olarak sürdüğünü göstermiştir.

Akabinde, Bağdadioğlu, Waddams Price ve Weyman-Jones (2007) tarafından Strateji Belgesinin (2004) yayınlanmasıyla birlikte 20 ayrı dağıtım bölgesi altında birleştirilen kamuya ait 80 dağıtım şirketinin performansı incelenmiştir. Sonuçlara göre söz konusu birleşmelerin genellikle isabetli bir şekilde yapıldığı ve birleşmelerin çoğunda performans artırma potansiyelinin olduğu gösterilmiştir.

Yine Bağdadioğlu (2009) tarafından elektrik dağıtım sektöründe hizmet kalitesine yönelik yapılan çalışmada 21 elektrik dağıtım şirketinin 13'ünün hizmet kalitesinde iyi, 8'inin ise kötü performans gösterdiği bulunmuştur.

Ayrıca Ulucan ve Atıcı (2010) tarafından Türkiye elektrik sanayisinde yer alan 20 dağıtım şirketi veri zarflama analizi ile değerlendirilmiştir. Uygulamada enerji kullanımı açısından etkin sınırda yer alan dağıtım şirketlerinin yanı sıra, etkin sınırda yer almayan şirketler için etkin sınıra gelmeleri için gereken hedef değerler iki farklı yaklaşımla (Standart Veri Zarflama Analizi ve Ölçüt Odaklı Veri Zarflama Analizi) belirlenmiştir. Çalışmada ayrıca dağıtım şirketlerinin etkinlik skorlarından hareketle şirketlerin yer aldığı bölgeler için bölge etkinlik skorları da elde edilmiştir. Karadeniz, Ege ve Marmara etkin bölgeler olarak göze çarparken Güneydoğu

Anadolu Bölgesi özellikle sistem kayıpları değişkeninin etkisiyle en düşük etkinlik skoru olan bölge olarak bulunmuştur.

Veri zarflama analizinde modele katılan girdi ve çıktılar sonuçlar üzerinde önemli ölçüde etkili olduğu için literatürde yapılan çalışmalarda en çok kullanılan girdi ve çıktıların araştırılması önemli hale gelmiştir. Elektrik dağıtım şirketlerinin etkinliklerinin kıyaslandığı 20 çalışmada kullanılan girdi ve çıktılar Jamasb ve Pollitt (2001) tarafından sıralanmıştır. Aşağıdaki Tablo 4-2'de bu girdi ve çıktıların en yaygın olarak kullanılanları gösterilmektedir.

Tablo 4-2: Elektrik Dağıtım Şirketlerinin Etkinlik Analizinde Yaygın Olarak Kullanılan Değişkenler

Girdiler	Çıktılar
- Personel Sayısı - Hat Uzunluğu - Trafo Kapasitesi - İşletme Giderleri - Sermaye - Enerji Kayıpları - Hizmet Alanı - Maksimum Talep	- Satılan Elektrik - Müşteri Sayısı - Hizmet Alanı - Maksimum Talep - Hat Uzunluğu - Trafo Sayısı

Yapılan çalışmalara bakıldığında analizlerde ele alınan girdi ve çıktıların birçoğunun ortak olduğu göze çarpmaktadır. Tablo 4-2 incelendiğinde hizmet alanı, hat uzunluğu ve maksimum talep gibi değişkenlerin bazı çalışmalarda girdi, bazılarında ise çıktı olarak kullanıldığı görülmektedir. Bu değişkenlerden hizmet alanı ve maksimum talep daha ziyade çıktı olarak kullanılırken hat uzunluğu çoğunlukla girdi olarak analizlerde yer almıştır. Listelenen değişkenler arasında en çok kullanılan girdi olarak personel sayısı, hat uzunluğu, trafo kapasitesi, işletme giderleri ve sermaye ön plana çıkmaktadır. Analizlerde en sık kullanılan çıktılar ise satılan enerji miktarı, müşteri sayısı ve hizmet alanı olarak göze çarpmaktadır (Jamasb ve Pollitt, 2001).

Bu bölümde, öncelikle etkinlik ve verimlilik kavramları ele alınarak aralarındaki farklılıklar ortaya konmuştur. Akabinde, çalışmada kullanılan veri zarflama analizi yönteminin teorik temelleri incelenmiş ve elektrik dağıtım sektörüyle ilgili yapılan çalışmalar konusunda ampirik literatür taraması aktarılmıştır. Takip eden bölümde ise söz konusu yöntemin Türkiye elektrik dağıtım şirketlerine yönelik uygulaması yapılarak ve şirketlerin göreli etkinlik ve verimlilik düzeyleri analiz edilmiştir.

BEŞİNCİ BÖLÜM

VERİ ve MODEL TAHMİNLERİ

Bu bölümde, öncelikle modelde kullanılacak olan veri seti takdim edilmiştir. Akabinde şirketlerin işgücü, sermaye ve işletme giderleri performansını ölçmek amacıyla kısmi verimlilik göstergeleri hesaplanmıştır. Ayrıca dağıtım şirketlerinin etkinliğini ölçmek için oluşturulan her bir modeldeki değişkenlerin seçiminin altında yatan gerekçeler de ele alınmıştır. Öte yandan, farklı model spesifikasyonlarının skorlar üzerindeki etkileri girdi-çıktı seçimi, değişken sayısı ve çevresel faktörlerin varlığı açısından incelenmiş ve optimum model bulunmaya çalışılmıştır. Buna ilave olarak, etkinlik skorlarına göre firmalar çeşitli açılardan kıyaslanmıştır. Akabinde, en düşük performansa sahip firmalar analiz edilerek şirketleri verimsizliğe iten ortak sebepler irdelenmiştir. Son olarak da, şirketlerin 2007-2009 dönemi toplam faktör verimlilikleri analiz edilmiştir.

5.1 Veriler ve Değişkenler

Bu çalışmada, Türkiye'de faaliyette bulunan elektrik dağıtım şirketleri teknik etkinlikleri, ölçek etkinlikleri ve toplam faktör verimlilikleri açısından analiz edilmiştir. Bu kapsamda, 21 elektrik dağıtım şirketi çalışmaya dahil edilmiş ve 2007-2009 dönemine ait veriler kullanılmıştır. Daha önceki yıllara ait güvenilir veriler elde edilemediği için çalışmada kullanılan veri seti 2007-2009 dönemiyle sınırlandırılmıştır.

Kullanılan değişken sayısının model skorları üzerindeki etkisi göz önüne alındığında, çalışmada değişken sayısı kısıtlanarak sadece literatürde yaygın olarak kullanılan ve genel kabul görmüş girdi-çıktılar tercih edilmiştir. Bu nedenle çalışmadaki görece düşük olan örneklem sayısı nedeniyle, en az 3 ve en fazla 5 değişkenli modeller oluşturularak şirketlerin göreli performansları ölçülmüştür. Çalışmada performansları ölçülen elektrik dağıtım şirketleri EPDK tarafından düzenlemeye tabi şirketlerdir. Bu nedenle, hem analizlerde kullanılan verilerin hem de elde edilen sonuçların güvenilir olduğu düşünülmektedir.

Bu alt bölümde; modellerde kullanılan girdiler, çıktılar ve çevresel faktörler hakkında detaylı bilgiler verilmiştir.

5.1.1 Girdiler

Ekonomik aktivitelerde birisi sermaye harcamaları diğeri ise işletme giderleri olmak üzere iki tür yaygın girdi vardır. Ancak, bu maliyetler etkinlik analizinde nadiren kullanılmaktadır. Bunların yerine hat uzunluğu, personel sayısı, trafo gücü gibi bazı fiziksel ölçümler kullanılmaktadır. Bunun sebebi sermaye ve işletme harcamalarının doğru olarak elde edilebilme sorunudur (Jamasb ve Pollitt, 2001).

Çalışmada girdi olarak kullanılan değişkenler işletme giderleri, hat uzunluğu ve personel sayısıdır. Üçüncü ve dördüncü modelde direkt olarak işletme giderleri girdi olarak kullanılırken ilk iki modelde işletme giderlerinin yerine personel sayısı, sermaye harcamalarının yerine ise hat uzunluğu girdi olarak kullanılmıştır. Burada kullanılan personel sayısı, dağıtım şirketi bünyesinde çalışan personel ile dışarıdan hizmet alımı yoluyla kullanılan personelin toplamını ifade etmektedir. Hat uzunluğu

ise, dağıtım şirketlerinin mülkiyetinde olan orta gerilim (OG), alçak gerilim (AG), yer altı ve havai hatların toplamını ifade etmektedir.

5.1.2 Çıktılar

Çalışmada çıktı olarak kullanılan değişkenler dağıtılan enerji ve müşteri sayısıdır. Dağıtılan enerji ve müşteri sayısı literatürde hemen hemen tüm çalışmalarda kullanılan çıktılar olarak karşımıza çıkmaktadır.

Dağıtım şebekesinin esas kurulma amacının tüketim olduğu düşünüldüğünde dağıtım şirketi tarafından dağıtılan enerji miktarı elektrik dağıtım faaliyetinin ana çıktısı olmaktadır. Bu kapsamda, toplam dağıtılan enerji miktarı çıktı olarak kullanılmıştır. Müşteri sayısı da benzer şekilde toplam olarak ele alınmıştır.

5.1.3 Çevresel Faktörler

Çevresel faktörler şirketin kontrolü altında olmayan fakat şirket performansını etkileyen önemli değişkenlerdir. Growitsch ve Pollitt (2010) Norveç elektrik dağıtım şirketlerinin performanslarını analiz ettikleri çalışmalarında şirketlerin performansını etkilediğini düşündükleri 95 değişkeni faktör analizi yöntemiyle 7 değişkene düşürmüş ve analize bu 7 değişken üzerinden devam etmişlerdir. Dolayısıyla, elektrik dağıtım şirketlerinin faaliyette bulundukları coğrafik ve demografik şartlar itibarıyla performanslarını etkileyen kendilerine özgü birçok çevresel faktör olabilmektedir. Ancak, bu etkenlerin tamamı etkinlik skorları üzerinde aynı etkiye sahip olmamaktadır. Bu nedenle iyi analiz edilerek şirket performansını etkilediği düşünülen faktörler modele dahil edilmelidir. Çalışmadaki şirket sayısı az olduğu için birçok çevresel faktör arasından şirket performansını etkileme açısından en

önemlisi olduğu düşünülen müşteri yoğunluğunun etkisini yansıtacak faktör modellere eklenerek bu hususta dezavantajlı konumda olan şirketlerin dezavantajı minimuma indirilmeye çalışılmıştır. Bu kapsamda, ikinci modelde "ters yoğunluk endeksi" ve dördüncü modelde ise "hat uzunluğu" çevresel faktör olarak modellerde kullanılmıştır. Bu değişkenlerin seçilmesindeki ana sebep, özellikle seyrek yapılanmış kesimlerde faaliyette bulunan şirketlerin elinde olmadığı halde bunun dezavantajına katlanmak zorunda olmalarıdır. Daha önce de belirtildiği gibi modelde kullanılan değişken sayısı artıkça model sonuçları kullanışsız bir hale gelecek ve anlamını yitirecektir. Bu nedenle tek ve en önemlisi olduğu düşünülen değişken modellere çevresel faktör olarak eklenmiştir. Eğer firma sayısı daha fazla olsaydı daha fazla çevresel faktör modellere eklenebilirdi.

5.1.4 Betimleyici İstatistikler

Bu alt bölümde elektrik dağıtım sektöründe faaliyette bulunan şirketler arasındaki farklılıklar, sektörün enerji ve müşteri hacmi ile istihdama katkısı hakkında genel hatlarıyla fikir sahibi olabilmek amacıyla bazı betimleyici istatistikler kullanılarak modelde kullanılan değişkenlerin özellikleri analiz edilmiştir. Bu bağlamda; toplam, ortalama, maksimum, minimum ve standart sapma değerleri hesaplanarak aşağıdaki Tablo 5-1'de verilmiştir.

Tablo 5-1 incelendiğinde, müşteri sayısı, hat uzunluğu ve işletme giderlerinin yıllar itibarıyla artış gösterdiği göze çarparken personel sayısı ve dağıtılan enerji miktarının ise 2007 ve 2008 yıllarında arttığı, 2009 yılında ise azaldığı görülmektedir. Çevresel faktör olarak ele alınan ters yoğunluk endeksi istatistiklerine bakıldığında ise minimum ve maksimum değerler arasında büyük farklılıklar göze çarpmaktadır. Bu

değişkenin şirketten şirkete büyük farklılık göstermesi mutlaka modele dahil edilmesi gerektiğini göstermektedir.

Tablo 5-1: Yıllara Göre Elektrik Dağıtım Şirketlerinin Betimleyici İstatistikleri

		Müşteri Sayısı (Adet)	Dağıtılan Enerji (MWh)	Personel (Adet)	Hat Uzunluğu (Km)	Ters Yoğunluk Endeksi (Hat/Müşteri)	OPEX (TL)
2007	**Toplam**	29.553.425	144.479.824	44.801	856.009	0,723	1.368.656.134
	Ortalama	1.407.306	6.879.992	2.133	40.762	0,034	65.174.102
	Max	3.719.505	20.973.503	4.972	86.574	0,062	146.738.210
	Min	397.453	1.727.025	672	14.298	0,008	27.272.536
	Std. Sapma	872.560	4.933.413	1.116	20.070	0,015	30.010.281
2008	**Toplam**	30.591.362	151.581.865	48.336	875.461	0,715	1.560.542.833
	Ortalama	1.456.732	7.218.184	2.302	41.689	0,034	74.311.563
	Max	3.833.130	21.539.352	5.224	89.658	0,062	169.814.147
	Min	406.368	1.729.497	593	14.332	0,008	30.547.169
	Std. Sapma	900.848	5.205.996	1.228	20.606	0,015	34.684.423
2009	**Toplam**	32.170.135	148.054.874	47.504	896.015	0,709	1.587.657.699
	Ortalama	1.531.911	7.050.232	2.262	42.667	0,034	75.602.748
	Max	3.955.430	20.660.973	4.831	95.271	0,063	175.752.832
	Min	424.395	1.652.811	695	15.152	0,008	31.473.864
	Std. Sapma	953.223	5.063.285	1.128	21.023	0,015	36.665.621

Temel betimleyici istatistiklere ilave olarak Tablo 5-2'de değişkenler arasındaki korelasyon katsayıları da hesaplanmıştır. Buradaki amaç, modellerde kullanılan girdi çıktılar arasındaki ilişkinin yönü ve boyutu hakkında fikir sahibi olmaktır.

Tablo 5-2: Modellerde Kullanılan Değişkenler Arasındaki Korelasyon

	Müşteri	Enerji	Personel	Hat	OPEX
Müşteri	1				
Enerji	0,85	1			
Personel	0,85	0,79	1		
Hat	0,47	0,21	0,60	1	
OPEX	0,72	0,64	0,90	0,72	1

Tablo 5-2'deki korelasyon katsayıları 2007-2009 yıllarına ait verilerin ortalamaları kullanılarak elde edilmiştir. Müşteri sayısı genel olarak hat uzunluğu haricindeki değişkenlerle yüksek bir ilişkiye sahiptir. İşletme giderleri (OPEX) en yüksek korelasyona personel sayısıyla sahipken (% 90) en düşük korelasyona ise dağıtılan enerji ile sahiptir (% 64). Hat uzunluğu ise genel olarak diğer değişkenlerle düşük korelasyona sahip olup en yüksek korelasyona işletme giderleri ile sahiptir (% 72). Ayrıca, tüm değişkenlerin birbiriyle pozitif korelasyona sahip olduğu da görülmektedir. Şirketlerin en önemli maliyet kalemi işletme giderleridir. İşletme giderleri de personel sayısıyla % 90 bir korelasyona sahip olduğu için personel sayısında sağlanacak bir verim artışının şirketlerin işletme giderlerinde önemli iyileşmeler sağlayacağı değerlendirilebilir.

5.2 Kısmi Verimlilik Göstergeleri

Kısmi verimlilik göstergeleri firmaların performanslarını ölçmede kullanılabilen basit oranlardır. Bu kapsamda birçok oran hesaplanabilir ancak bu çalışmada işgücü verimliliği, sermaye verimliliği ve işletme giderleri verimliliği üzerinde durulmuştur. Karar birimlerinin operasyonel süreçlerinde kullandıkları temel girdiler işgücü ve sermaye olduğu için şirketlerin performansını genel hatlarıyla görebilmek amacıyla öncelikle bu iki oran hesaplanmıştır. Söz konusu göstergeler şirket performansı ile ilgili faydalı bilgiler sunabilir ancak bunların yorumunda dikkatli olmakta fayda vardır. Çünkü kısmi performans ölçümleri tamamen doğru sonuçlar üretemeyebilir. Bunun birinci sebebi, bu ölçümler sadece tek bir özellik üzerine yoğunlaşır. Dolayısıyla elektrik dağıtım sektörünün yapısı gereği sahip olduğu çoklu girdi çıktılar arasındaki ilişkileri doğru olarak dikkate alamayabilmekte ve şirket

performansını tam olarak temsil edemeyebilmektedir. Ayrıca bu ölçümler kötü koşullarda faaliyet gösteren firmaların performansını olumsuz etkileyebilen çevresel faktörleri dikkate almamaktadır. (Carrington ve diğ., 2002).

5.2.1 İşgücü Verimliliği

Üretim sürecinde kullanılan temel girdilerinden birisi işgücüdür. Bir firmanın işgücünü verimli bir şekilde kullanıp kullanmadığının ölçümü iki şekilde yapılabilmektedir. Birinci işgücü verimliliği göstergesi, dağıtılan enerji miktarının personel sayısına bölünmesiyle bulunur. İkinci işgücü verimliliği göstergesi ise, müşteri sayısının personel sayısına bölünmesiyle bulunur.

Tablo 5-3 incelendiğinde her iki işgücü verimliliği göstergesinde de şirketler arasında açık farklılıklar olduğu görülmektedir. Birinci işgücü verimliliği göstergesi incelendiğinde, üç yılın ortalamasında personel başına dağıtılan enerji miktarı EDAŞ 3'te 1134 MWh ile en düşük, EDAŞ 19'da ise 7034 MWh ile en yüksektir. Şirket ortalamalarına bakıldığında personel başına dağıtılan enerji 3215 MWh'tir. 10 şirket ortalamanın altında iken 11 şirket ise ortalamanın üstündedir. Bu kapsamda, birinci işgücü verimliliği göstergesine göre şirketler verimli hale gelebilmek için ya personel sayılarını azaltmalı ya da dağıtılan enerji miktarlarını artırmalıdır. Bu noktada dağıtım şirketlerinden en düşük verimlilik göstergesine sahip olanlar incelendiğinde, bu şirketlerin dağıttıkları eneri miktarı açısından da son sıralarda yer aldıkları göze çarpmaktadır. Her dağıtım şirketi dağıttığı enerji miktarı ne olursa olsun dağıtım faaliyetini yürütebilmek ve şebekeyi işletebilmek için belli sayıda personeli çalıştırmak zorundadır. Bu nedenle şirketler ölçek ekonomisinden faydalanabilmek için dağıttıkları enerji miktarını artırmalıdır.

İkinci işgücü verimliliği göstergesi incelendiğinde, üç yılın ortalamasında personel başına müşteri sayısı EDAŞ 2'de 295 kişiyle en düşük, EDAŞ 19'da ise 1790 kişiyle en yüksektir. Şirket ortalamalarına bakıldığında personel başına müşteri sayısı 691 kişidir. 15 şirket ortalamanın altında iken 6 şirket ise ortalamanın üstündedir. Bu kapsamda, ikinci işgücü verimliliği göstergesine göre şirketler verimli hale gelebilmek için ya personel sayılarını azaltmalı ya da müşteri sayılarını artırmalıdır.

