



Hacettepe Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü  
İşletme Anabilim Dalı

**ÖZELLEŞTİRİLEN ELEKTRİK DAĞITIM VE PERAKENDE  
SATIŞ ŞİRKETLERİNİN ŞİRKET DEĞERLEME YAKLAŞIMIYLA  
İNCELENMESİ**

Hasan ALMA

Doktora Tezi

Ankara, 2015



ÖZELLEŞTİRİLEN ELEKTRİK DAĞITIM VE PERAKENDE SATIŞ  
ŞİRKETLERİNİN ŞİRKET DEĞERLEME YAKLAŞIMIYLA İNCELENMESİ

Hasan ALMA

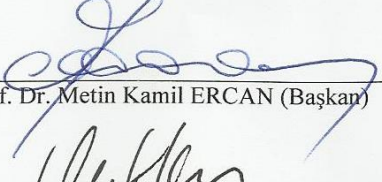
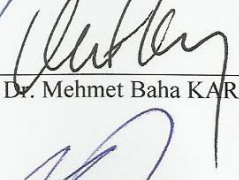
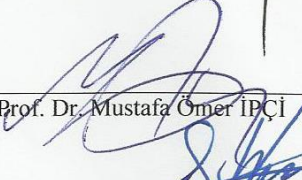

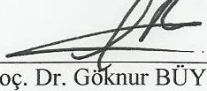
Hacettepe Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü  
İŞletme Anabilim Dalı

Doktora Tezi

Ankara, 2015

## KABUL VE ONAY

Hasan ALMA tarafından hazırlanan “Özelleştirilen Elektrik Dağıtım ve Perakende Satış Şirketlerinin Şirket Değerleme Yaklaşımıyla İncelenmesi” başlıklı bu çalışma, 20/02/2015 tarihinde yapılan savunma sınavı sonucunda başarılı bulunarak jürimiz tarafından Doktora Tezi olarak kabul edilmiştir.

	Prof. Dr. Metin Kamil ERCAN (Başkan)
	Prof. Dr. Mehmet Baha KARAN (Danışman)
	Prof. Dr. Mustafa Ömer İPÇİ
	Prof. Dr. Semra KARACAER
	Doç. Dr. Gökür BÜYÜKKARA

Yukarıdaki imzaların adı geçen öğretim üyelerine ait olduğunu onaylım.

Prof. Dr. Yusuf ÇELİK  
Enstitü Müdürü

## BİLDİRİM

Hazırladığım tezin/raporun tamamen kendi çalışmam olduğunu ve her alıntıya kaynak gösterdiğimi taahhüt eder, tezimin/raporumun kağıt ve elektronik kopyalarının Hacettepe Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü arşivlerinde aşağıda belirttiğim koşullarda saklanmasına izin verdiğimi onaylarım:

- Tezimin/Raporumun tamamı her yerden erişime açılabilir.
- Tezim/Raporum sadece Hacettepe Üniversitesi yerleşkelerinden erişime açılabilir.
- Tezimin/Raporumun 3 yıl süreyle erişime açılmasını istemiyorum. Bu sürenin sonunda uzatma için başvuruda bulunmadığım takdirde, tezimin/raporumun tamamı her yerden erişime açılabilir.

20/02/2015



---

Hasan ALMA

## TEŞEKKÜR

Bu tezin yazılmasında çok kişinin katkısını ve yardımını gördüm. Tez danışmanım ve hocam