Tablo 5-3: Şirketlerin Yıllara Göre İşgücü Verimliliği Skorları

Şirket	İşgücü Verimliliği 1 (Dağıtılan Enerji/Personel Sayısı)				İşgücü Verimliliği 2 (Müşteri Sayısı/Personel Sayısı)			
	2007	2008	2009	Ortalama	2007	2008	2009	Ortalama
EDAŞ 1	4948	5359	5541	5282	385	384	388	386
EDAŞ 2	1681	1870	2056	1869	**291**	**294**	**298**	**295**
EDAŞ 3	**1133**	**1155**	**1113**	**1134**	376	368	351	365
EDAŞ 4	1328	1215	1300	1281	537	475	506	506
EDAŞ 5	1691	1455	1438	1528	453	403	416	424
EDAŞ 6	1489	1339	1347	1391	498	449	454	467
EDAŞ 7	3939	3008	3031	3326	748	567	621	645
EDAŞ 8	1665	1758	2222	1882	440	443	609	497
EDAŞ 9	2206	2269	2753	2409	594	589	760	648
EDAŞ 10	2743	2671	2669	2694	645	618	642	635
EDAŞ 11	3730	3964	3661	3785	653	688	715	685
EDAŞ 12	4399	4435	3893	4242	960	946	1037	981
EDAŞ 13	4400	4159	4569	4376	578	556	650	595
EDAŞ 14	4942	4072	4027	4347	1060	883	973	972
EDAŞ 15	3501	3818	3517	3612	559	604	645	603
EDAŞ 16	3522	3052	**6654**	4410	854	790	**1887**	1177
EDAŞ 17	5211	5189	4277	4892	924	923	819	889
EDAŞ 18	2570	2382	2216	2389	737	718	729	728
EDAŞ 19	**7866**	**9918**	3316	**7034**	**1974**	**2498**	897	**1790**
EDAŞ 20	3970	3878	3003	3617	546	570	481	532
EDAŞ 21	1982	1983	2084	2017	675	670	715	686
Ortalama	**3282**	**3283**	**3080**	**3215**	**690**	**687**	**695**	**691**
Maksimum	**7866**	**9918**	**6654**	**7034**	**1974**	**2498**	**1887**	**1790**
Minimum	**1133**	**1155**	**1113**	**1134**	**291**	**294**	**298**	**295**
Std. Sapma	**1688**	**2001**	**1435**	**1554**	**356**	**453**	**338**	**335**

5.2.2 Sermaye Verimliliği

Üretim sürecinde kullanılan temel girdilerinden birisi de sermayedir. Elektrik dağıtım şirketlerinin sermayesi olarak işlettikleri şebeke ele alınabilir. Bir firmanın sermayesini verimli bir şekilde kullanıp kullanmadığının ölçümü iki şekilde yapılabilmektedir. Birinci sermaye verimliliği göstergesi, dağıtılan enerji miktarının hat uzunluğuna bölümüyle, ikinci sermaye verimliliği göstergesi ise, müşteri sayısının hat uzunluğuna bölümüyle bulunur.

Tablo 5-4'te birinci sermaye verimliliği göstergesi incelendiğinde, üç yılın ortalamasında hat uzunluğu başına dağıtılan enerji miktarı EDAŞ 3'te 54 MWh/km ile en düşük, EDAŞ 17'de ise 691 MWh/km ile en yüksektir. Şirket ortalamalarına bakıldığında hat uzunluğu başına dağıtılan enerji miktarı 201 MWh/km'dir. 15 şirket ortalamanın altında iken 6 şirket ise ortalamanın üstündedir. Bu kapsamda, birinci sermaye verimliliği göstergesine göre şirketler verimli hale gelebilmek için ya hat uzunluklarını azaltmalı ya da dağıttıkları enerji miktarını artırmalıdır.

Benzer şekilde ikinci sermaye verimliliği göstergesi incelendiğinde, üç yılın ortalamasında hat uzunluğu başına müşteri sayısı EDAŞ 2'de 16 kişiyle en düşük, EDAŞ 17'de ise 126 kişiyle en yüksektir. Şirket ortalamalarına bakıldığında personel başına müşteri sayısı 40 kişidir. 15 şirket ortalamanın altında iken 6 şirket ise ortalamanın üstündedir. Bu kapsamda, ikinci sermaye verimliliği göstergesine göre şirketler verimli hale gelebilmek için ya hat uzunluklarını azaltmalı ya da müşteri sayılarını artırmalıdır.

Tablo 5-4: Şirketlerin Yıllara Göre Sermaye Verimliliği Skorları

Şirket	Sermaye Verimliliği 1 (Dağıtılan Enerji/Hat Uzunluğu)				Sermaye Verimliliği 2 (Müşteri Sayısı/Hat Uzunluğu)			
	2007	2008	2009	Ortalama	2007	2008	2009	Ortalama
EDAŞ 1	348	395	405	383	27	28	28	28
EDAŞ 2	92	103	110	102	**16**	**16**	**16**	**16**
EDAŞ 3	**52**	**55**	**55**	**54**	17	17	17	17
EDAŞ 4	55	56	58	56	22	22	23	22
EDAŞ 5	69	67	65	67	18	19	19	19
EDAŞ 6	69	65	65	67	23	22	22	22
EDAŞ 7	184	187	191	187	35	35	39	36
EDAŞ 8	96	102	93	97	25	26	25	26
EDAŞ 9	127	132	121	127	34	34	33	34
EDAŞ 10	116	122	123	120	27	28	30	28
EDAŞ 11	297	308	284	296	52	54	55	54
EDAŞ 12	181	193	179	184	39	41	48	43
EDAŞ 13	395	395	368	386	52	53	52	52
EDAŞ 14	567	563	547	559	122	122	**132**	125
EDAŞ 15	251	255	225	244	40	40	41	41
EDAŞ 16	153	144	129	142	37	37	37	37
EDAŞ 17	**697**	**697**	**680**	**691**	**124**	**124**	130	**126**
EDAŞ 18	115	121	105	114	33	36	35	35
EDAŞ 19	99	101	95	98	25	25	26	25
EDAŞ 20	200	186	161	182	27	27	26	27
EDAŞ 21	58	59	58	58	20	20	20	20
Ortalama	**201**	**205**	**196**	**201**	**39**	**39**	**41**	**40**
Maksimum	**697**	**697**	**680**	**691**	**124**	**124**	**132**	**126**
Minimum	**52**	**55**	**55**	**54**	**16**	**16**	**16**	**16**
Std. Sapma	**174**	**175**	**171**	**173**	**30**	**30**	**32**	**30**

Kısmi verimlilik göstergelerinin şirketlerin performansı hakkında genel bir fikir edinilebilmesi açısından önemli olduğu düşünülmektedir. Zira veri zarflama analizi kullanılarak elde edilen sonuçlarla kısmi verimlilik skorlarının tutarlılığı önemli ipuçları verebilmektedir.

Şirketlerin işgücü ve sermaye verimlilikleri analiz edildikten sonra kısmi verimlilik göstergeleri arasındaki korelasyon da hesaplanmış ve aşağıdaki Tablo 5-5'te sunulmuştur. Buradaki amaç, kısmi verimlilik göstergeleri arasındaki ilişkinin yönünü ve büyüklüğünü belirleyerek göstergelerin tutarlığını analiz etmektir.

Tablo 5-5: Kısmi Verimlilik Göstergeleri Arasındaki Korelasyon

	İşgücü 1	**İşgücü 2**	**Sermaye 1**	**Sermaye 2**
İşgücü 1	1			
İşgücü 2	0,73	1		
Sermaye 1	0,57	0,16	1	
Sermaye 2	0,44	0,31	0,91	1

Tablo 5-5 incelendiğinde tüm korelasyon katsayılarının pozitif çıktığı görülmektedir. Bu anlamda kısmi verimlilik göstergeleri arasında bir tutarsızlık yoktur. İşgücü verimlilikleri kendi aralarında, sermaye verimlilikleri de kendi aralarında yüksek korelasyona sahipken işgücü verimlilikleri ile sermaye verimlilikleri arasındaki korelasyon daha düşüktür. En yüksek korelasyon birinci sermaye verimliliği ile ikinci sermaye verimliliği arasındayken (% 91) en düşük korelasyon ise ikinci işgücü verimliliğiyle birinci sermaye verimliliği arasındadır (% 16). Yani, işgücü kullanımı açısından verimli olan bir şirket sermaye kullanımı açısından verimli olamayabilmektedir. Zira işgücü ile sermaye verimlilikleri arasındaki korelasyon düşüktür.

5.2.3 İşletme Giderleri Verimliliği

Mevzuatta elektrik dağıtım şirketlerinin işletme giderlerinde verimlilik sağlamaları gerektiği vurgulanarak verim düzeylerinin şirketlerin elde edeceği geliri etkileyeceği belirtilmektedir. Bu nedenle, şirketlerin işletme giderleri karşılığında şebekelerinde

kaydettiği ilerlemeyi incelemekte fayda görülmektedir. Bu kapsamda, Tablo 5-6'da işletme giderleriyle modellerde kullanılan diğer değişkenler arasındaki oransallık analiz edilmiştir.

Tablo 5-6: İşletme Giderlerine Göre Kısmi Verimlilik Göstergeleri

Şirket	İşletme Giderleri / Müşteri Sayısı				İşletme Giderleri / Dağıtılan Enerji				İşletme Giderleri / Hat Uzunluğu			
	2007	2008	2009	Ortalama	2007	2008	2009	Ortalama	2007	2008	2009	Ortalama
EDAŞ 1	83	105	110	99	6	8	8	7	2240	2990	3111	2780
EDAŞ 2	**112**	**125**	**121**	**120**	19	20	18	19	1804	2024	1924	1917
EDAŞ 3	88	93	101	94	**29**	**30**	**32**	**30**	1525	1625	1748	1633
EDAŞ 4	59	64	68	63	24	25	26	25	1301	1392	1528	1407
EDAŞ 5	76	81	82	80	20	22	24	22	1400	1509	1551	1487
EDAŞ 6	62	60	52	58	21	20	17	19	1430	1307	1136	1291
EDAŞ 7	38	44	42	41	7	8	9	8	1338	1539	1633	1504
EDAŞ 8	70	78	90	80	19	20	25	21	1793	2000	2300	2031
EDAŞ 9	50	55	55	53	13	14	15	14	1695	1894	1845	1811
EDAŞ 10	35	35	31	34	8	8	7	8	963	**996**	918	959
EDAŞ 11	32	38	36	35	6	7	7	6	1642	2039	2023	1902
EDAŞ 12	36	40	34	37	8	9	9	9	1438	1657	1636	1577
EDAŞ 13	39	40	40	39	**5**	**5**	6	**5**	2007	2103	2077	2062
EDAŞ 14	**30**	32	29	30	6	7	7	7	3663	**3952**	**3788**	**3801**
EDAŞ 15	49	57	54	54	8	9	10	9	1979	2309	2250	2179
EDAŞ 16	36	41	44	40	9	11	12	11	1330	1542	1611	1494
EDAŞ 17	31	**30**	**21**	**28**	6	**5**	**4**	**5**	**3870**	3774	2771	3471
EDAŞ 18	55	61	67	61	16	18	22	19	1822	2224	2313	2119
EDAŞ 19	39	40	31	37	10	10	9	9	**961**	1007	**812**	**926**
EDAŞ 20	69	84	94	83	9	12	15	12	1888	2310	2440	2213
EDAŞ 21	50	55	59	55	17	19	20	19	983	1102	1171	1085
Ortalama	**54**	**60**	**60**	**58**	**13**	**14**	**14**	**14**	**1765**	**1966**	**1933**	**1888**
Maksimum	**112**	**125**	**121**	**120**	**29**	**30**	**32**	**30**	**3870**	**3952**	**3788**	**3801**
Minimum	**30**	**30**	**21**	**28**	**5**	**5**	**4**	**5**	**961**	**996**	**812**	**926**
Std. Sapma	**22**	**26**	**29**	**26**	**7**	**7**	**8**	**7**	**752**	**798**	**719**	**739**

Tablo 5-6 incelendiğinde ortalamalar bazında müşteri başına en fazla işletme gideri olan şirket 112 TL ile EDAŞ 2 olurken en az olan şirket ise 30 TL ile EDAŞ 17'dir.

Şirketlerin müşteri başına işletme giderleri ise yıllık ortalama 58 TL'dir. 12 şirket ortalamanın altındayken 9 şirket ise ortalamanın üstünde yer almaktadır. Benzer şekilde, dağıtılan enerji başına işletme giderleri incelendiğinde ise, en fazla işletme giderine 30 TL ile EDAŞ 3 sahipken en düşük işletme giderine ise 5 TL ile EDAŞ 13 ve EDAŞ 17 sahiptir. 11 şirket ortalamanın altındayken 10 şirket ise ortalamanın üstünde yer almaktadır. Hat uzunluğu başına işletme giderleri incelendiğinde ise, en fazla işletme giderine 3801 TL ile EDAŞ 14 sahipken en düşük işletme giderine ise 926 TL ile EDAŞ 19 sahiptir. 11 şirket ortalamanın altındayken 10 şirket ise ortalamanın üstünde yer almaktadır.

5.3 VZA Model Tahminleri

Elektrik dağıtım şirketlerinin mevzuat gereği mücavir alan içerisindeki tüm müşterilerine hizmet götürme yükümlülükleri bulunduğu için, şirketlerin etkinlik skorlarının hesaplamasında girdi yönelimli veri zarflama analizi kullanılmıştır. Bu kapsamda, farklı girdi-çıktı bileşimine sahip dört model oluşturulmuş ve her bir model için ölçeğe göre sabit getiri (TE_{CRS}) ve ölçeğe göre değişken getiri (TE_{VRS}) varsayımları altında teknik etkinlik skorları ve ölçek etkinliği (SE) skorları hesaplanmıştır.

Bu alt bölümde, her bir modelin hesaplanan ölçeğe göre sabit getiri ve ölçeğe göre değişken getiri varsayımları altında teknik etkinlik skorları ile ölçek etkinlik skorları elde edilerek modeller arasında kıyaslama yapılmıştır. Buna ilaveten, çevresel faktörlerin, farklı model spesifikasyonlarının, değişken seçiminin ve uç gözlemlerin modellerin ürettiği etkinlik skorları üzerindeki etkisi incelenmiştir. Akabinde ise model skorları büyük şirketlerle küçük şirketlerin ve sosyo-ekonomik gelişmişlik

endeksine göre pozitif olan şirketlerle negatif olan şirketlerin kıyaslanması açılarından ele alınmıştır. Daha sonra, etkinlik skoru en düşük çıkan şirketlerin, bu skorlara ulaşmalarına sebep olan muhtemel karakteristikleri incelenmiştir. Son aşamada ise ele alınan 2007-2009 dönemi itibarıyla şirketlerin toplam faktör verimlilikleri incelenmiştir.

Elektrik dağıtım şirketlerinin 2007-2009 dönemi etkinliklerini ölçmek amacıyla farklı girdi-çıktı bileşimine sahip dört farklı model oluşturulmuştur. Aşağıdaki Tablo 5-7'de modellerin içerdiği girdi-çıktı bileşimleri ve çevresel faktörler yer almaktadır.

Tablo 5-7: Model Spesifikasyonları

Model	Girdiler	Çıktılar	Çevresel Faktör	Etkinlik Modelleri
Model 1	- Personel Sayısı - Hat Uzunluğu	- Müşteri Sayısı - Dağıtılan Enerji		- CRS DEA - VRS DEA - NIRS DEA
Model 2	- Personel Sayısı - Hat Uzunluğu	- Müşteri Sayısı - Dağıtılan Enerji	- Ters Yoğunluk Endeksi	- CRS DEA - VRS DEA - NIRS DEA
Model 3	- İşletme Giderleri	- Müşteri Sayısı - Dağıtılan Enerji		- CRS DEA - VRS DEA - NIRS DEA
Model 4	- İşletme Giderleri	- Müşteri Sayısı - Dağıtılan Enerji	- Hat Uzunluğu	- CRS DEA - VRS DEA - NIRS DEA

5.3.1 Sonuçlar

Elektrik dağıtım şirketlerinin etkinliklerinin hesaplanabilmesi amacıyla bir önceki alt bölümde belirtilen dört model DEAP 2.1 (CEPA, 2001) programı kullanılarak proses edilmiştir. İlk olarak, tüm modeller için her bir yıla ait hem ölçeğe göre sabit getiri hem de ölçeğe göre değişken getiri varsayımları altında teknik etkinlik skorları

bulunmuştur. Akabinde, yine tüm modeller için ve her bir yıl için ölçek etkinliği skorları elde edilmiş ve ölçeğe göre getirinin türü belirlenmiştir. Bu alt bölümde, model sonuçları verilmiş ve bazı istatistikler kullanılarak açıklanmıştır. Ayrıca, modellerden elde edilen skorların tutarlılığını ve seçilen değişkenlere göre skorların gösterdiği farklılıkları görebilmek amacıyla modeller arasındaki korelasyon katsayıları da hesaplanmıştır.

5.3.1.1 Teknik Etkinlik Skorları

Bir karar biriminin teknik etkinlik skoru 1 ise, o karar birimi en iyi performansa sahip şirketlerden birisidir demektir ve etkinlik sınırının üzerinde yer almaktadır. Öte yandan, bir karar biriminin teknik etkinlik skoru 1'den küçükse, söz konusu karar birimi tam olarak etkin çalışmıyor demektir. Teknik etkinlik skoru vasıtasıyla çıktılarda bir azalma olmaksızın girdilerin yüzdesel olarak ne kadar azaltılabileceği hesaplanabilir. Bu azaltılan girdi düzeyleri, hedeflenen girdi düzeyi olarak ele alınır ve şirketin etkinlik sınırına gelebilmesi için bu hedefi sağlaması gerekmektedir. Bu alt bölümde CRS ve VRS varsayımları altında teknik etkinlik skorları hesaplanmıştır. Etkinlik skoru hesaplamasında girdi yönelimli VZA modelleri kullanılmıştır.

Tablo 5-8'de yıllar itibarıyla ölçeğe göre sabit getiri varsayımı altında, diğer modellere göre daha tercih edilebilir olması nedeniyle (ilerleyen aşamalarda sebeplerine değinilecektir) model 4 için hesaplanan teknik etkinlik skorları yer almaktadır.[25]

[25] Diğer üç model için şirketlerin yıllara göre CRS skorları Ekte Tablo 13'te yer almaktadır.

Tablo 5-8: Model 4 İçin Yıllara Göre CRS Skorları

Şirket	Model 4			
	2007	2008	2009	Ortalama
EDAŞ 1	82%	70%	60%	**71%**
EDAŞ 2	53%	49%	45%	**49%**
EDAŞ 3	63%	61%	46%	**57%**
EDAŞ 4	74%	72%	53%	**66%**
EDAŞ 5	69%	66%	52%	**62%**
EDAŞ 6	67%	76%	71%	**71%**
EDAŞ 7	91%	83%	69%	**81%**
EDAŞ 8	54%	50%	35%	**46%**
EDAŞ 9	68%	62%	52%	**61%**
EDAŞ 10	100%	100%	99%	**100%**
EDAŞ 11	100%	90%	71%	**87%**
EDAŞ 12	90%	83%	75%	**83%**
EDAŞ 13	100%	100%	83%	**94%**
EDAŞ 14	100%	94%	74%	**89%**
EDAŞ 15	74%	67%	55%	**65%**
EDAŞ 16	92%	82%	63%	**79%**
EDAŞ 17	100%	100%	100%	**100%**
EDAŞ 18	62%	55%	42%	**53%**
EDAŞ 19	100%	99%	100%	**100%**
EDAŞ 20	68%	54%	42%	**55%**
EDAŞ 21	98%	90%	69%	**86%**
Ortalama	**81%**	**76%**	**65%**	**74%**
Minimum	**53%**	**49%**	**35%**	**46%**
Maksimum	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**
Std. Sapma	**17%**	**18%**	**20%**	**18%**
EFS[26]	**6**	**3**	**2**	**-**

Tablo 5-8'de görüldüğü gibi şirketlerin etkinlik skorları oldukça farklılık göstermektedir. Bu nedenle standart sapma sonuçları da yüksek çıkmıştır. Şirketlerin 2007 yılı skor ortalamalarının en yüksek (% 81), 2009 yılı skor ortalamalarının ise en düşük (% 65) olduğu görülmektedir. Yani şirketlerin etkinliklerinde yıllar

[26] Etkin Firma Sayısı

itibarıyla bir azalma göze çarpmaktadır. Üç yıllık skor ortalaması ise % 74'tür. En yüksek skor ortalamasına EDAŞ 17 sahipken (tüm yıllarda skoru % 100), en düşük ortalamaya ise EDAŞ 8 sahiptir (% 46). Fakat yıllar itibarıyla en düşük etkinliğe sahip şirket her yıl aynı olmayıp değişkenlik göstermiştir. Etkin firma sayısı ise 2007, 2008 ve 2009 yılları için sırasıyla 6, 3 ve 2 olarak gerçekleşmiştir. Bu rakamların ortalama etkinlik skorlarıyla korelasyona sahip olduğu aşikardır. Yani ortalama etkinlik skoru arttıkça etkin firma sayısı da artmaktadır.

Ölçeğe göre sabit getiri varsayımı altında teknik etkinlik skorlarını verdikten sonra üç yılın ortalama model skorları arasındaki korelasyonu incelemekte de fayda görülmektedir. Zira modellerin ürettiği skorların tutarlılığı önemlidir.

Tablo 5-9: CRS Varsayımı Altında Model Skorlarının Korelasyonu

CRS	M 1	M 2	M 3	M 4
M 1	1			
M 2	0,59	1		
M 3	0,85	0,32	1	
M 4	0,62	0,13	0,89	1

Tablo 5-9'da genel olarak korelasyon katsayıları düşük olmakla birlikte tüm model skorları birbiriyle pozitif ilişkiye sahiptir. En yüksek ilişkinin % 89'la model 3 ile model 4 arasında olduğu, en düşük ilişkinin ise % 13'le model 2 ile model 4 arasında olduğu görülmektedir.

CRS modelleri şirketlerin saf teknik etkinlik skorlarını benzer ölçekte olmayan şirketlerle kıyaslama yaptığı için düşük çıkarabilmektedir. Eğer şirket ölçek olarak kendisinden daha etkin bir şirketle kıyaslanırsa söz konusu şirketin etkinlik skoru düşük çıkacaktır. Öte yandan, VRS varsayımı altında, şirketler ölçek olarak nispeten

benzer yapıdaki şirketlerle kıyaslanmaktadır. Bu nedenle VRS varsayımı altındaki teknik etkinlik skorları CRS varsayımına göre ya daha yüksek çıkmakta ya da aynı olmaktadır (Coelli ve diğ., 2005).

Tablo 5-10'da model 4 için yıllar itibarıyla ölçeğe göre değişken getiri varsayımı altında hesaplanan teknik etkinlik skorları yer almaktadır.[27]

Tablo 5-10'da görüleceği gibi, CRS varsayımında olduğu gibi VRS varsayımı altında da şirketlerin etkinlik skorları oldukça farklılık göstermektedir. Ancak CRS varsayımına göre daha düşük standart sapma sonuçları ortaya çıkmıştır. CRS skorlarında olduğu gibi şirketlerin 2007 yılı VRS skor ortalamalarının en yüksek (% 90), 2009 yılı skor ortalamalarının ise en düşük (% 80) olduğu görülmektedir. Yani şirketlerin VRS varsayımı altındaki teknik etkinliklerinde yıllar itibarıyla bir azalma yaşanmıştır. Üç yıllık skor ortalaması % 86 olup etkin firma sayısı ise 2007, 2008 ve 2009 yılları için sırasıyla 10, 8 ve 8 olarak gerçekleşmiştir.

Görüldüğü gibi VRS skorları CRS skorlarına göre gözle görülür biçimde daha yüksek çıkmıştır. Hem ortalama skorlar hem de etkin firma sayısında artışlar olmuştur. Bunun sebebi, VRS modelinde benzer ölçek büyüklüğüne sahip firmaların en iyi ölçek büyüklüğüne sahip firmalarla kıyaslanmak yerine birbirleriyle kıyaslanmalarıdır. Özellikle küçük ölçekte faaliyet gösteren firmaların skorları CRS skorlarına göre önemli oranda artış göstermiştir. CRS teknik etkinlik skorlarıyla VRS teknik etkinlik skorları arasında bu kadar yüksek farklılıkların çıkması şu anlama gelmektedir: Türkiye elektrik dağıtım şirketlerinin birçoğu genel olarak henüz ölçek olarak etkin olabilecek boyutta değildir.

[27] Diğer üç model için şirketlerin yıllara göre VRS skorları ekte Tablo 14'te yer almaktadır.

Tablo 5-10: Model 4 İçin Yıllara Göre VRS Skorları

Şirket	Model 4			
	2007	2008	2009	Ortalama
EDAŞ 1	86%	77%	60%	**74%**
EDAŞ 2	74%	72%	70%	**72%**
EDAŞ 3	69%	68%	56%	**64%**
EDAŞ 4	79%	76%	62%	**72%**
EDAŞ 5	81%	79%	70%	**77%**
EDAŞ 6	83%	94%	100%	**92%**
EDAŞ 7	100%	100%	100%	**100%**
EDAŞ 8	55%	52%	39%	**49%**
EDAŞ 9	100%	100%	100%	**100%**
EDAŞ 10	100%	100%	100%	**100%**
EDAŞ 11	100%	93%	72%	**88%**
EDAŞ 12	92%	84%	76%	**84%**
EDAŞ 13	100%	100%	100%	**100%**
EDAŞ 14	100%	100%	87%	**96%**
EDAŞ 15	74%	69%	59%	**67%**
EDAŞ 16	97%	86%	73%	**85%**
EDAŞ 17	100%	100%	100%	**100%**
EDAŞ 18	100%	96%	87%	**94%**
EDAŞ 19	100%	100%	100%	**100%**
EDAŞ 20	91%	79%	69%	**80%**
EDAŞ 21	100%	100%	100%	**100%**
Ortalama	**90%**	**87%**	**80%**	**86%**
Minimum	**55%**	**52%**	**39%**	**49%**
Maksimum	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**
Std. Sapma	**13%**	**14%**	**19%**	**15%**
EFS	**10**	**8**	**8**	

VRS varsayımına göre teknik etkinlik skorları elde edildikten sonra modellerin ürettikleri skorların tutarlılığına ve ilişkisine değinmekte fayda görülmektedir. Tablo 5-11'de VRS varsayımı altında model skorlarının korelasyon matrisi yer almaktadır.

Tablo 5-11: VRS Varsayımı Altında Model Skorlarının Korelasyonu

VRS	M 1	M 2	M 3	M 4
M 1	1			
M 2	0,67	1		
M 3	0,77	0,39	1	
M 4	0,41	0,46	0,69	1

Tablo 5-11'de genel olarak korelasyon katsayıları düşük olmakla birlikte tüm model skorları birbiriyle pozitif ilişkiye sahiptir. En yüksek ilişkinin % 77'yle model 1 ile model 3 arasında olduğu, en düşük ilişkinin ise % 41'le model 1 ile model 4 arasında olduğu görülmektedir.

5.3.1.2 Ölçek Etkinliği Skorları ve Ölçeğe Göre Getiri

Yukarıda şirketlerin teknik etkinlik skorları hem ölçeğe göre sabit getiri hem de ölçeğe göre değişken getiri durumu için incelenmiş ve her iki teknoloji varsayımı altında etkinlik skorlarının oldukça farklı çıktığı görülmüştür. Bu durum, elektrik dağıtım şirketlerinin genel olarak etkin olmayan ölçekte faaliyette bulundukları anlamına gelmektedir. Dolayısıyla ölçeğe göre sabit getiride (optimum ölçek) faaliyette bulunan şirket sayısının ölçeğe göre artan ya da ölçeğe göre azalan getiride faaliyette bulunan şirket sayısından düşük olması beklenmektedir. Bu çerçevede, ölçek etkinliği skoru hesaplanmış ve ölçek etkinsizliğinin sebebine karar vermek için de NIRS DEA modeli dört model için çözülmüştür.

Aşağıdaki Tablo 5-12'de model 4 için yıllar itibarıyla hesaplanan ölçek etkinliği skorları ve şirketlerin ölçeğe göre getiri (ÖGG) durumları yer almaktadır.[28]

[28] Diğer üç model için şirketlerin yıllara göre SE skorları ekte Tablo 15'te yer almaktadır.

Tablo 5-12: Model 4 İçin Yıllara Göre SE Skorları ve Ölçeğe Göre Getiri Durumları

Şirket	Model 4					
	2007		2008		2009	
	SE	ÖGG	SE	ÖGG	SE	ÖGG
EDAŞ 1	96%	DRS	91%	DRS	100%	IRS
EDAŞ 2	72%	IRS	68%	IRS	64%	IRS
EDAŞ 3	91%	IRS	90%	IRS	84%	IRS
EDAŞ 4	94%	IRS	94%	IRS	85%	IRS
EDAŞ 5	85%	IRS	83%	IRS	75%	IRS
EDAŞ 6	81%	IRS	81%	IRS	71%	IRS
EDAŞ 7	91%	DRS	83%	DRS	69%	DRS
EDAŞ 8	98%	DRS	96%	DRS	90%	DRS
EDAŞ 9	68%	DRS	62%	DRS	52%	DRS
EDAŞ 10	100%	CRS	100%	CRS	99%	IRS
EDAŞ 11	100%	CRS	97%	DRS	99%	IRS
EDAŞ 12	98%	DRS	99%	DRS	98%	DRS
EDAŞ 13	100%	CRS	100%	CRS	83%	IRS
EDAŞ 14	100%	CRS	94%	IRS	86%	IRS
EDAŞ 15	100%	CRS	96%	DRS	94%	IRS
EDAŞ 16	95%	IRS	95%	IRS	86%	IRS
EDAŞ 17	100%	CRS	100%	CRS	100%	CRS
EDAŞ 18	62%	IRS	58%	IRS	49%	IRS
EDAŞ 19	100%	CRS	99%	DRS	100%	CRS
EDAŞ 20	74%	IRS	69%	IRS	61%	IRS
EDAŞ 21	98%	DRS	90%	DRS	69%	DRS
Ortalama	91%		88%		82%	
Minimum	62%		58%		49%	
Maksimum	100%		100%		100%	
Std. Sapma	12%		13%		16%	

Tablo 5-12 incelendiğinde, CRS ve VRS skorlarında olduğu gibi SE skorlarında da şirketler arasında büyük farklılık olduğu görülmektedir. CRS ve VRS skorlarında olduğu gibi şirketlerin 2007 yılı SE skor ortalamaları en yüksek (% 91), 2009 yılı skor ortalamaları ise en düşük (% 82) çıkmıştır. Burada dikkat çeken husus ise minimum ölçek etkinliğine sahip şirketin tüm yıllarda EDAŞ 18 olmasıdır. EDAŞ 18 ayrıca ölçeğe göre artan getiride faaliyette bulunmaktadır. Yani EDAŞ 18 faaliyet

ölçeğini büyüterek ölçekten kaynaklanan etkinsizliğini azaltabilir. Öte yandan EDAŞ 17 ise tüm yıllarda % 100 ölçek etkinliğine sahiptir. Bir takım şirketler ise bazı yıllarda ölçek etkin olmalarına rağmen bazı yıllarda ölçek etkinsizliği içerisindedir. 2007 yılında 7, 2008 ve 2009 yıllarında ise 3'er şirket ölçek etkin çıkmıştır. Tabloda göze çarpan bir diğer önemli nokta ise şirketlerin genelde ölçeğe göre artan getiride faaliyette bulunmalarıdır. Yani elektrik dağıtım şirketleri yeterince olgunlaşamamış ve henüz ölçek etkinliğini sağlayacak müşteri sayısına ulaşamamışlardır.

Şirketlerin ölçek etkinliği skorları ve ölçeğe göre getiri durumları elde edildikten sonra modellerin ürettiği SE skorlarının tutarlılığını ve birbirleriyle olan ilişkisini incelemek amacıyla aşağıdaki Tablo 5-13'te modellerin SE skorlarının korelasyon matrisine yer verilmiştir.

Tablo 5-13: Modellerin SE Skorlarının Korelasyonu

SE	M 1	M 2	M 3	M 4
M 1	1			
M 2	-0,13	1		
M 3	0,93	-0,25	1	
M 4	0,77	0,25	0,65	1

Tablo 5-13 incelendiğinde, CRS ve VRS varsayımları altında elde edilen korelasyon matrislerinin aksine SE korelasyon matrisinde negatif ilişkiler göze çarpmaktadır. Bu da tüm modellerin SE açısından benzer sonuçlar üretmediğine, seçilen girdi-çıktı bileşimine göre şirketlerin ölçek etkinliği skorlarının oldukça farklılık gösterdiğine işaret etmektedir.

Her bir şirketin incelenen dört modelde ve üç yılda toplam 12 tane ölçeğe göre getiri durumu söz konusudur. Örneğin EDAŞ 1'in model 4 için 2007, 2008 ve 2009 yılları için ölçeğe göre getiri durumu sırasıyla DRS, DRS ve IRS'dir. Buna benzer şekilde

21 şirket için dört model ve üç yıllık ölçek etkinliği hesaplamaları sonucunda toplam 252 tane ölçeğe göre getiri durumu elde edilmiştir. Her bir şirketin oluşturulan dört model için elde ettiği ölçeğe göre getiri durumu özeti Tablo 5-14'te yer almaktadır.[29]

Tablo 5-14: Şirketlerin Ölçeğe Göre Getiri Özet Tablosu

Şirket	IRS	CRS	DRS
EDAŞ 1	4	3	5
EDAŞ 2	9	3	0
EDAŞ 3	9	0	3
EDAŞ 4	9	0	3
EDAŞ 5	9	0	3
EDAŞ 6	9	0	3
EDAŞ 7	4	0	8
EDAŞ 8	6	0	6
EDAŞ 9	2	0	10
EDAŞ 10	7	2	3
EDAŞ 11	9	2	1
EDAŞ 12	5	0	7
EDAŞ 13	7	5	0
EDAŞ 14	5	7	0
EDAŞ 15	9	1	2
EDAŞ 16	8	3	1
EDAŞ 17	0	12	0
EDAŞ 18	9	3	0
EDAŞ 19	3	6	3
EDAŞ 20	9	3	0
EDAŞ 21	5	0	7
Toplam	**137**	**50**	**65**

Tablo 5-14 incelendiğinde şirketlerin dört model ve üç yıl bazında toplam 137 kere ölçeğe göre artan getiride (IRS), 50 kere ölçeğe göre sabit getiride (CRS) ve 65 kere ölçeğe göre azalan getiride (DRS) faaliyette bulunduğu gözlenmektedir. Görüldüğü

[29] Diğer üç model için şirketlerin model ve yıl bazında ölçeğe göre getiri durumları Ekte Tablo 16'da yer almaktadır.

gibi, elektrik dağıtım şirketleri çoğunlukla ölçeğe göre artan getiride faaliyette bulunmaktadır, yani optimum ölçekte çalışmamaktadır. Bunun sebebi, şirketlerin sahip oldukları abone sayısının ve dağıttıkları enerji miktarının düşük olmasıdır. Bu durum şirketlerin ölçek ekonomisinden yeterince faydalanamadıklarına işaret etmektedir. Bu noktada yapılması gereken, şirketlerin birleşerek ölçeklerini büyütmeleridir. Buradaki en önemli husus, özellikle düşük müşteri sayısına sahip şirketlerin tamamının ölçeğe göre artan getiride faaliyette bulunuyor olmasıdır. Bu da söz konusu şirketlerin etkinlik sınırına yaklaşmaları için ölçeklerini büyütmeleri ve ölçekten kaynaklanan dezavantajlarını minimize etmeleri gerektiği anlamına gelmektedir. Tablo 5-14'te en çok göze çarpan şirket EDAŞ 17'dir. Zira söz konusu şirket tüm modellerde ve ilgili modellere ait tüm yıllarda ölçeğe göre sabit getiride faaliyette bulunmakta, yani optimum ölçekte faaliyet göstermektedir.

5.3.2 Model Spesifikasyonlarının Analizi

İncelenen dört modelin sonuçları, farklı model spesifikasyonlarının her bir şirket için değişik ve birbirinden oldukça farklı etkinlik skoru ürettiğini göstermektedir. Bu nedenle, bir modelde yüksek skor alan bir şirket diğer modelde düşük skor alabilmektedir. Bu da bazı verimsiz şirketlerin model spesifikasyon hatalarından dolayı verimliymiş gibi görünmesine yol açabilmektedir. Bu riski azaltabilmek ve en güvenilir modeli belirleyebilmek için model sonuçlarını analiz etmekte fayda görülmektedir. Çalışmada önceki alt bölümde farklı girdi-çıktı bileşimlerinden oluşan dört farklı model oluşturulmuştu. Bu alt bölümde söz konusu modeller; değişken sayısı, çevresel faktörlerin varlığı, girdi-çıktı bileşimi ve uç gözlemlerin varlığı açısından ele alınmıştır.

5.3.2.1 Değişken Sayısının ve Çevresel Faktörlerin Etkisi

Bu kısımda, önce model 1 ile model 2 sonuçları, daha sonra da model 3 ile model 4 sonuçları değişken sayısının ve çevresel faktörlerin etkisinin incelenmesi amacıyla karşılaştırılmıştır. Öncelikle model skor ortalamaları ele alınarak modellerde kullanılan değişken sayısı artınca skor ortalamalarının ne kadar artış gösterdiği ve kaç şirketin daha yüksek skor elde ettiği incelenmiştir. Daha sonra da, şirketlerin sıralamaları incelenerek eklenen çevresel faktörün etkisi ölçülmüştür.

Veri zarflama analizinde modellerde kullanılan değişken sayısı arttıkça elde edilen teknik etkinlik skorları ya aynı kalmakta ya da artış göstermektedir. Ancak, bu durum fazla değişken içeren model, az değişken içeren modeldeki tüm değişkenleri içeriyorsa geçerlidir. Çalışmada model 1 ile model 2 arasındaki ve model 3 ile model 4 arasındaki tek fark çevresel faktörlerdir. Yani bir model çevresel faktör hariç diğer modeldeki tüm değişkenleri içermektedir. Model 1 ve model 3 çevresel faktör içermezken model 2 ve model 4 diğer değişkenlere ek olarak çevresel faktör de içermektedir. Eklenen ekstra değişkenlerin şirket skorları üzerinde bir etkiye sahip olup olmadığını belirlemek amacıyla modeller analiz edilmiştir.

Öncelikle model 1 ile model 2 skorları kıyaslanmıştır. Model 2'de model 1'deki dört değişkene (iki girdi, iki çıktı) ilaveten çevresel faktör olarak "ters yoğunluk endeksi" değişkeni eklenmiş ve modellerin skorları CRS ve VRS varsayımları altında analiz edilmiştir.

Tablo 5-15'te görüldüğü gibi, model 1 için hesaplanan CRS ve VRS skor ortalamaları sırasıyla % 64 ve % 74 iken model 2'de çevresel faktörün modele dahil

edilmesiyle birlikte skor ortalamaları CRS ve VRS için sırasıyla % 80'e ve % 87'ye çıkmıştır. Eklenen çevresel faktör hem CRS hem de VRS varsayımları altında 16 şirketin etkinlik skorunu artırmış, 5 şirketin skoru ise değişmemiştir. Ancak CRS varsayımında model 1'de iki tane etkin şirket olduğu dikkate alındığında etkinlik skoru artmayan sadece üç şirket vardır. Benzer şekilde VRS varsayımı altında dört şirket etkin çıktığı için aslında etkinlik skoru artmayan sadece bir şirket vardır.

Tablo 5-15: Ekstra Değişkenin Etkinlik Skorlarına Etkisi (Model 1-Model 2)

	Model 1 Skor Ortalaması	**Model 2 Skor Ortalaması**	**Ortalama Skor Farkı**	**Daha Yüksek Skor Elde Eden Şirket Sayısı**
CRS TE	64%	80%	16%	16
VRS TE	74%	87%	13%	16

Model 3 ile model 4 ele alındığında ise model 4'te model 3'teki üç değişkene (bir girdi, iki çıktı) ilaveten çevresel faktör olarak "hat uzunluğu" değişkeni eklenmiş ve modellerin skorları CRS ve VRS varsayımları altında analiz edilmiştir.

Tablo 5-16: Ekstra Değişkenin Etkinlik Skorlarına Etkisi (Model 3-Model 4)

	Model 3 Skor Ortalaması	**Model 4 Skor Ortalaması**	**Ortalama Skor Farkı**	**Daha Yüksek Skor Elde Eden Şirket Sayısı**
CRS TE	60%	73%	13%	19
VRS TE	74%	85%	11%	17

Tablo 5-16'da model 3 ile model 4 skorları CRS ve VRS varsayımları altında analiz edildiğinde model 3 için hesaplanan CRS ve VRS skor ortalamaları sırasıyla % 60 ve % 74 iken model 4 de çevresel faktörün de modele dahil edilmesiyle birlikte skor ortalamaları CRS ve VRS için sırasıyla % 73'e ve % 85'e çıkmıştır. Eklenen çevresel faktör CRS varsayımı altında 19 şirketin, VRS varsayımı altında da 17 şirketin

etkinlik skorunu artırmıştır. Ancak CRS varsayımında model 1'de bir tane etkin şirket olduğu göz önünde bulundurulduğunda etkinlik skoru artmayan sadece bir şirket vardır. Benzer şekilde VRS varsayımı altında iki şirket etkin çıktığı için, aslında etkinlik skoru artmayan sadece iki şirket vardır.

Ekstra değişkenin model skorları üzerindeki etkisinin incelendiği yukarıda yapılan her iki kıyaslama neticesinde elde edilen sonuçlar, teoriyle uyumlu olarak, değişken sayısı arttıkça etkinlik skorlarının ya arttığını ya da değişmediğini göstermektedir.

Eklenen ekstra değişkenin skorlara etkisi incelendikten sonra çevresel faktörlerin skorlara olan etkisini yine model 1 ile model 2 ve model 3 ile de model 4 kıyaslanarak incelenmiştir. Çevresel faktör içeren modeller, içermeyen modellere göre zaten fazladan bir değişken içerdiği için daha yüksek etkinlik skorlarına sahiptir. Bu durum yukarıda yapılan açıklamalardan net bir biçimde görülmüştü. Dolayısıyla çevresel faktörlerin etkisini görebilmek için model skorlarını kıyaslamak yerine, model skorları arasındaki korelasyon katsayılarına ve şirketlerin sıralamalarına bakılmıştır.

Model 1 ile model 2 arasındaki korelasyon katsayıları sırasıyla CRS skorları için % 59, VRS skorları için % 67 ve SE skorları için ise % -13 olarak gerçekleşmiştir. Model 3 ile model 4 arasındaki korelasyon katsayıları ise sırasıyla CRS skorları için % 89, VRS skorları için % 69 ve SE skorları için ise % 65 olarak gerçekleşmiştir. Model 1 ile model 2 skorları arasındaki korelasyon katsayıları genel olarak düşük çıkmıştır. Model 3 ile model 4 arasında ise CRS skorları haricinde diğer korelasyon katsayıları düşük çıkmıştır. Korelasyon katsayısının düşük çıkması söz konusu

çevresel faktör değişkeninin bazı şirketlerin skorları üzerinde etkili olduğu anlamına gelmektedir.

Modeller arasındaki korelasyon katsayılarına ek olarak, şirketlerin sıralamaları da analiz edilmiştir. "1" numara en iyi performans gösteren şirketi, "21" numara da en kötü performans gösteren şirketi temsil etmektedir. Model 1 ile model 2 için en düşük korelasyona sahip olan SE skorları için ve en yüksek korelasyona sahip olan VRS skorları için şirketler sıralanarak farklarına bakılmıştır. Model 3 ile model 4 için ise yine en düşük korelasyona sahip olan SE ile en yüksek korelasyona sahip olan CRS skorları için şirketler sıralanarak farklarına bakılmıştır. Çevresel faktör değişkeni açısından olumsuz bölgelerde faaliyet gösteren şirketlerin sıralamalarının, çevresel faktörün modellere dahil edilmesiyle birlikte olumlu bölgelerde faaliyet gösteren şirketlere nazaran daha düşük çıkması beklenmektedir. Özellikle şehirleşmenin ve nüfus yoğunluğunun düşük olduğu bölgelerde faaliyet gösteren şirketler, çevresel faktörlerin ilgili modellere dahil edilmesiyle birlikte, daha yüksek skorlara ve daha düşük sıralamalara sahip olmuşlardır.

Öncelikle model 1 ile model 2 arasındaki sıralama farkları incelenmiştir. Aşağıdaki Tablo 5-17'de SE sıralama farklarına bakıldığında, 9 şirketin sıralamasının arttığı, 10 şirketin sıralamasının azaldığı, 2 şirketin sıralamasının ise değişmediği görülmektedir. Benzer şekilde VRS sıralama farklarına bakıldığında ise, 8 şirketin sıralamasının arttığı, 7 şirketin sıralamasının azaldığı, 6 şirketin sıralamasının ise değişmediği görülmektedir. Yani hem SE'de hem de VRS'de çevresel faktörün skorlar üzerinde olduğu gibi sıralamalar üzerinde de etkisi fazladır. Dolayısıyla çevresel faktörün dahil olduğu model 2, model 1'e göre daha uygundur.

Tablo 5-17: Şirketlerin Model 1 ile Model 2 Skorlarına Göre Sıralaması

Şirket	SE Sıralaması			VRS Sıralaması		
	Model 1	Model 2	Fark	Model 1	Model 2	Fark
EDAŞ 1	3	7	**-4**	5	1	**4**
EDAŞ 2	21	1	**20**	14	1	**13**
EDAŞ 3	17	18	**-1**	21	14	**7**
EDAŞ 4	15	15	**0**	19	19	**0**
EDAŞ 5	18	11	**7**	17	13	**4**
EDAŞ 6	16	14	**2**	16	16	**0**
EDAŞ 7	6	19	**-13**	13	15	**-2**
EDAŞ 8	8	17	**-9**	20	21	**-1**
EDAŞ 9	14	21	**-7**	12	1	**11**
EDAŞ 10	9	13	**-4**	15	20	**-5**
EDAŞ 11	5	8	**-3**	10	17	**-7**
EDAŞ 12	10	12	**-2**	8	11	**-3**
EDAŞ 13	13	9	**4**	1	1	**0**
EDAŞ 14	2	1	**1**	1	1	**0**
EDAŞ 15	12	10	**2**	11	18	**-7**
EDAŞ 16	10	6	**4**	9	12	**-3**
EDAŞ 17	1	1	**0**	1	1	**0**
EDAŞ 18	20	1	**19**	1	1	**0**
EDAŞ 19	4	16	**-12**	7	1	**6**
EDAŞ 20	19	1	**18**	6	1	**5**
EDAŞ 21	7	20	**-13**	18	1	**17**

Şimdi de model 3 ile model 4 arasındaki sıralama farklarına bakılacaktır. Aşağıdaki Tablo 5-18'de SE sıralama farklarına bakıldığında, 12 şirketin sıralamasının arttığı, 8 şirketin sıralamasının azaldığı, 1 şirketin sıralamasının ise değişmediği görülmektedir. Benzer şekilde CRS sıralama farklarına bakıldığında, 9 şirketin sıralamasının arttığı, 11 şirketin sıralamasının azaldığı, 1 şirketin sıralamasının ise değişmediği görülmektedir. Yani hem SE'de hem de CRS'de çevresel faktörün skorlar üzerinde olduğu gibi sıralamalar üzerinde de etkisi fazladır. Dolayısıyla çevresel faktörün dahil olduğu model 4, model 3'e göre daha uygundur.

Tablo 5-18: Şirketlerin Model 3 ile Model 4 Skorlarına Göre Sıralaması

Şirket	SE Sıralaması			CRS Sıralaması		
	Model 3	Model 4	Fark	Model 3	Model 4	Fark
EDAŞ 1	4	7	**-3**	9	12	**-3**
EDAŞ 2	21	18	**3**	21	20	**1**
EDAŞ 3	17	13	**4**	20	17	**3**
EDAŞ 4	15	12	**3**	16	13	**3**
EDAŞ 5	18	16	**2**	19	15	**4**
EDAŞ 6	16	17	**-1**	14	11	**3**
EDAŞ 7	3	15	**-12**	10	9	**1**
EDAŞ 8	10	8	**2**	18	21	**-3**
EDAŞ 9	2	20	**-18**	12	16	**-4**
EDAŞ 10	13	3	**10**	4	3	**1**
EDAŞ 11	5	4	**1**	4	6	**-2**
EDAŞ 12	6	5	**1**	7	8	**-1**
EDAŞ 13	8	9	**-1**	2	4	**-2**
EDAŞ 14	7	10	**-3**	3	5	**-2**
EDAŞ 15	9	6	**3**	11	14	**-3**
EDAŞ 16	14	11	**3**	8	10	**-2**
EDAŞ 17	1	1	**0**	1	1	**0**
EDAŞ 18	20	21	**-1**	15	19	**-4**
EDAŞ 19	11	2	**9**	6	2	**4**
EDAŞ 20	19	18	**1**	17	18	**-1**
EDAŞ 21	12	14	**-2**	13	7	**6**

Yapılan analizler sonucunda çevresel faktör içeren model 2 ve model 4'ün, çevresel faktör içermeyen model 1 ve model 3'e göre daha uygun olduğu değerlendirilmektedir. Model 2 ile model 4 arasında ise model 4'ün şirketlerin performanslarının ölçümünde kullanılmasının daha uygun olduğu düşünülmektedir. Literatüre bakıldığında da mali girdi kullanılan modellerin düzenleyici kurumlar tarafından daha sık kullanıldığı görülmektedir. Zira elektrik dağıtım şirketlerinin maliyetini etkileyen birçok faktör vardır. Model 4'te kullanılan "işletme giderleri" değişkeni bu maliyet kalemlerinin toplamından oluşmaktadır. Ancak model 2'de maliyet kalemi olarak sadece personel sayısı ile hat uzunluğu ele alınmaktadır.

Halbuki şirketlerin bu iki girdi haricinde de birçok maliyet unsuru vardır. Bu nedenle şirketlerin maliyet yapısını model 4'ün model 2'ye göre daha iyi temsil ettiği düşünülmekte ve model 4, model 2'ye tercih edilmektedir.

5.3.2.2 Uç Gözlem Etkisi

Uç gözlem (outlier), eldeki verinin çoğunluğundan farklılık gösteren birimidir. Karar birimleri arasında yer alan uç gözlemler model skorlarını etkileyerek sonuçların yanlış yorumlanmasına sebep olabilmektedir. Çalışmada kullanılan veri kümesinde EDAŞ 17 (Boğaziçi EDAŞ) tüm modellerde ve tüm yıllarda % 100 etkin sonuçlar elde eden tek şirket olduğu için uç gözlem olmaya en yakın şirket konumundadır. Ayrıca Boğaziçi EDAŞ en fazla müşteriye ve en fazla tüketime sahip olan şirket olarak da göze çarpmaktadır. Bu nedenle en uygun olduğu düşünülen dördüncü model için Boğaziçi EDAŞ veri setinden çıkarılarak skorlar tekrar hesaplanmış ve uç gözlemin skorlar üzerindeki etkisi incelenmiştir. Ölçeğe göre sabit getiri ve ölçeğe göre değişken getiri varsayımları altında teknik etkinlik skorları ile ölçek etkinliği skorları Boğaziçi EDAŞ dışındaki 20 şirket için hem uç gözlem dahil iken hem de uç gözlem hariç iken hesaplanarak Tablo 5-19'da verilmiştir.

Tablo 5-19'da uç gözlemin dahil ve hariç olduğu CRS skor ortalamalarına bakıldığında skor ortalamasının % 2 arttığı ve 12 şirketin skoru artarken 9 şirketin skorunun ise değişmediği görülmüştür. Skor ortalaması en fazla artan şirket % 11'lik artışla EDAŞ 14 olmuştur. Benzer şekilde VRS skor ortalamalarına bakıldığında skor ortalamasının % 3 arttığı ve 7 şirketin skorunun arttığı, 14 şirketin skorunun ise değişmediği görülmüştür. Skor ortalaması en fazla artan şirket % 25'lik artışla EDAŞ 1 olmuştur. Son olarak SE skor ortalamalarına bakıldığında ise, skor ortalamasının

değişmediği, 7 şirketin skorunun arttığı, 4 şirketin skorunun azaldığı, 10 şirketin skorunun ise değişmediği görülmüştür. Skor ortalaması en fazla artan şirket % 7'lik artışla EDAŞ 14 olurken skor ortalaması en fazla azalan şirket ise % 19'luk azalışla EDAŞ 1 olmuştur. Tüm bu sonuçlar dikkate alındığında uç gözlemin varlığı ile yokluğu arasında model skorları açısından çok bariz bir farklılık göze çarpmamaktadır. Bu nedenle, EDAŞ 17'nin (Boğaziçi EDAŞ) modelde yer almasının daha uygun olduğu değerlendirilmektedir.

Tablo 5-19: Yirmi Şirketin Model 4 İçin Uç Gözlem Dahil ve Uç Gözlem Hariç Etkinlik Skor Ortalamaları

Şirket	CRS TE		VRS TE		SE	
	Uç Gözlem Dahil	Uç Gözlem Hariç	Uç Gözlem Dahil	Uç Gözlem Hariç	Uç Gözlem Dahil	Uç Gözlem Hariç
EDAŞ 1	71%	75%	74%	99%	95%	76%
EDAŞ 2	49%	49%	72%	72%	68%	68%
EDAŞ 3	57%	57%	64%	64%	88%	88%
EDAŞ 4	66%	66%	72%	72%	91%	91%
EDAŞ 5	62%	62%	77%	77%	81%	81%
EDAŞ 6	72%	72%	93%	93%	78%	78%
EDAŞ 7	81%	84%	100%	100%	81%	84%
EDAŞ 8	46%	46%	49%	49%	95%	95%
EDAŞ 9	61%	62%	100%	100%	61%	62%
EDAŞ 10	100%	100%	100%	100%	100%	100%
EDAŞ 11	87%	95%	88%	100%	99%	95%
EDAŞ 12	83%	88%	84%	95%	98%	92%
EDAŞ 13	94%	100%	100%	100%	94%	100%
EDAŞ 14	89%	100%	96%	100%	93%	100%
EDAŞ 15	65%	68%	68%	71%	97%	96%
EDAŞ 16	79%	82%	85%	86%	92%	95%
EDAŞ 18	53%	55%	94%	94%	56%	58%
EDAŞ 19	100%	100%	100%	100%	100%	100%
EDAŞ 20	55%	56%	80%	80%	68%	69%
EDAŞ 21	86%	86%	100%	100%	86%	86%
Ortalama	**73%**	**75%**	**85%**	**88%**	**86%**	**86%**

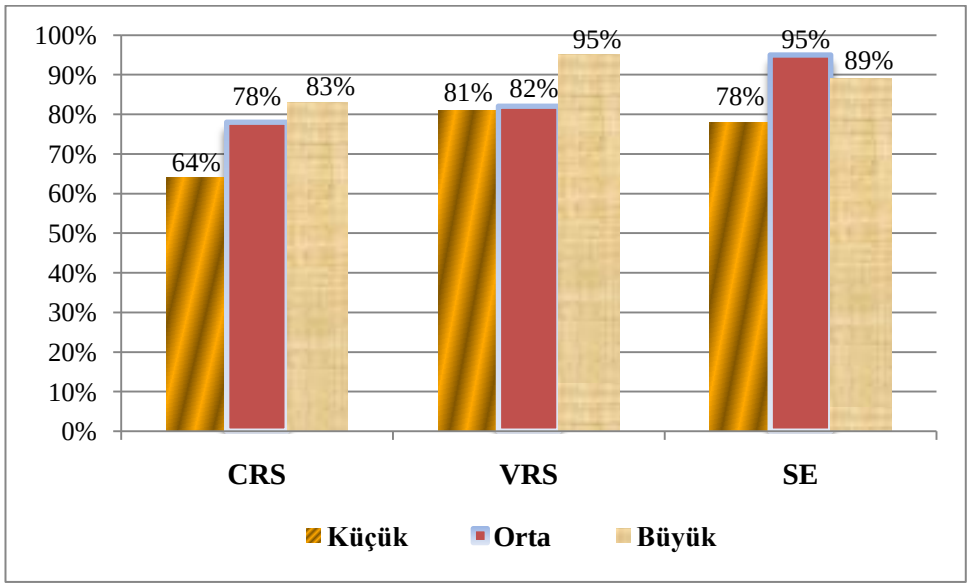
5.3.3 Sonuçların Analizi

Bu alt bölümde, analiz edilen dört modelden, daha doğru sonuçlar ürettiği düşünülen model 4 sonuçları bazı alt gruplar oluşturularak kıyaslanmıştır. Öncelikle müşteri sayısına göre büyük şirketlerle küçük şirketler kıyaslanmıştır. Bu kıyastaki amaç şirketlerin ölçek ekonomisinden faydalanmalarından kaynaklanan bir etkinlik artışı sağlayıp sağlamadıklarını incelemektir. Akabinde, sosyo-ekonomik gelişmişlik endeksine göre pozitif endeks değerine sahip olan şirketlerle negatif endeks değerine sahip olan şirketlerin skor ortalamaları kıyaslanmıştır. Bu kıyastaki amaç ise, şirketlerin faaliyette bulundukları bölgedeki ekonomik aktivitelerdeki gelişimin etkinlik skorları üzerindeki etkisinin analiz edilmesidir.

5.3.3.1 Şirket Büyüklüğüne Göre Kıyaslama

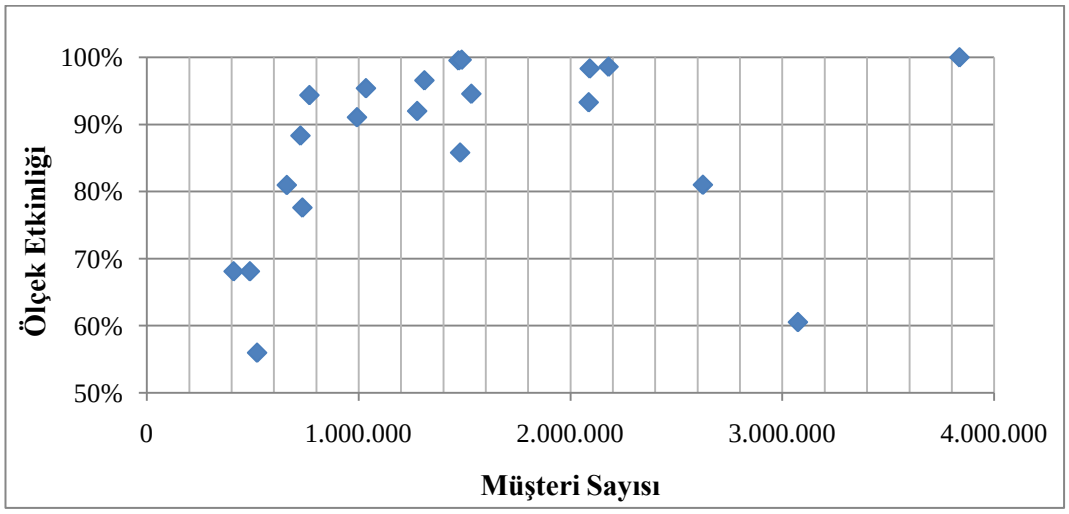
Şirketlerin dağıtım faaliyetinde bulundukları bölge EPDK tarafından belirlendiği için şirketler ölçekten kaynaklanan bir etkinsizlik olduğunun farkındaysalar birleşerek işletme giderlerinde düşüş sağlamak suretiyle etkinliklerini artırabilirler. Şirketler faaliyet ölçeklerine göre kıyaslanmak amacıyla müşteri sayılarına göre gruplara ayrılmıştır. Gruplar; 0-1 milyon arası müşteriye sahip olanlar "**küçük**", 1-2 milyon arası müşteriye sahip olanlar "**orta**" ve 2 milyondan fazla müşterisi olanlar da "**büyük**" şirketler olarak ele alınmıştır. Dolayısıyla, 21 elektrik dağıtım şirketinin sekizi küçük, yedisi orta ve altısı büyük şirket statüsündedir. Kıyaslama yapmak amacıyla CRS, VRS ve SE skor ortalamaları model 4 için hesaplanmış ve aşağıdaki Şekil 5-1'de verilmiştir.

Şekil 5-1: Şirket Büyüklüğüne Göre Skor Ortalamaları



Şekil 5-1'de görüldüğü gibi hem CRS hem de VRS skorları açısından müşteri sayısıyla etkinlik skorları arasında pozitif bir ilişki olup müşteri sayısı arttıkça etkinlik skor ortalamaları da artmıştır. Bu sonuç şirketlerin müşteri sayılarını artırmak suretiyle ölçek ekonomisinden faydalanmaları durumunda etkinlik skorlarında bir artış sağlayacakları anlamına gelmektedir. SE skorlarında ise küçük şirketlerin skor ortalamaları en düşük çıkarken orta büyüklükteki şirketlerin skor ortalamaları ise en yüksek çıkmıştır. Bu da optimum ölçek büyüklüğünün 1-2 milyon arası müşteri sayısı olduğunu göstermektedir. Küçük şirketler ölçeğe göre artan getiride faaliyette bulunurken büyük şirketler ise ölçeğe göre azalan getiride faaliyette bulunmaktadır. Orta büyüklükteki şirketler ise ölçeğe göre sabit getiride faaliyette bulunmaktadır. Yani CRS ve VRS skor ortalamaları için söylenen şirket büyüklüğü arttıkça etkinlik skor ortalamalarının artış göstermesi, SE skor ortalamaları için geçerli değildir. Zira belli bir noktadan sonra optimum şirket büyüklüğü aşılırsa bu sefer ölçek etkinliği azalmaya başlamakta ve şirket ölçeğe göre azalan getiride faaliyette bulunmaya başlamaktadır.

Şekil 5-2: Müşteri Sayısı-Ölçek Etkinliği İlişkisi



Şekil 5-2'de müşteri sayısıyla ölçek etkinliği arasındaki ilişki gösterilmektedir. Burada ölçek etkinliği skoru yüksek olan şirketlerin genelde 1-2 milyon civarında müşteri sayısına sahip olan şirketler olduğu görülmektedir. Ölçek etkinliği skoru % 95 ile % 100 arasında olan sekiz şirketten beşinin müşteri sayısı 1-2 milyon arasında, ikisinin 2 milyonun hemen üstünde, birinin ise 4 milyona yakındır. Müşteri sayısı 1 milyondan az ya da 2 milyondan daha fazla olan şirketlerin ölçek etkinlik skorları genelde % 80'in altındadır. Bu da yukarıda açıklanan optimum ölçek büyüklüğünün 1-2 milyon müşteri sayısına sahip olunmasıyla sağlanacağını tekrar göstermektedir.

5.3.3.2 Sosyo-Ekonomik Gelişmişlik Endeksine Göre Kıyaslama

Sosyo-ekonomik gelişmişlik endeksi (SEGE) birçok ekonomik, sosyal ve kültürel faktör kullanılarak bir şehir ya da bölgenin ekonomik gelişmişlik düzeyini göstermek için kullanılmaktadır. Analiz edilen elektrik dağıtım şirketleri sosyo-ekonomik koşullar açısından oldukça farklı dağıtım bölgelerinde faaliyette bulunmaktadır. Bu kapsamda, bu alt bölümde sosyo-ekonomik gelişmişlik endeksi açısından pozitif değerlere sahip olan şirketlerle negatif değerlere sahip olan şirketler kıyaslanmıştır.

Elektrik dağıtım bölgelerinin sosyo-ekonomik gelişmişlik endeks değerleri, DPT'nin 2003 yılında yayınlamış olduğu rapor doğrultusunda ilgili dağıtım bölgesi sınırlarına düşen şehirlerin endeks değerlerinin ortalaması alınarak hesaplanmıştır. Aşağıdaki Tablo 5-20'de görüldüğü gibi 11 şirket pozitif, 10 şirket ise negatif sosyo-ekonomik gelişmişlik endeksine sahiptir.

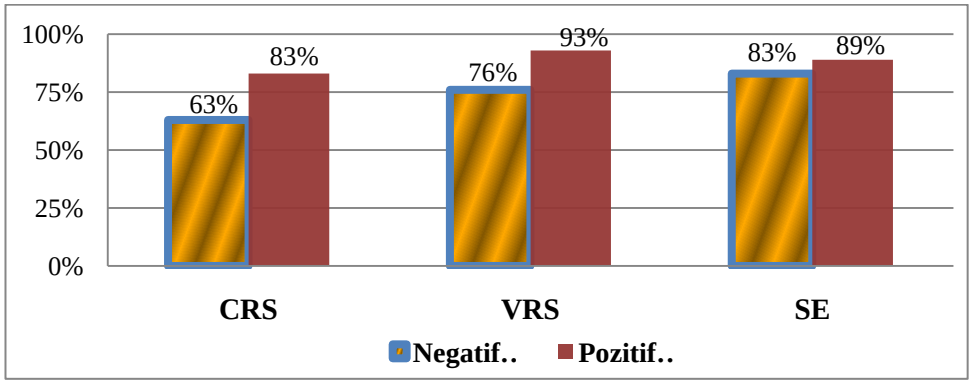
Tablo 5-20: Elektrik Dağıtım Bölgelerinin Sosyo-Ekonomik Gelişmişlik Endeks Değerleri

Şirket	SEGE	Şirket	SEGE	Şirket	SEGE
EDAŞ 1	-0,924	**EDAŞ 8**	-0,160	**EDAŞ 15**	0,669
EDAŞ 2	-1,207	**EDAŞ 9**	0,389	**EDAŞ 16**	0,259
EDAŞ 3	-0,842	**EDAŞ 10**	0,424	**EDAŞ 17**	4,808
EDAŞ 4	-0,383	**EDAŞ 11**	1,433	**EDAŞ 18**	0,477
EDAŞ 5	-0,463	**EDAŞ 12**	0,887	**EDAŞ 19**	0,616
EDAŞ 6	-0,571	**EDAŞ 13**	0,828	**EDAŞ 20**	-0,563
EDAŞ 7	0,230	**EDAŞ 14**	4,808	**EDAŞ 21**	-0,311

Kaynak: DPT (2003)

Elektrik dağıtım bölgelerinin kıyaslamasında model 4 sonuçları baz alınmıştır. Söz konusu model sonuçları negatif ve pozitif SEGE'ye sahip şirketlerin ortalaması olarak aşağıdaki Şekil 5-3'te verilmiştir.

Şekil 5-3: Elektrik Dağıtım Şirketlerinin Sosyo-Ekonomik Gelişmişlik Endeksine Göre Skor Ortalamaları



Şekil 5-3'ten anlaşılacağı üzere, pozitif sosyo-ekonomik gelişmişlik endeksine sahip bölgeler hem CRS (% 63 - % 83), hem VRS (% 76 - % 93) hem de SE (% 83 - % 89) skor ortalamalarında negatif sosyo-ekonomik gelişmişlik endeksine sahip bölgelerden daha yüksek skorlar elde etmiştir. Yani, pozitif endeks değerine sahip bölgelerde faaliyet gösteren şirketler kaynaklarını daha etkin kullanmakta ve maliyetlerini daha iyi yönetmektedir.

5.3.4 Etkin Olmayan Şirketlerin Analizi

Bu alt bölümde verimsizliğin bazı belirgin özelliklerini tespit etmek amacıyla görece düşük performansa sahip şirketlerin ortak özellikleri ele alınmıştır. Model 4'teki CRS skor ortalamalarına bakılarak en verimsiz şirketlerin ortak özellikleri analiz edilmiştir. CRS skorlarının seçilmesinin sebebi, CRS'nin hem teknik hem de ölçek etkinliğini ve etkinsizliği içermesidir. Bu kapsamda, model 4'te CRS skoru % 60'ın altında olan en verimsiz 5 şirket incelenmiştir.

Tablo 5-21: En Verimsiz Şirketler ve Model 4 CRS Skor Ortalamaları

Şirket	Skor
EDAŞ 8	46%
EDAŞ 2	49%
EDAŞ 18	53%
EDAŞ 20	55%
EDAŞ 3	57%

Söz konusu beş şirket bazı ortak özelliklere sahiptir. İlk olarak, müşteri sayısı açısından bakıldığında bu beş şirketten dördü 1 milyondan daha düşük ve hatta üçü 500 bin civarında müşteriye sahiptir. Tüm şirketler arasında en düşük müşteriye sahip beş şirketten dördü bu gruptadır. Ayrıca, dağıtılan enerji açısından bakıldığında da bu beş şirketten dördü en az enerji dağıtan şirketler arasında yer almaktadır. En az

enerji dağıtan yedi şirketten dördü bu gruptadır. Öte yandan, ölçeğe göre getiri durumları incelendiğinde ise yine bu beş şirketten dördü ölçeğe göre artan getiriye, bir tanesi de ölçeğe göre azalan getiriye sahiptir.

Kısmi verimlilik göstergelerine bakıldığında ise, müşteri başına işletme gideri en fazla olan sekiz şirketten beşi ve dağıtılan enerji başına işletme gideri en fazla olan altı şirketten dördü bu gruptadır. Personel başına düşen müşteri sayısı ve personel başına düşen dağıtılan enerji miktarı bu gruptaki şirketlerde oldukça düşüktür. Ayrıca, hat uzunluğu başına düşen müşteri sayısı ve hat uzunluğu başına düşen dağıtılan enerji miktarı da oldukça düşük olan şirketler yine bu grupta yer almaktadır. Elde edilen tüm bu sonuçlar, söz konusu en düşük performansa sahip beş şirketin ortak özelliklerinin genel olarak düşük faaliyet ölçeğinde çalışmaları ve ölçek ekonomisinden faydalanamamaları olduğunu göstermektedir.

5.4 Malmquist Toplam Faktör Verimliliği

Toplam faktör verimliliği, üretim sürecinde yer alan tüm üretim faktörlerinin verimliliklerinin toplamıdır. Toplam faktör verimliliğindeki değişim (TFVD)[30]; teknik etkinlikteki değişim (TED)[31] ve teknolojideki değişim (TD)[32] olarak iki kısma ayrılmaktadır. Öte yandan, TED kendi içerisinde saf etkinlikteki değişim (SED)[33] ve ölçek etkinliğindeki değişim (ÖED)[34] olmak üzere ikiye ayrılmaktadır.

[30] Total Factor Productivity Change (TFPCH)

[31] Efficiency Change (EFFCH)

[32] Technological Change (TECH)

[33] Pure Efficiency Change (PECH)

[34] Scale Efficiency Change (SECH)

Yukarıda yapılan açıklamalardan sonra model sonuçları verilerek şirketlerin 2007-2009 dönemi verimlilikleri ile ilgili yorumlarda bulunulmuştur. Bu kapsamda, toplam faktör verimliliğini oluşturan unsurların ilgili dönemdeki değişimleri ve toplam faktör verimliliğindeki değişim aşağıdaki Tablo 5-22'de yer almaktadır.

Tablo 5-22: Toplam Faktör Verimliliği Değişimi Özet Tablosu

Şirket	TED[35]	TD[36]	SED[37]	ÖED[38]	TFVD[39]
EDAŞ 1	0,933	1,053	0,923	1,012	**0,979**
EDAŞ 2	0,987	1,042	0,996	0,990	**1,024**
EDAŞ 3	0,897	1,065	0,949	0,946	**0,949**
EDAŞ 4	0,896	1,070	0,936	0,955	**0,952**
EDAŞ 5	0,899	1,067	0,960	0,936	**0,954**
EDAŞ 6	0,977	1,064	1,043	0,941	**1,038**
EDAŞ 7	0,894	1,048	0,934	0,958	**0,931**
EDAŞ 8	0,939	1,064	0,983	0,953	**0,987**
EDAŞ 9	0,956	1,072	1,004	0,957	**1,016**
EDAŞ 10	0,976	1,053	0,998	0,978	**1,024**
EDAŞ 11	0,929	1,039	0,942	0,984	**0,954**
EDAŞ 12	0,955	1,073	1,021	0,940	**1,019**
EDAŞ 13	0,957	1,026	1,000	0,957	**0,976**
EDAŞ 14	0,931	1,089	0,965	0,963	**1,007**
EDAŞ 15	0,931	1,035	0,965	0,962	**0,954**
EDAŞ 16	0,982	1,082	1,001	0,973	**1,050**
EDAŞ 17	1,000	1,081	1,000	1,000	**1,081**
EDAŞ 18	0,894	1,066	0,966	0,923	**0,945**
EDAŞ 19	0,879	1,061	0,957	0,923	**0,937**
EDAŞ 20	0,849	1,022	0,918	0,921	**0,859**
EDAŞ 21	0,893	1,086	0,960	0,929	**0,964**
Ortalama	**0,928**	**1,059**	**0,970**	**0,956**	**0,977**

[35] TED ile ilgili model skorlarının detayları Ekte Tablo 17'de yer almaktadır.

[36] TD ile ilgili model skorlarının detayları Ekte Tablo 18'de yer almaktadır.

[37] SED ile ilgili model skorlarının detayları Ekte Tablo 19'da yer almaktadır.

[38] ÖED ile ilgili model skorlarının detayları Ekte Tablo 20'de yer almaktadır.

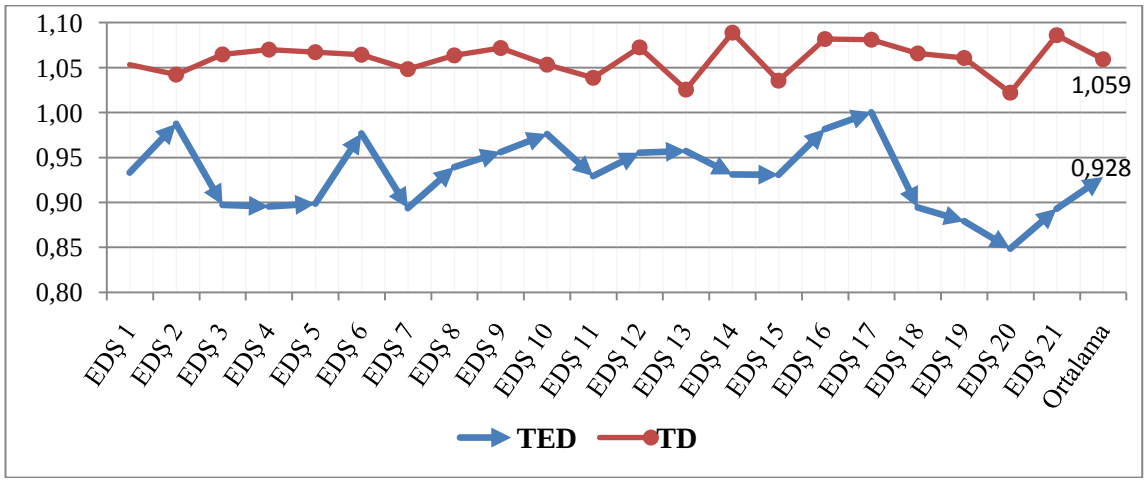
[39] TFVD ile ilgili model skorlarının detayları Ekte Tablo 21'de yer almaktadır.

Dört modelin toplam faktör verimliliğinin ayrıştırılmış skorlarına bakıldığında, teknolojideki ilerleme haricinde diğer endeks değerlerinde gerileme görülmektedir. Bu süreçte teknolojide % 5,9 oranında bir ilerleme kaydedilirken toplam faktör verimliliğinde % 2,3, teknik etkinlik endeksinde % 7,2, saf etkinlik endeksinde % 3, ölçek etkinliği endeksinde ise % 4,4 oranında gerileme yaşanmıştır. Toplam faktör verimliliğindeki değişimi oluşturan teknolojik değişim ve teknik etkinlik değişimleri incelendiğinde teknik etkinlikte yaşanan gerileme (% 7,2), teknolojide yaşanan ilerlemeden (% 5,9) daha fazla olduğu için 2007-2009 döneminde şirketlerin ortalama toplam faktör verimlilikleri düşüş göstermiştir. Toplam faktör verimliliği açısından en fazla ilerleme gösteren şirket % 8,1 ile EDAŞ 17 olurken en fazla gerileme yaşayan şirket ise % 14,1 ile EDAŞ 20 olmuştur. Teknik etkinlik açısından ilerleme gösteren şirket bulunmamakta, en fazla gerileme gösteren şirket ise % 15,1 ile EDAŞ 20 olmuştur. Teknolojik açıdan tüm şirketler ilerleme göstermiş olup en fazla ilerleme sağlayan şirket % 8,9 ile EDAŞ 14, en az ilerleme gösteren şirket ise % 2,2 ile EDAŞ 20 olmuştur. Saf etkinlik açısından en fazla ilerleme gösteren şirket % 4,3 ile EDAŞ 6, en fazla gerileme yaşayan şirket % 8,2 ile EDAŞ 20 olmuştur. Ölçek etkinliği açısından ilerleme gösteren tek şirket % 1,2 ile EDAŞ 1 iken en fazla gerileme yaşayan şirket % 7,9 ile EDAŞ 20 olmuştur. Tüm bu skorlardan şu sonuca varılabilir: Elektrik dağıtım şirketlerinin toplam faktör verimliliğinde yaşanan gerilemenin sebebi etkin çalışmamalarıdır. İncelenen dönemde şirketlerin teknolojik açıdan herhangi bir sorunları olmayıp verimlilik azalışına sebep olan temel sebebin genel olarak etkin çalışmamaları olduğu ortadadır. Teknik etkinsizliğe sebep olan faktörler irdelendiğinde ise şirketlerin optimum ölçekte faaliyette bulunmamaları daha önemli bir etkendir. Çünkü ölçek etkinliği endeksinde meydana gelen gerileme

% 4,4 iken saf etkinlik değişiminde meydana gelen gerileme % 3 olarak gerçekleşmiştir.

Yukarıda da değinildiği gibi toplam faktör verimliliği teknik etkinlikteki değişim ve teknolojideki değişim olmak üzere iki bileşenden oluşmaktadır. Şekil 5-4'te bu iki bileşenin değişimleri 2007-2009 dönemi için şirket bazında görülmektedir.

Şekil 5-4: Toplam Faktör Verimliliği Bileşenleri



Şekil 5-4 incelendiğinde, teknolojik değişim ile teknik etkinlik değişim skorları arasındaki fark açık bir biçimde göze çarpmaktadır. TED ortalaması 0,928 iken TD ortalaması 1,059'dur. Yani teknik etkinlikte % 7,2'lik azalma, teknolojik değişimde ise % 5,9'luk artış yaşanmıştır. Bu da şirketlerin üç yıllık dönemde teknolojik olarak ilerleme kaydetmelerine rağmen etkinlik olarak gerileme kaydettikleri için toplam faktör verimliliğinde de gerileme yaşadıklarını ortaya koymaktadır. Grafikten teknolojik değişim skorlarının tüm şirketlerde 1'in üzerinde olduğu, etkinlik değişimi skorlarının ise tek şirket hariç (EDAŞ 17) 1'in altında olduğu görülmektedir. Bu sonuçlar şirketlerin dağıtım faaliyetinde yaşadıkları temel sorunun teknolojiden değil etkinlikten kaynakladığını ortaya koymaktadır.

SONUÇ ve ÖNERİLER

Elektrik enerjisi sektörü, bütün ekonomilerde olduğu gibi, Türkiye ekonomisinde de temel ve hızla artan bir öneme sahiptir. Hem üretim sürecinde girdi olarak kullanılması hem de evlere, işyerlerine ve fabrikalara kullanılabilir enerji sağlaması bakımından elektrik sektörü Türkiye ekonomisinin büyüme kapasitesini doğrudan belirleyen sektörlerden biridir. Elektrik sektörü çok büyük sabit sermaye yatırımları gerektiren bir sektördür. Gelişmiş ve gelişmekte olan ülkelerde görülen yeniliklere paralel olarak, Türkiye'de de, sektörün ihtiyacı olan büyük yatırım talebini karşılayabilmek, teknoloji ve işletme alanlarındaki ilerlemelerden yararlanabilmek amacıyla 1980'lerin başından itibaren elektrik sektöründe yeniden yapılandırma arayışları başlamıştır.

1982 yılında, elektrik üretim sektöründeki kamu tekeli kaldırılmış ve özel sektör şirketlerinin elektrik üretmesine ve ürettikleri elektriği Türkiye Elektrik Kurumu'na satmalarına imkan verilmiştir. Özel girişimcilerin elektrik sektöründe faaliyet göstermesini sağlamak amacıyla, özelleştirme dışında birçok model uygulamaya konulmuştur. Bu amaç doğrultusunda 1984 yılında 3096 sayılı Kanun çıkarılmış ve Yİ, YİD ve İHD projeleri için hukuki altyapı oluşturulmuştur. 1993 yılında, TEK özelleştirme programına alınarak Türkiye Elektrik Üretim İletim A.Ş. ve Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. olarak ikiye bölünmüştür. 1990'lı yılların sonuna gelindiğinde, devamlı artan talep ve kötüleşen mali durum karşısında, Hazine garantilerine dayanan ve özel sektör katılımını öngören ancak özelleştirme içermeyen modellerin Türkiye'deki sorunları çözemediği açıkça anlaşılmıştır. Ayrıca, mevcut modellerin piyasada rekabetin oluşturulmasının önündeki en büyük engel olduğu da artık kabul

edilen bir gerçek halini almıştır. Bu nedenle; 2001 yılından itibaren Türkiye elektrik piyasasının rekabete açılması, gerekli yatırımların kamu maliyesi üzerinde ek yük yaratmaksızın özel sektör tarafından yapılması, kamunun gözetim ve denetim faaliyetlerini etkin bir şekilde yerine getirerek arz güvenliğini gözetmesi ve kamu mülkiyetindeki tesislerin özelleştirilmesi için kapsamlı bir reform süreci başlamıştır. Türkiye'de, enerji piyasalarını düzenlemek için eskisinden tamamen farklı bir politika uygulanmaya karar verilmiş ve 2001 yılında 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu (EPK) ile elektriğin tüketicilere yeterli, kaliteli, sürekli ve düşük maliyetli bir şekilde sunulmasını sağlayacak rekabet ortamının oluşturulması için gereken yasal çerçeve oluşturulmuştur. Bu doğrultuda EPK elektrik piyasasında serbest rekabet esaslarına, yeniden yapılandırmaya ve özelleştirmeye dayanan bir modeli hayata geçirmeyi amaçlamıştır. Bu kapsamda; TEAŞ üçe bölünmüş ve Türkiye Elektrik İletim A.Ş., Elektrik Üretim A.Ş. ve Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş. olmak üzere üç yeni kamu şirketi kurulmuştur. Oluşturulması hedeflenen potansiyel piyasadaki rekabetçi kısımların serbestleştirilmesini ve doğal tekel niteliği gösteren segmentlerin ise düzenlenmesini sağlamak amacıyla da özerk bir kurum olan Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) kurulmuştur.

Bu çalışmada Türkiye elektrik dağıtım şirketlerinin performanslarını ölçmek amacıyla farklı girdi çıktı bileşimlerine sahip dört model oluşturulmuştur. İlk iki modelde fiziki girdiler (personel sayısı ve hat uzunluğu) kullanılırken son iki modelde mali girdi (işletme giderleri) kullanılmıştır. Ayrıca, ikinci modelde ters yoğunluk endeksi, dördüncü modelde ise hat uzunluğu çevresel faktör olarak modellere eklenmiş olup birinci ve üçüncü modeller çevresel faktör içermemektedir. Bu ayrımdaki amaç, çevresel faktörlerin etkinlik skorları üzerindeki etkisinin

incelenmesidir. Elde edilen sonuçlar kapsamında çevresel faktörlerin model sonuçları üzerinde belirgin bir etkiye sahip olduğu görülmüştür. Bu nedenle etkinlik analizlerinde çevresel faktörlerin şirket performansı üzerindeki etkisi göz ardı edilmemeli ve bu değişkenler mutlaka modele dahil edilmelidir.

Oluşturulan dört modelin etkinlik skorlarını hesaplamak için DEAP 2.1 (CEPA, 2001) programı kullanılmıştır. Sonuçlar tüm modellerde hem ölçeğe göre sabit getiri hem de ölçeğe göre değişken getiri varsayımları altında şirket skorlarının oldukça farklılık gösterdiğini ortaya koymaktadır. Bu da şirketlerin çıktıları sabitken girdilerini azaltabilme potansiyeline sahip olduklarını göstermektedir. Ele alınan dört farklı modelin skorları incelendiğinde modeller arasında da şirket skorlarının oldukça değişkenlik gösterdiği görülmüştür. Yani, şirketlerin bir kısmı etkin olmadıkları halde bazı modellerde etkin çıkmıştır. Dolayısıyla, bazı modeller diğer modellere göre daha doğru sonuçlar üretmektedir. Bu nedenle, model spesifikasyonları detaylı olarak incelenerek en uygun modelin bulunması oldukça önemlidir. Bu kapsamda, modeller; içerdikleri değişken sayısı, girdi-çıktı bileşimi ve çevresel faktörlerin varlığı açısından incelenerek optimum model elde edilmeye çalışılmıştır. Bu analiz sonucunda ilk iki model arasından ikinci modelin, son iki model arasından da dördüncü modelin (yani çevresel faktörleri içeren modeller) daha doğru sonuçlar ürettiği değerlendirilmektedir. Çevresel faktörleri içeren ikinci model ile dördüncü model arasından ise dördüncü modelin daha uygun olduğu düşünülmektedir. Zira elektrik dağıtım şirketlerinin işletme giderleri birçok kalemden oluşmaktadır. Ancak ikinci modelde sadece personel sayısı ve hat uzunluğu modele girdi olarak dahil edilmiştir. Dördüncü modelde ise herhangi bir alt kırılıma gidilmeksizin işletme giderleri tek başına girdi olarak modele dahil edilerek şirket maliyetlerini daha iyi

yansıttığı düşünülen bir model oluşturulmuştur. Bu nedenle dördüncü modelin ikinci modele göre daha tercih edilebilir olduğu değerlendirilmektedir.

Yapılan analizler sonucunda, elektrik dağıtım şirketlerinin en belirgin özelliklerinin ölçek ekonomisinden yeterince faydalanamamaları olduğu görülmüştür. Yani çoğu şirket optimum ölçek büyüklüğünün altında faaliyette bulunmaktadır. Bu durum şirketlerin etkinlik skorlarının düşük çıkmasındaki önemli etkenlerden biridir. Dördüncü bölümde detaylı olarak incelendiği gibi, şirketlerin faaliyet ölçeği arttıkça CRS ve VRS skorları artmaktadır. Yani faaliyet ölçeğiyle CRS ve VRS skorları arasında pozitif bir ilişki vardır. Ancak aynı durum faaliyet ölçeğiyle SE skorları arasında geçerli değildir. Zira faaliyet ölçeği belli bir aşamayı geçtikten sonra şirketlerin ölçek etkinliği skorları düşmeye başlamıştır. Bu nedenle optimum ölçek büyüklüğünün 1-2 milyon arası müşteri sayısına sahip olan orta büyüklükteki şirketlerde geçerli olduğu sonucuna varılmıştır. Müşteri sayısı 1 milyondan az olan küçük şirketler ya da 2 milyondan fazla olan büyük şirketler optimum ölçek büyüklüğünde faaliyet gösterememektedir. Bu kapsamda, etkinliklerini artırmak ve ölçekten kaynaklanan etkinsizliklerini azaltmak için küçük şirketler birleşerek ölçeklerini büyütmeli, büyük şirketler ise tam tersine faaliyet ölçeklerini küçültmelidir.

Şirketler ayrıca sosyo-ekonomik gelişmişlik endeksi açısından da kıyaslanmıştır. Bu kapsamda, elde edilen sonuçlara göre sosyo-ekonomik gelişmişlik endeksi pozitif olan şirketler negatif olan şirketlere göre daha yüksek etkinlik skoruna sahiptir. Yani, ekonomik olarak gelişmiş bölgelerde faaliyette bulunan şirketler kaynaklarını daha etkin kullanmakta ve maliyetlerini daha iyi yönetmektedir.

Öte yandan modele alınan şirketler içinde uç gözlem olup olmadığının analizi de yapılmıştır. Bu kapsamda, uç gözlem olmaya en yakın şirket olan Boğaziçi EDAŞ modelden çıkarılarak model 4 için CRS, VRS ve SE skorları tekrar hesaplanmıştır. Elde edilen sonuçlar kapsamında Boğaziçi EDAŞ'ın bir uç gözlem olmadığı ve oluşturulan modellerde yer alması gerektiği sonucuna varılmıştır.

Daha sonra, en düşük performansa sahip şirketler analiz edilmiştir. Bu kapsamda, en düşük etkinlik skoruna sahip beş şirket ele alınmış ve etkinsizliklerine sebep olan ortak özellikleri incelenmiştir. Bu bağlamda söz konusu şirketlerin en belirgin özellikleri düşük faaliyet ölçeğine sahip olmaları, yani dağıttıkları enerji miktarının ve abone sayılarının az olmasıdır. Ayrıca kısmi verimlilik göstergelerinde de söz konusu şirketler abone sayısı, hat uzunluğu ve dağıtılan enerji başına yüksek işletme giderlerine sahiptir.

Son olarak da, şirketlerin toplam faktör verimlilikleri analiz edilmiştir. Bu kapsamda, ele alınan 2007-2009 döneminde şirketlerin verimliliklerinde yaşanan değişimler incelenmiştir. Elde edilen sonuçlar şirketlerin toplam faktör verimliliğinde gerileme yaşadıklarını göstermektedir. Toplam faktör verimliliği bileşenleri ayrıştırılıp incelendiğinde ise şirketlerin teknolojik olarak ilerleme gösterdikleri, ancak teknik etkinlik açısından genelde gerileme yaşadıkları görülmüştür. Teknik etkinlik değişimi de bileşenlerine ayrılıp incelendiğinde ise hem ölçek etkinliği değişimi hem de saf etkinlik değişimi açısından şirketler genelde gerileme yaşamıştır. Özetle, şirketler teknolojik açıdan bir sıkıntı içerisinde olmayıp verimsizliklerinin sebebi teknik etkinlik açısından gerileme yaşamalarıdır.

Özetlemek gerekirse, çalışmada elde edilen en önemli sonuç, elektrik dağıtım şirketlerinin optimum ölçek büyüklüğünün altında faaliyette bulunduğudur. Şirketler potansiyellerini daha etkin kullanarak müşteri sayılarını artırabilirlerse, ölçekten kaynaklanan problem kısmen çözülebilir. Ayrıca, ölçek sorununu azaltmak için, coğrafi olarak birbirine yakın bölgelerdeki şirketlerin birleşmeleri teşvik edilmelidir. Bu çalışmanın bir benzeri ilerleyen yıllarda özelleşen bir elektrik dağıtım sektörünün analizi için tekrar yapılmalıdır. Böylece, özelleştirmeden beklenen verimlilik artışlarının sağlanıp sağlanmadığının kontrolü de yapılmış olacaktır.

Çalışmadaki önemli kısıtlardan birisi örneklem sayısının az olmasıdır. Bu kısıt nedeniyle belki de şirket performansı üzerinde etkili olması muhtemel bazı değişkenler modellere dahil edilememiştir. Daha çok örneklem sayısı olsaydı modellerde kullanılan değişken sayısı da artırılabilirdi. Bu kapsamda, Türkiye elektrik dağıtım şirketleriyle yurt dışındaki elektrik dağıtım şirketlerinin kıyaslanmasının yapılacağı çalışmalarla hem daha geniş bir örneklem sayısına ulaşılmış olacak hem de Türkiye elektrik dağıtım şirketleri yurt dışı muadilleri ile kıyaslanmış olacaktır. Ayrıca, kalite faktörlerinin de etkinlik skorları üzerinde etkili olduğu literatürde yapılan çalışmalardan bilinmektedir. Bu anlamda elde edilen etkinlik skorları her bir şirketin veri bir kalite düzeyini sağladığı varsayımı altında geçerlidir. Maalesef kaliteye ilişkin güvenilir veriler elde edilemediği için modele kalite faktörleri dahil edilememiştir. Özellikle kalite faktörlerini içeren ve içermeyen modeller oluşturularak şirketlerin hizmet kaliteleri ölçülebilir. Bu çalışmanın benzeri ilerleyen zamanlarda şirketlerden güvenilir veriler elde edildiğinde kalite faktörlerini de içerecek şekilde tekrar yapılarak özelleşen elektrik dağıtım piyasasında hizmet kalitesinin ölçümü yapılabilecektir.

ÖZET

Düzgün, Mustafa

Veri Zarflama Analiziyle Elektrik Dağıtım Şirketlerinin Etkinlik ve Verimlilik Analizi, Yüksek Lisans Tezi, Danışman: Prof. Dr. İrfan Civcir, 206 s.

4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'nun 2001 yılında yürürlüğe girmesiyle birlikte Türkiye elektrik piyasasında serbestleştirmeye ve özelleştirmeye dayanan yeni bir dönem başlamıştır. Bu kapsamda elektriğin üretimi, toptan ve perakende satışı gibi rekabetçi yapıya sahip alanları rekabete açılırken iletimi ve dağıtımı gibi doğal tekel özelliği gösteren segmentleri ise düzenlemeye tabi tutulmuştur. Bu tez, Türkiye'de faaliyette bulunan 21 elektrik dağıtım şirketinin göreli performansını parametrik olmayan Veri Zarflama Analizi yöntemini kullanarak analiz etmektedir. Ulaşılan sonuçlar; en uygun model spesifikasyonunun seçiminde, etkinlik düzeyini etkileyen faktörlerin belirlenmesinde ve en düşük performansa sahip şirketlerin ortak özelliklerinin tespitinde kullanılmıştır. Yapılan analizler sonucunda; büyük şirketlerin küçük şirketlere göre, sosyo-ekonomik açıdan gelişmiş bölgelerde faaliyet gösteren şirketlerin ise ekonomik olarak az gelişmiş bölgelerdeki şirketlere oranla kaynaklarını daha etkin kullandıkları ve maliyetlerini daha iyi yönettikleri sonucuna varılmıştır. Daha sonra, etkinlik düzeyi düşük olan şirketlerin ortak özellikleri belirlenmeye çalışılmış ve en temel problemin dağıtılan enerji miktarının ve müşteri sayısı düşüklüğünün olduğu görülmüştür. Eğer bu şirketler birleşme yoluyla dağıtılan enerji miktarını ve müşteri sayılarını artırabilirlerse etkinsizlikler büyük oranda azalacaktır. Son olarak, şirketlerin toplam faktör verimliliklerindeki değişim hesaplanmış ve verimliliklerinde zaman içinde gerileme yaşandığı gözlenmiştir. Şirketlerin genelde etkinliklerinin düşük çıkmasının ve uygun ölçekte faaliyette bulunmamalarının toplam faktör verimliliğinde yaşanan bu gerilemenin temel sebebi olduğu tespit edilmiştir.

Anahtar Kelimeler: Veri Zarflama Analizi, Etkinlik, Toplam Faktör Verimliliği, Elektrik Dağıtım

ABSTRACT

Düzgün, Mustafa

Efficiency And Productivity Analysis Of Electricity Distribution Companies With Data Envelopment Analysis, Master's Thesis, Advisor: Prof. Dr. İrfan Civcir, 206 p.

With the enactment of Electricity Market Law No 4628, a new era based on liberalization and privatization has started in Turkish electricity market. In this context, while the production, wholesale, and retail parts of electricity market has been opened for competition; transmission and distribution, which have natural monopoly characteristics, has been subjected to regulation. This dissertation analyzes the relative performance of 21 electricity distribution companies by using a non-parametric method, Data Envelopment Analysis. The results obtained are used to choose the most suitable model specification, to determine the factors affecting the efficiency levels and to find out by far the most inefficient companies' common characteristics. From the results, it has been concluded that large companies compared to small ones and the companies operating in more developed areas compared to ones operating in underdeveloped areas utilize resources and manage costs more efficiently. Then, when trying to detect the common characteristics of the most inefficient companies, the major problem is found to be the low volume of energy delivery and low customer number. If these companies increase the delivery amount and the customer number by merging, their inefficiency problem would decrease considerably. Lastly, companies' total factor productivity changes are accounted and found out that their productivity decreased over time. Low efficiency levels and not operating at the optimum scale has been determined as fundamental reasons for this total factor productivity decrease.

Key Words: Data Envelopment Analysis, Efficiency, Total Factor Productivity, Electricity Distribution

KAYNAKÇA

Atıcı, K.B. ve Ulucan, A. (2010), "Enerji ve Çevre Konularında Parametrik Olmayan Etkinlik Analizi ve Türkiye Elektrik Sanayii Uygulaması", Hacettepe Üniversitesi/İktisadi ve İdari Bilimler Fakültesi Dergisi, Cilt 28, Sayı 1, 173-203.

Atiyas, I. ve Dutz, M. (2003), "Competition and Regulatory Reform in the Turkish Electricity Industry", 10-11 Mayıs, Bilkent Hotel, Ankara.

Atiyas, İ. (2006), Elektrik Sektöründe Serbestleşme ve Düzenleyici Reform, TESEV Yayınları, İstanbul.

Avcı, M.A. ve Kaya, A.A., (2008), "Geçiş Ekonomileri ve Türk Tarım Sektöründe Etkinlik ve Toplam Faktör Verimliliği Analizi (1992-2004)", Ege Akademik Bakış, 8 (2): 843-860.

Bağdadioğlu, N. (2005), "The Efficiency Consequences of Resisting Changes in a Changing World: Evidence from the Turkish Electricity Distribution", International Journal of Business, Management and Economics, Vol. 1, No. 2, pp. 23–44.

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

Bağdadioğlu, N. ve Cumhur, Y. (2010), "Türkiye Şehir Suyu Arz Sektöründe X-Verimsizliğinin Ölçülmesi", Hacettepe Üniversitesi/İktisadi ve İdari Bilimler Fakültesi Dergisi, Cilt 28, Sayı 1, 205-223.

Bağdadioglu, N., Price, C.W. ve Weyman-Jones, T.G. (1996), "Efficiency and Ownership in Electricity Distribution: a Non-parametric Model of the Turkish Experience", Energy Economics, v 18, n 1-2, p 1-23.

Bağdadioglu, N., Price, C.W. ve Weyman-Jones, T. (2007), "Measuring Potential Gains from Mergers Among Electricity Distribution Companies in Turkey Using a Non-Parametric Model", Energy Journal, 28, no. 2: 83-110.

Banker, R. (1984), "Estimating Most Productive Scale Size Using Data Envelopment Analysis", European Journal of Operational Research, 17, 1, 35-44.

Banker, R.D., Charnes, A. ve Cooper, W.W. (1984), "Some Models for Estimating Technical and Scale Inefficiencies in Data Envelopment Analysis", Management Science, 30, 1078– 1092.

Carrington, R., Coelli, T. ve Groom, E. (2002), "International Benchmarking for Monopoly Price Regulation: The Case of Australian Gas Distribution", Journal of Regulatory Economics, 21, no. 2: 191-216.

Caves, D.W., Christensen, L.R. ve W.E. Diewert (1982), "The Economic Theory of Index Numbers and the Measurement of Input, Output and Productivity", Econometrica, 50, 1393–1414.

CEPA (Center for Efficiency and Productivity Analysis) (2001), DEAP Version 2.1.

Charnes, A., Cooper, W.W. ve Rhodes, E. (1978), "Measuring the Efficiency of Decision Making Units", European Journal of Operational Research, 2, 429–444.

Coelli, T., Rao, D.S. P., O'Donnell, C. J. ve Battese, G. E. (2005), An Introduction to Efficiency and Productivity Analysis, Springer, New York.

Coelli, T. (1996), A Guide to DEAP Version 2.1: A Data Envelopment Analysis (Computer) Program, CEPA Working Paper, No. 96/08, University of New England, Armidale NSW: Centre for Efficiency and Productivity Analysis.

Cullmann, A. ve von Hirschhausen, C. (2008), "From Transition to Competition: Dynamic Efficiency Analysis of Polish Electricity Distribution Companies", Economics of Transition, 16, no. 2: 335-357.

Çınar, Y. (2010), "Türkiye ile AB üyesi Ülkelerin Elektrik Üretim Sektörlerinin Etkinlik ve Verimlilik Analizi: 2000-2006 Dönemi İçin Uluslararası bir Karşılaştırma", Sosyoekonomi Özel Sayı.

Deliktaş, E. (2002), "Türkiye Özel Sektör İmalat Sanayiinde Etkinlik ve Toplam Faktör Verimliliği Analizi", ODTÜ Gelişme Dergisi, 29 (3-4), 247-284.

Deloitte (2010), "Türkiye Elektrik Enerjisi Piyasası 2010-2011 Beklentiler ve Gelişmeler",
<http://www.deloitte.com/assets/Dcom-Turkey/Local%20Assets/Documents/turkey-tr_er_ElektrikEPiyasasi2010_090710.pdf>, Erişim Tarihi: 22/10/2010.

DPT (2003), İllerin ve Bölgelerin Sosyo-Ekonomik Gelişmişlik Sıralaması Araştırması, DPT 2671, Ankara.

Erdoğdu, E. (2006), "Türkiye Enerji Piyasası Reformları: Ekonomik Analiz", Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu Uzmanlık Tezi, Ankara.

Erten, İ. E. (2010), "Türkiye Elektrik Piyasası ve DUY", ODTÜ Mezunları Derneği, Ankara.

Ertuğrul, B. (2010), "Elektrik Özelleştirmelerinde Bilinmeyen Bir Husus ve Varılacak Sonuç", <http://www.enerjienergy.com/artikel.php?artikel_id=197>, Erişim Tarihi: 05/11/2010.

Ertürk, M. (2009), "Efficiency Analysis of Turkish Natural Gas Distribution Companies by Using DEA Method", ODTÜ Yüksek Lisans Tezi, Ankara.

Fare, R. ve Lovell, C.A.K. (1978), "Measuring the Technical Efficiency of Production", Journal of Economic Theory, 19(1): 150-162.

Farrell, M.J. (1957), "The Measurement of Productive Efficiency", Journal of the Royal Statistical Society, Series A (General), 120, 253–281.

Giannakis, D., Jamasb, T. ve Pollitt, M. (2005), "Benchmarking and Incentive Regulation of Quality of Service: An Application to the UK Electricity Distribution Utilities", Energy Policy, 33: 2256-2271.

Growitsch, C., Jamasb, T. ve Wetzel, H. (2010), "Efficiency Effects of Quality of Service and Environmental Factors: Experience from Norwegian Electricity Distribution", EWI Working Paper, No. 10/03.

Hepbaşlı, A. (2005), "Development and Restructuring of Turkey's Electricity Sector: A Review", Renewable and Sustainable Energy Reviews, Cilt 9, Sayı 4, 311–343.

Hollas, D.R., Macleod, K.R. ve Stansell, S.R. (2002), "A Data Envelopment Analysis of Gas Utilities' Efficiency", Journal Of Economics And Finance, 26, no. 2: 123-137.

IEA Statistics, Electricity Information 2009.

IEA Statistics, Electricity Information 2010.

Jacobs, R. (2001), "Alternative Methods to Examine Hospital Efficiency: Data Envelopment Analysis And Stochastic Frontier Analysis", Health Care Management Science, 4, no. 2: 103-115.

Jamasb, T. ve Pollitt, M. (2001), "Benchmarking and Regulation: International Electricity Experience", Utilities Policy, 9, 107–130.

Jamasb, T. ve Pollitt, M. (2003), "International Benchmarking and Regulation: An Application to European Electricity Distribution Utilities", Energy Policy, 31, 1609–1622.

Kahn, A.E. (1988), The Economics of Regulation: Principles and Institutions, The MIT Press MA. London.

Keleş, M.S. (2005), "Elektrik Enerjisi Talep Tahminleri ve Türkiye Ekonomisine Olan Etkileri", Hazine Uzmanlık Tezi, Ankara.

Keleş, S. (2008), "Elektrik Piyasasında Tarifeler Açısından Öz Sermaye Maliyetinin Önemi ve Hesaplanması", Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu Uzmanlık Tezi, Ankara.

Kartal, M. ve Kutlar, A. (2004), "Cumhuriyet Üniversitesinin Verimlilik Analizi: Fakülteler Düzeyinde Veri Zarflama Yöntemiyle Bir Uygulama", Kocaeli Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü Dergisi (8), No: 2 : 49-79.

OECD/IEA (2001), "Competition in Electricity Markets", <http://www.regulationbodyofknowledge.org/documents/050.pdf>, Erişim Tarihi: 01/01/2011.

Oğur, S. ve Zenginobuz, Ü. (1999), "Türkiye Elektrik Sektöründe Yeniden Yapılanma, Özelleştirme ve Regülasyon", <http://www.tesev.org.tr/UD_OBJS/PDF/IYIYNTSM/DEVLET%C4%B0N_D%C3%9CZENLEY%C4%B0C%C4%B0_ROL%C3%9C.pdf>, Erişim Tarihi:01/01/2011.

Özercan, M. (2007), "Elektrik Endüstrisinin Yeniden Yapılandırılması ve Deregülasyonu Sürecinde Parekende Satış Rekabeti", Rekabet Kurumu Uzmanlık Tezi, Ankara.

Pahwa, A., Feng, X. ve Lubkemann, D. (2003), "Performance Evaluation of Electric Distribution Utilities Based on Data Envelopment Analysis", IEEE Transactions on Power Systems, 18, no. 1: 400.

Paşaoğlu, M. Ö. (2003), "Doğal Tekellerde Regülasyon ve Rekabet-Bir Örnek: İngiliz Elektrik Sektörünün Yeniden Yapılandırılması", Rekabet Kurumu Uzmanlık Tezi, Ankara.

Saygılı, Ş., Cihan, C. ve Yurtoğlu, H. (2008), "Verimlilik ve Büyüme: Türkiye Ekonomisi İçin Ülke Karşılaştırmalı Bir Analiz", Sayıştay Dergisi Sayı: 43.

Selçuk, I.Ş. (2010), Küresel Isınma, Türkiye'nin Enerji Güvenliği ve Geleceğe Yönelik Enerji Politikaları, Ankara Barosu Yayınları.

Sevaioğlu, O., "Ulusal ve Maliyet Esaslı Tarifeler", <http://www.eee.metu.edu.tr/~sevaiogl/ Maliyet%20Esasli%20Tarifeler.htm>, Erişim Tarihi: 01/01/2011.

Sevaioğlu, O. (2009), "Türkiye Elektrik/Enerji Sektörü Raporu", ODTÜ, Ankara, <http://www.tuyeyad.org.tr/yonetici/images/elektrikenerjisektoruraporu.pdf>, Erişim Tarihi: 01/01/2011.

Tarım, A. (2001), Veri Zarflama Analizi: Matematiksel Programlama Tabanlı Göreli Etkinlik Ölçüm Yaklaşımı, Ankara: Sayıştay Yayın İşleri Müd., Araştırma/İnceleme/Çev. Dizisi: 15.

Türkiye Elektrik Dağıtım Sektörü Özelleştirmesi Tanıtım Dökümanı (2010), <http://www.oib.gov.tr/2010/dosyalar/TEDAS%20Teaser%20T%C3%BCrk%C3%A7e%20v05-comments%20removed.pdf>, Erişim Tarihi: 01/01/2011.

TEİAŞ (2010), "Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu (2010-2019)", <http://www.teias.gov.tr/projeksiyon/KAPASITE%20PROJEKSIYONU%202010.pdf>, Erişim Tarihi: 01/01/2011.

TES-İŞ (2010), "Türkiye Elektrik Sektöründe 2009 Nasıl Geçti, 2010'da Neler Olacak?".

TÜSİAD (2008), "Elektrik Piyasasının Serbestleşmesi ve Arz Güvenliğinin Sağlanması İçin Öneriler".

Viscusi, W.K., Harrington, J.E. ve Vernon, J.M. (2005), Economics of Regulation and Antitrust, The MIT Press MA. London, 4th ed.

Weyman-Jones, T.G. (1991), "Productive Efficiency in A Regulated Industry: The Area Electricity Boards of England and Wales", Energy Economics, 13, 116–122.

Yeni, F.Ö. (2006), "Elektrik Dağıtım Sektöründe Performans Tabanlı Regülasyon", Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu Uzmanlık Tezi, Ankara.

Yolalan, R. (1993), İşletmeler Arası Göreli Etkinlik Ölçümü, Ankara: Milli Prodüktivite Merkezi Yayınları, No: 483.

EKLER

Ek Tablo 1: Yıllar İtibarıyla Kaynaklara Göre Üretim Miktarları (GWh)

Yıl	Termik	Hidrolik	Jeoter.+Rüz.	Toplam	Değişim (%)
1980	11.927	11.348	-	**23.275**	3,3
1981	12.057	12.616	-	**24.673**	6,0
1982	12.385	14.167	-	**26.552**	7,6
1983	16.004	11.343	-	**27.347**	3,0
1984	17.165	13.426	22	**30.614**	11,9
1985	22.168	12.045	6	**34.219**	11,8
1986	27.779	11.873	44	**39.695**	16,0
1987	25.677	18.618	58	**44.353**	11,7
1988	19.031	28.950	68	**48.049**	8,3
1989	34.041	17.940	63	**52.043**	8,3
1990	34.315	23.148	80	**57.543**	10,6
1991	37.482	22.683	81	**60.246**	4,7
1992	40.705	26.568	70	**67.342**	11,8
1993	39.779	33.951	78	**73.808**	9,6
1994	47.657	30.586	79	**78.322**	6,1
1995	50.621	35.541	86	**86.247**	10,1
1996	54.303	40.475	84	**94.862**	10,0
1997	63.397	39.816	83	**103.296**	8,9
1998	68.703	42.229	91	**111.022**	7,5
1999	81.661	34.678	101	**116.440**	4,9
2000	93.934	30.879	109	**124.922**	7,3
2001	98.563	24.010	152	**122.725**	-1,8
2002	95.563	33.684	153	**129.400**	5,4
2003	105.101	35.330	150	**140.581**	8,6
2004	104.464	46.084	151	**150.698**	7,2
2005	122.242	39.561	153	**161.956**	7,5
2006	131.835	44.244	221	**176.300**	8,9
2007	155.196	35.851	511	**191.558**	8,7
2008	164.139	33.270	1009	**198.418**	3,6
2009	156.923	35.958	1931	**194.813**	-1,8

Kaynak: TEİAŞ

Ek Tablo 2: Yıllar İtibarıyla Kaynakların Üretim İçindeki Payları (%)

Yıl	Termik	Hidrolik	Jeoter. + Rüz.
1980	51,24	48,76	0,00
1981	48,87	51,13	0,00
1982	46,64	53,36	0,00
1983	58,52	41,48	0,00
1984	56,07	43,86	0,07
1985	64,78	35,20	0,02
1986	69,98	29,91	0,11
1987	57,89	41,98	0,13
1988	39,61	60,25	0,14
1989	65,41	34,47	0,12
1990	59,63	40,23	0,14
1991	62,21	37,65	0,13
1992	60,44	39,45	0,10
1993	53,90	46,00	0,11
1994	60,85	39,05	0,10
1995	58,69	41,21	0,10
1996	57,24	42,67	0,09
1997	61,37	38,55	0,08
1998	61,88	38,04	0,08
1999	70,13	29,78	0,09
2000	75,19	24,72	0,09
2001	80,31	19,56	0,12
2002	73,85	26,03	0,12
2003	74,76	25,13	0,11
2004	69,32	30,58	0,10
2005	75,48	24,43	0,09
2006	74,78	25,10	0,13
2007	81,02	18,72	0,27
2008	82,72	16,77	0,51
2009	80,55	18,46	0,99

Kaynak: TEİAŞ

Ek Tablo 3: Yıllar İtibarıyla Brüt Elektrik Üretiminin Kaynaklara Göre Dağılımı (%)

Yıl	Taşkömürü	Linyit	Fuel oil	Motorin	LPG	Nafta	Yenilenebilir+Atık	Doğalgaz	Hidrolik
1980	3,9	21,7	22,4	2,6	0,0	0,0	0,6	0,0	48,8
1981	3,6	21,3	21,1	2,5	0,0	0,0	0,4	0,0	51,1
1982	3,4	20,8	20,0	2,4	0,0	0,0	0,0	0,0	53,4
1983	2,9	28,5	23,2	3,9	0,0	0,0	0,0	0,0	41,5
1984	2,3	30,7	21,9	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	43,9
1985	2,1	41,8	20,5	0,2	0,0	0,0	0,0	0,2	35,2
1986	2,0	47,0	17,5	0,1	0,0	0,0	0,0	3,4	29,9
1987	1,4	38,4	12,2	0,2	0,0	0,0	0,0	5,7	42,0
1988	0,7	25,3	6,8	0,1	0,0	0,0	0,0	6,7	60,3
1989	0,6	38,3	8,1	0,1	0,0	0,0	0,0	18,3	34,5
1990	1,1	34,0	6,8	0,0	0,0	0,0	0,0	17,7	40,2
1991	1,7	34,1	5,6	0,0	0,0	0,0	0,1	20,8	37,6
1992	2,7	33,8	7,8	0,0	0,0	0,0	0,1	16,0	39,5
1993	2,4	29,7	7,0	0,0	0,0	0,0	0,1	14,6	46,1
1994	2,5	33,5	7,1	0,0	0,0	0,0	0,1	17,6	39,1
1995	2,6	29,9	6,4	0,3	0,0	0,0	0,3	19,2	41,2
1996	2,7	29,3	6,5	0,4	0,0	0,0	0,2	18,1	42,7
1997	3,2	29,6	6,3	0,5	0,1	0,0	0,3	21,4	38,5
1998	2,7	29,5	6,6	0,3	0,2	0,1	0,2	22,4	38,0
1999	2,7	29,1	5,6	0,6	0,2	0,5	0,2	31,2	29,8
2000	3,1	27,5	6,0	0,8	0,3	0,4	0,2	37,0	24,7
2001	3,3	28,0	7,2	0,7	0,1	0,4	0,2	40,4	19,6
2002	3,1	21,7	7,4	0,2	0,0	0,7	0,1	40,6	26,0
2003	6,1	16,8	5,8	0,0	0,0	0,8	0,1	45,2	25,1
2004	7,9	14,9	4,4	0,0	0,0	0,6	0,1	41,3	30,6
2005	8,1	18,5	3,2	0,0	0,0	0,2	0,1	45,3	24,4
2006	8,0	18,4	2,4	0,0	0,0	0,0	0,1	45,8	25,1
2007	7,9	20,0	3,4	0,0	0,0	0,0	0,1	49,6	18,7
2008	8,0	21,1	3,6	0,1	0,0	0,0	0,1	49,7	16,8
2009	8,5	20,1	2,3	0,2	0,0	0,0	0,2	49,3	18,5

Kaynak: TEİAŞ

Ek Tablo 4: Yıllar İtibarıyla Kuruluşlara Göre Elektrik Üretim Miktarları (GWh)

Yıllar	EÜAŞ ve Bağlı Ort.	Diğer	Toplam Üretim	EÜAŞ	Diğer
	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(%)	(%)
1980	19.415	3.861	23.275	83	17
1981	20.588	4.085	24.673	83	17
1982	23.243	3.308	26.552	88	12
1983	23.689	3.658	27.347	87	13
1984	26.686	3.928	30.614	87	13
1985	30.249	3.970	34.219	88	12
1986	35.470	4.225	39.695	89	11
1987	39.679	4.674	44.353	89	11
1988	43.014	5.035	48.049	90	10
1989	47.454	4.589	52.043	91	9
1990	52.854	4.689	57.543	92	8
1991	55.461	4.786	60.246	92	8
1992	61.533	5.809	67.342	91	9
1993	67.100	6.708	73.808	91	9
1994	71.943	6.379	78.322	92	8
1995	78.195	8.052	86.247	91	9
1996	85.415	9.447	94.862	90	10
1997	90.920	12.376	103.296	88	12
1998	96.075	14.947	111.022	87	13
1999	92.313	24.127	116.440	79	21
2000	93.234	31.688	124.922	75	25
2001	86.362	36.363	122.725	70	30
2002	77.332	52.068	129.400	60	40
2003	60.506	80.075	140.581	43	57
2004	62.639	88.059	150.698	42	58
2005	66.931	95.025	161.956	41	59
2006	84.716	91.584	176.300	48	52
2007	92.327	99.231	191.558	48	52
2008	97.717	100.701	198.418	49	51
2009	89.454	105.359	194.813	46	54

Kaynak: TEİAŞ

Ek Tablo 5: Yıllar İtibarıyla Santral Türlerinin Kurulu Güç Gelişimi (MW)

Yıl	Termik	Hidrolik	Jeoter.+Rüz.	Toplam	Değişim (%)
1980	2.988	2.131	-	5.119	0,0
1981	3.181	2.356	-	5.538	8,2
1982	3.556	3.082	-	6.639	19,9
1983	3.696	3.239	-	6.935	4,5
1984	4.569	3.875	18	8.462	22,0
1985	5.229	3.875	18	9.122	7,8
1986	6.220	3.878	18	10.115	10,9
1987	7.474	5.003	18	12.495	23,5
1988	8.285	6.218	18	14.521	16,2
1989	9.193	6.597	18	15.808	8,9
1990	9.536	6.764	18	16.318	3,2
1991	10.078	7.114	18	17.209	5,5
1992	10.320	8.379	18	18.716	8,8
1993	10.638	9.682	18	20.338	8,7
1994	10.978	9.865	18	20.860	2,6
1995	11.074	9.863	18	20.954	0,5
1996	11.297	9.935	18	21.249	1,4
1997	11.772	10.103	18	21.892	3,0
1998	13.021	10.307	26	23.354	6,7
1999	15.556	10.537	26	26.119	11,8
2000	16.053	11.175	36	27.264	4,4
2001	16.623	11.673	36	28.332	3,9
2002	19.569	12.241	36	31.846	12,4
2003	22.974	12.579	34	35.587	11,7
2004	24.145	12.645	34	36.824	3,5
2005	25.902	12.906	35	38.844	5,5
2006	27.420	13.063	82	40.565	4,4
2007	27.272	13.395	169	40.836	0,7
2008	27.595	13.829	394	41.817	2,4
2009	29.339	14.553	869	44.761	7,0

Kaynak: TEİAŞ

Ek Tablo 6: Yıllar İtibarıyla Santral Türlerinin Kurulu Güç İçindeki Payları (%)

Yıl	Termik	Hidrolik	Jeoter. + Rüz.
1980	58,37	41,63	0,00
1981	57,45	42,55	0,00
1982	53,57	46,43	0,00
1983	53,29	46,71	0,00
1984	54,00	45,79	0,21
1985	57,33	42,48	0,19
1986	61,49	38,33	0,17
1987	59,82	40,04	0,14
1988	57,06	42,82	0,12
1989	58,16	41,73	0,11
1990	58,44	41,45	0,11
1991	58,56	41,34	0,10
1992	55,14	44,77	0,09
1993	52,31	47,60	0,09
1994	52,63	47,29	0,08
1995	52,85	47,07	0,08
1996	53,16	46,75	0,08
1997	53,77	46,15	0,08
1998	55,76	44,13	0,11
1999	59,56	40,34	0,10
2000	58,88	40,99	0,13
2001	58,67	41,20	0,13
2002	61,45	38,44	0,11
2003	64,56	35,35	0,10
2004	65,57	34,34	0,09
2005	66,68	33,23	0,09
2006	67,60	32,20	0,20
2007	66,78	32,80	0,41
2008	65,99	33,07	0,94
2009	65,55	32,51	1,94

Kaynak: TEİAŞ

Ek Tablo 7: Yıllar İtibarıyla Kuruluşların Kurulu Güç Miktarları ve Oranları

Yıl	EÜAŞ (MW)	Diğer (MW)	Toplam (MW)	EÜAŞ (%)	Diğer (%)
1980	4.051	1.068	5.119	79,14	20,86
1981	4.442	1.095	5.538	80,22	19,78
1982	5.543	1.095	6.639	83,50	16,50
1983	5.936	999	6.935	85,60	14,40
1984	7.190	1.272	8.462	84,97	15,03
1985	7.795	1.327	9.122	85,45	14,55
1986	8.789	1.327	10.115	86,88	13,12
1987	11.014	1.482	12.495	88,14	11,86
1988	12.984	1.537	14.521	89,42	10,58
1989	14.240	1.569	15.808	90,08	9,92
1990	14.729	1.588	16.318	90,27	9,73
1991	15.317	1.892	17.209	89,01	10,99
1992	16.800	1.916	18.716	89,76	10,24
1993	18.280	2.058	20.338	89,88	10,12
1994	18.649	2.211	20.860	89,40	10,60
1995	18.858	2.096	20.954	90,00	10,00
1996	18.905	2.344	21.249	88,97	11,03
1997	19.070	2.822	21.892	87,11	12,89
1998	19.563	3.792	23.354	83,77	16,23
1999	21.119	5.000	26.119	80,86	19,14
2000	21.252	6.012	27.264	77,95	22,05
2001	21.063	7.269	28.332	74,34	25,66
2002	21.058	10.788	31.846	66,13	33,87
2003	20.113	15.474	35.587	56,52	43,48
2004	20.110	16.714	36.824	54,61	45,39
2005	20.905	17.939	38.844	53,82	46,18
2006	23.716	16.849	40.565	58,46	41,54
2007	23.875	16.961	40.836	58,47	41,53
2008	23.931	17.886	41.817	57,23	42,77
2009	24.203	20.558	44.761	54,07	45,93

Kaynak: TEİAŞ

Ek Tablo 8: Talep Tahmini (Yüksek Talep)

Yıl	PUANT TALEP		ENERJİ TALEBİ	
	MW	Değişim (%)	GW	Değişim (%)
2010	32.170	7,7	209.000	7,7
2011	33.780	5,0	219.478	5,0
2012	36.314	7,5	235.939	7,5
2013	39.037	7,5	253.634	7,5
2014	41.965	7,5	272.657	7,5
2015	45.112	7,5	293.106	7,5
2016	48.450	7,4	314.796	7,4
2017	52.036	7,4	338.091	7,4
2018	55.886	7,4	363.110	7,4
2019	60.002	7,4	389.980	7,4

Kaynak: TEİAŞ

Ek Tablo 9: Talep Tahmini (Düşük Talep)

Yıl	PUANT TALEP		ENERJİ TALEBİ	
	MW	Değişim (%)	GW	Değişim (%)
2010	32.710	7,7	209.000	7,7
2011	33.780	5,0	219.478	5,0
2012	36.043	6,7	234.183	6,7
2013	38.458	6,7	249.873	6,7
2014	41.035	6,7	266.615	6,7
2015	43.784	6,7	284.478	6,7
2016	46.674	6,6	303.254	6,6
2017	49.754	6,6	323.268	6,6
2018	53.038	6,6	344.604	6,6
2019	56.539	6,6	367.348	6,6

Kaynak: TEİAŞ

Ek Tablo 10: Elektrik Dağıtım Bölgeleri ve Kapsadıkları İller

BÖLGE NUMARASI	DAĞITIM ŞİRKETİ	BÖLGEDEKİ İLLER
1	**DİCLE**	Diyarbakır, Mardin, Siirt, Şanlıurfa, Batman, Şırnak
2	**VANGÖLÜ**	Bitlis, Hakkari, Muş, Van
3	**ARAS**	Ağrı, Erzincan, Erzurum, Kars, Bayburt, Ardahan, Iğdır
4	**ÇORUH**	Artvin, Giresun, Gümüşhane, Rize
5	**FIRAT**	Bingöl, Elazığ, Malatya, Tunceli
6	**ÇAMLIBEL**	Sivas, Tokat, Yozgat
7	**TOROSLAR**	Adana, Mersin, Osmaniye, Hatay, Gaziantep, Kilis
8	**MERAM**	Kırşehir, Nevşehir, Niğde, Aksaray, Konya, Karaman
9	**BAŞKENT**	Ankara, Kırıkkale, Zonguldak, Bartın, Karabük, Çankırı, Kastamonu
10	**AKDENİZ**	Antalya, Burdur, Isparta
11	**GEDİZ**	İzmir, Manisa
12	**ULUDAĞ**	Balıkesir, Bursa, Çanakkale, Yalova
13	**TRAKYA**	Edirne, Kırklareli, Tekirdağ
14	**AYEDAŞ**	İstanbul İli Anadolu Yakası
15	**SAKARYA**	Sakarya, Bolu, Düzce, Kocaeli
16	**OSMANGAZİ**	Afyon, Bilecik, Eskişehir, Kütahya, Uşak
17	**BOĞAZİÇİ**	İstanbul İli Avrupa Yakası
18	**KAYSERİ**	Kayseri, Sivas İlinin Gemerek İlçesi, Tekmen, Eğerci, Ağcaşar, Arpaözü Ve Sızır Köyleri
19	**AYDEM**	Aydın, Denizli, Muğla
20	**GÖKSU**	Adıyaman, Kahramanmaraş
21	**YEŞİLIRMAK**	Amasya, Çorum, Ordu, Samsun, Sinop

Kaynak: TEDAŞ

Ek Tablo 11: Bazı OECD Ülkelerinin Kişi Başı Yıllık Net Elektrik Tüketim Miktarları (kWh)

Ülke	Kişi Başına Tüketim	Ülke	Kişi Başına Tüketim
ABD	12.979	**İTALYA**	5.378
ALMANYA	6.604	**JAPONYA**	8.011
AVUSTRALYA	10.617	**KANADA**	16.349
AVUSTURYA	7.163	**KORE**	8.104
BELÇİKA	8.107	**MEKSİKA**	1.919
FRANSA	7.052	**NORVEÇ**	24.246
HOLLANDA	6.856	**POLONYA**	3.272
İNGİLTERE	5.769	**TÜRKİYE**	**2.198**
İSPANYA	5.970	**YUNANİSTAN**	5.142
İSVİÇRE	7.647	**OECD**	**8.024**

Kaynak: IEA Statistics, Electricity Information 2009

Ek Tablo 12: Yıllar İtibarıyla OECD-Türkiye Sanayi ve Mesken Elektrik Fiyatları (cent/kwh)

Yıl	Türkiye Sanayi	OECD Sanayi	Türkiye Mesken	OECD Mesken	Türkiye Mesken/Sanayi	OECD Mesken/Sanayi
1996	8,6	7,4	8,8	12,1	1,02	1,64
1997	7,7	6,9	8	11,3	1,04	1,64
1998	7,5	6,5	7,9	10,9	1,05	1,68
1999	7,9	6,1	8,4	10,6	1,06	1,74
2000	8	6	8,4	10,1	1,05	1,68
2001	7,9	6,1	8,4	9,9	1,06	1,62
2002	9,4	5,9	9,9	10	1,05	1,69
2003	9,9	6,8	10,6	11,1	1,07	1,63
2004	10	7,3	11,1	11,9	1,11	1,63
2005	10,6	7,9	11,8	12,4	1,11	1,57
2006	10	8,6	11,1	13,2	1,11	1,53
2007	10,9	9,5	12,2	14	1,12	1,47
2008	13,9	11,2	16,5	15,1	1,19	1,35
2009	13,8	13,6	16,5	14,9	1,2	1,1
Ortalama	**9,72**	**7,84**	**10,69**	**11,96**	**1,09**	**1,57**

Kaynak: IEA Statistics, Energy Prices & Taxes (2010-First Quarter)

Ek Tablo 13: Modellerin Yıllara Göre CRS Skorları

Şirket	Model 1			Model 2			Model 3		
	2007	2008	2009	2007	2008	2009	2007	2008	2009
EDŞ1	91%	97%	100%	98%	100%	100%	79%	70%	53%
EDŞ2	30%	33%	38%	100%	100%	100%	28%	27%	23%
EDŞ3	31%	32%	28%	68%	67%	66%	34%	33%	21%
EDŞ4	43%	41%	40%	62%	60%	61%	51%	48%	32%
EDŞ5	36%	35%	33%	84%	74%	76%	39%	38%	26%
EDŞ6	41%	39%	36%	69%	69%	70%	49%	51%	41%
EDŞ7	69%	53%	63%	69%	56%	63%	81%	70%	51%
EDŞ8	38%	41%	46%	47%	50%	56%	43%	39%	24%
EDŞ9	51%	54%	59%	51%	55%	59%	61%	55%	39%
EDŞ10	52%	53%	53%	62%	62%	62%	85%	86%	69%
EDŞ11	69%	73%	78%	71%	74%	78%	100%	82%	58%
EDŞ12	78%	79%	82%	79%	81%	82%	83%	76%	62%
EDŞ13	82%	78%	92%	98%	98%	100%	100%	100%	72%
EDŞ14	100%	99%	100%	100%	100%	100%	100%	94%	74%
EDŞ15	64%	68%	71%	70%	75%	75%	68%	59%	41%
EDŞ16	69%	68%	100%	78%	78%	100%	84%	74%	48%
EDŞ17	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
EDŞ18	60%	63%	58%	100%	100%	100%	55%	50%	32%
EDŞ19	100%	100%	59%	100%	100%	67%	78%	77%	68%
EDŞ20	70%	66%	57%	100%	100%	100%	54%	43%	27%
EDŞ21	49%	49%	46%	60%	60%	59%	61%	55%	36%
Ortalama	**63%**	**63%**	**64%**	**79%**	**79%**	**80%**	**68%**	**63%**	**48%**
Minimum	**30%**	**32%**	**28%**	**47%**	**50%**	**56%**	**28%**	**27%**	**21%**
Maksimum	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**
Std. Sapma	**23%**	**23%**	**24%**	**18%**	**18%**	**17%**	**23%**	**22%**	**21%**
EFS	**3**	**2**	**4**	**6**	**7**	**8**	**4**	**2**	**1**

Ek Tablo 14: Modellerin Yıllara Göre VRS Skorları

Şirket	Model 1			Model 2			Model 3		
	2007	2008	2009	2007	2008	2009	2007	2008	2009
EDŞ1	92%	99%	100%	100%	100%	100%	84%	71%	56%
EDŞ2	60%	60%	62%	100%	100%	100%	62%	60%	61%
EDŞ3	43%	43%	41%	82%	81%	78%	46%	45%	42%
EDŞ4	52%	49%	48%	71%	67%	67%	61%	58%	51%
EDŞ5	52%	49%	49%	86%	79%	78%	58%	57%	56%
EDŞ6	56%	53%	52%	77%	75%	75%	64%	70%	82%
EDŞ7	70%	54%	67%	90%	67%	78%	81%	72%	56%
EDŞ8	40%	44%	47%	54%	54%	74%	45%	43%	31%
EDŞ9	59%	58%	86%	100%	100%	100%	62%	56%	41%
EDŞ10	55%	57%	54%	67%	65%	68%	92%	97%	92%
EDŞ11	71%	76%	78%	72%	76%	78%	100%	85%	68%
EDŞ12	78%	81%	100%	80%	81%	100%	83%	81%	71%
EDŞ13	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
EDŞ14	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	87%
EDŞ15	69%	77%	73%	71%	78%	77%	69%	61%	56%
EDŞ16	76%	76%	100%	79%	78%	100%	92%	85%	70%
EDŞ17	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
EDŞ18	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	96%	87%
EDŞ19	100%	100%	61%	100%	100%	100%	83%	86%	91%
EDŞ20	100%	100%	86%	100%	100%	100%	87%	74%	66%
EDŞ21	51%	51%	48%	100%	100%	100%	65%	62%	49%
Ortalama	**73%**	**73%**	**74%**	**87%**	**86%**	**89%**	**78%**	**74%**	**67%**
Minimum	**40%**	**43%**	**41%**	**54%**	**54%**	**67%**	**45%**	**43%**	**31%**
Maksimum	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**
Std. Sapma	**21%**	**22%**	**22%**	**14%**	**15%**	**13%**	**18%**	**18%**	**20%**
EFS	**6**	**6**	**7**	**10**	**10**	**12**	**5**	**3**	**2**

Ek Tablo 15: Modellerin Yıllara Göre SE Skorları

Şirket	Model 1			Model 2			Model 3		
	2007	2008	2009	2007	2008	2009	2007	2008	2009
EDŞ1	98%	98%	100%	98%	100%	100%	93%	99%	95%
EDŞ2	50%	54%	62%	100%	100%	100%	46%	45%	38%
EDŞ3	71%	74%	70%	83%	84%	85%	74%	72%	51%
EDŞ4	82%	83%	82%	88%	90%	91%	85%	82%	62%
EDŞ5	68%	71%	66%	97%	94%	97%	68%	66%	46%
EDŞ6	72%	74%	70%	89%	92%	93%	76%	73%	51%
EDŞ7	98%	99%	94%	77%	83%	81%	100%	97%	91%
EDŞ8	94%	93%	99%	87%	93%	76%	95%	90%	76%
EDŞ9	86%	94%	69%	51%	55%	59%	97%	98%	95%
EDŞ10	94%	93%	99%	92%	96%	91%	93%	89%	75%
EDŞ11	98%	96%	100%	99%	98%	100%	100%	97%	86%
EDŞ12	100%	98%	82%	98%	100%	82%	99%	94%	88%
EDŞ13	82%	78%	92%	98%	98%	100%	100%	100%	72%
EDŞ14	100%	99%	100%	100%	100%	100%	100%	94%	86%
EDŞ15	93%	88%	97%	99%	96%	98%	99%	97%	74%
EDŞ16	90%	89%	100%	98%	100%	100%	91%	87%	70%
EDŞ17	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
EDŞ18	60%	63%	58%	100%	100%	100%	55%	52%	37%
EDŞ19	100%	100%	96%	100%	100%	67%	94%	89%	75%
EDŞ20	70%	66%	66%	100%	100%	100%	63%	58%	41%
EDŞ21	96%	95%	96%	60%	60%	59%	94%	89%	74%
Ortalama	**86%**	**86%**	**86%**	**91%**	**92%**	**89%**	**87%**	**84%**	**71%**
Minimum	**50%**	**54%**	**58%**	**51%**	**55%**	**59%**	**46%**	**45%**	**37%**
Maksimum	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**
Std. Sapma	**15%**	**14%**	**15%**	**14%**	**13%**	**14%**	**17%**	**17%**	**20%**

Ek Tablo 16: Şirketlerin Model ve Yıl Bazında Ölçeğe Göre Getiri Durumları

Şirket	Model 1			Model 2			Model 3		
	2007	2008	2009	2007	2008	2009	2007	2008	2009
EDŞ1	IRS	IRS	CRS	DRS	CRS	CRS	DRS	DRS	IRS
EDŞ2	IRS	IRS	IRS	CRS	CRS	CRS	IRS	IRS	IRS
EDŞ3	IRS	IRS	IRS	DRS	DRS	DRS	IRS	IRS	IRS
EDŞ4	IRS	IRS	IRS	DRS	DRS	DRS	IRS	IRS	IRS
EDŞ5	IRS	IRS	IRS	DRS	DRS	DRS	IRS	IRS	IRS
EDŞ6	IRS	IRS	IRS	DRS	DRS	DRS	IRS	IRS	IRS
EDŞ7	DRS	IRS	DRS	DRS	DRS	DRS	IRS	IRS	IRS
EDŞ8	IRS	IRS	IRS	DRS	DRS	DRS	IRS	IRS	IRS
EDŞ9	DRS	DRS	DRS	DRS	DRS	DRS	DRS	IRS	IRS
EDŞ10	IRS	IRS	IRS	DRS	DRS	DRS	IRS	IRS	IRS
EDŞ11	IRS	IRS	IRS	IRS	IRS	IRS	CRS	IRS	IRS
EDŞ12	DRS	IRS	DRS	DRS	IRS	DRS	IRS	IRS	IRS
EDŞ13	IRS	IRS	IRS	IRS	IRS	CRS	CRS	CRS	IRS
EDŞ14	CRS	IRS	CRS	CRS	CRS	CRS	CRS	IRS	IRS
EDŞ15	IRS	IRS	IRS	IRS	IRS	DRS	IRS	IRS	IRS
EDŞ16	IRS	IRS	CRS	DRS	CRS	CRS	IRS	IRS	IRS
EDŞ17	CRS	CRS	CRS	CRS	CRS	CRS	CRS	CRS	CRS
EDŞ18	IRS	IRS	IRS	CRS	CRS	CRS	IRS	IRS	IRS
EDŞ19	CRS	CRS	DRS	CRS	CRS	DRS	IRS	IRS	IRS
EDŞ20	IRS	IRS	IRS	CRS	CRS	CRS	IRS	IRS	IRS
EDŞ21	IRS	IRS	DRS	DRS	DRS	DRS	IRS	IRS	IRS

Ek Tablo 17: Teknik Etkinlik Değişim (TED) Sonuçları

Şirket	Model 1	Model 2	Model 3	Model 4	Ortalama
EDŞ 1	1,051	1,009	0,82	0,853	**0,933**
EDŞ 2	1,126	1	0,907	0,916	**0,987**
EDŞ 3	0,962	0,983	0,786	0,858	**0,897**
EDŞ 4	0,963	0,987	0,784	0,848	**0,896**
EDŞ 5	0,955	0,955	0,811	0,873	**0,899**
EDŞ 6	0,947	1,008	0,921	1,031	**0,977**
EDŞ 7	0,953	0,953	0,795	0,873	**0,894**
EDŞ 8	1,11	1,094	0,742	0,811	**0,939**
EDŞ 9	1,079	1,072	0,799	0,874	**0,956**
EDŞ 10	1,016	0,999	0,896	0,992	**0,976**
EDŞ 11	1,061	1,047	0,764	0,845	**0,929**
EDŞ 12	1,025	1,019	0,867	0,91	**0,955**
EDŞ 13	1,057	1,01	0,85	0,911	**0,957**
EDŞ 14	1	1	0,862	0,862	**0,931**
EDŞ 15	1,051	1,033	0,774	0,864	**0,931**
EDŞ 16	1,208	1,134	0,76	0,825	**0,982**
EDŞ 17	1	1	1	1	**1,000**
EDŞ 18	0,986	1	0,763	0,828	**0,894**
EDŞ 19	0,765	0,82	0,931	1	**0,879**
EDŞ 20	0,899	1	0,704	0,791	**0,849**
EDŞ 21	0,971	0,986	0,773	0,842	**0,893**
Ortalama	**1,005**	**1,003**	**0,821**	**0,884**	**0,928**

Ek Tablo 18: Teknolojik Değişim (TD) Sonuçları

Şirket	Model 1	Model 2	Model 3	Model 4	Ortalama
EDŞ 1	1,009	1,032	1,117	1,054	**1,053**
EDŞ 2	0,975	0,979	1,15	1,065	**1,042**
EDŞ 3	1,015	0,966	1,189	1,088	**1,065**
EDŞ 4	1,019	0,983	1,189	1,088	**1,07**
EDŞ 5	1,02	0,971	1,189	1,088	**1,067**
EDŞ 6	1,014	0,966	1,189	1,088	**1,064**
EDŞ 7	0,963	0,975	1,199	1,055	**1,048**
EDŞ 8	1,003	0,981	1,189	1,081	**1,064**
EDŞ 9	1,005	1,004	1,189	1,089	**1,072**
EDŞ 10	0,988	0,986	1,189	1,05	**1,053**
EDŞ 11	0,949	0,96	1,185	1,06	**1,039**
EDŞ 12	1	0,998	1,189	1,103	**1,073**
EDŞ 13	0,958	0,97	1,119	1,055	**1,026**
EDŞ 14	0,99	0,99	1,189	1,186	**1,089**
EDŞ 15	0,953	0,975	1,158	1,055	**1,035**
EDŞ 16	1,024	1,017	1,189	1,096	**1,082**
EDŞ 17	0,972	0,972	1,19	1,19	**1,081**
EDŞ 18	1,014	0,965	1,189	1,094	**1,066**
EDŞ 19	1,006	0,965	1,189	1,082	**1,061**
EDŞ 20	0,979	0,932	1,131	1,046	**1,022**
EDŞ 21	1,048	1,018	1,189	1,088	**1,086**
Ortalama	**0,995**	**0,981**	**1,176**	**1,085**	**1,059**

Ek Tablo 19: Saf Etkinlik Değişimi (SED) Sonuçları

Şirket	Model 1	Model 2	Model 3	Model 4	Ortalama
EDŞ 1	1,042	1	0,812	0,836	**0,923**
EDŞ 2	1,017	1	0,998	0,968	**0,996**
EDŞ 3	0,975	0,97	0,953	0,897	**0,949**
EDŞ 4	0,964	0,971	0,92	0,889	**0,936**
EDŞ 5	0,97	0,954	0,985	0,932	**0,96**
EDŞ 6	0,965	0,982	1,13	1,096	**1,043**
EDŞ 7	0,976	0,929	0,832	1	**0,934**
EDŞ 8	1,082	1,172	0,831	0,848	**0,983**
EDŞ 9	1,209	1	0,808	1	**1,004**
EDŞ 10	0,988	1,003	1,001	0,999	**0,998**
EDŞ 11	1,05	1,044	0,823	0,851	**0,942**
EDŞ 12	1,133	1,118	0,923	0,908	**1,021**
EDŞ 13	1	1	1	1	**1,000**
EDŞ 14	1	1	0,93	0,93	**0,965**
EDŞ 15	1,028	1,038	0,899	0,894	**0,965**
EDŞ 16	1,146	1,124	0,868	0,867	**1,001**
EDŞ 17	1	1	1	1	**1,000**
EDŞ 18	1	1	0,93	0,933	**0,966**
EDŞ 19	0,78	1	1,046	1	**0,957**
EDŞ 20	0,927	1	0,871	0,874	**0,918**
EDŞ 21	0,971	1	0,87	1	**0,96**
Ortalama	**1,007**	**1,013**	**0,922**	**0,937**	**0,97**

Ek Tablo 20: Ölçek Etkinliği Değişimi (ÖED) Sonuçları

Şirket	Model 1	Model 2	Model 3	Model 4	Ortalama
EDŞ 1	1,008	1,009	1,011	1,021	**1,012**
EDŞ 2	1,107	1	0,908	0,946	**0,99**
EDŞ 3	0,987	1,014	0,825	0,957	**0,946**
EDŞ 4	0,999	1,016	0,852	0,954	**0,955**
EDŞ 5	0,984	1,001	0,823	0,937	**0,936**
EDŞ 6	0,981	1,026	0,815	0,941	**0,941**
EDŞ 7	0,976	1,025	0,956	0,873	**0,958**
EDŞ 8	1,026	0,934	0,893	0,957	**0,953**
EDŞ 9	0,892	1,072	0,989	0,874	**0,957**
EDŞ 10	1,028	0,996	0,896	0,993	**0,978**
EDŞ 11	1,011	1,003	0,928	0,993	**0,984**
EDŞ 12	0,905	0,912	0,939	1,002	**0,94**
EDŞ 13	1,057	1,01	0,85	0,911	**0,957**
EDŞ 14	1	1	0,926	0,926	**0,963**
EDŞ 15	1,023	0,995	0,861	0,967	**0,962**
EDŞ 16	1,054	1,009	0,876	0,952	**0,973**
EDŞ 17	1	1	1	1	**1,000**
EDŞ 18	0,986	1	0,82	0,887	**0,923**
EDŞ 19	0,98	0,82	0,89	1	**0,923**
EDŞ 20	0,971	1	0,808	0,906	**0,921**
EDŞ 21	0,999	0,986	0,889	0,842	**0,929**
Ortalama	**0,998**	**0,991**	**0,891**	**0,944**	**0,956**

Ek Tablo 21: Toplam Faktör Verimliliği (TFV) Sonuçları

Şirket	Model 1	Model 2	Model 3	Model 4	Ortalama
EDŞ 1	1,06	1,041	0,916	0,899	**0,979**
EDŞ 2	1,098	0,979	1,043	0,975	**1,024**
EDŞ 3	0,977	0,949	0,934	0,934	**0,949**
EDŞ 4	0,981	0,971	0,932	0,923	**0,952**
EDŞ 5	0,974	0,928	0,964	0,95	**0,954**
EDŞ 6	0,96	0,973	1,095	1,122	**1,038**
EDŞ 7	0,918	0,929	0,954	0,921	**0,931**
EDŞ 8	1,114	1,074	0,883	0,877	**0,987**
EDŞ 9	1,084	1,077	0,95	0,952	**1,016**
EDŞ 10	1,003	0,985	1,065	1,042	**1,024**
EDŞ 11	1,007	1,006	0,905	0,896	**0,954**
EDŞ 12	1,024	1,017	1,031	1,004	**1,019**
EDŞ 13	1,013	0,98	0,951	0,961	**0,976**
EDŞ 14	0,99	0,99	1,025	1,022	**1,007**
EDŞ 15	1,002	1,007	0,896	0,912	**0,954**
EDŞ 16	1,238	1,153	0,904	0,905	**1,05**
EDŞ 17	0,972	0,972	1,19	1,19	**1,081**
EDŞ 18	1	0,965	0,907	0,906	**0,945**
EDŞ 19	0,769	0,791	1,107	1,082	**0,937**
EDŞ 20	0,881	0,932	0,796	0,827	**0,859**
EDŞ 21	1,017	1,003	0,92	0,916	**0,964**
Ortalama	**1,000**	**0,984**	**0,966**	**0,959**	**0,977**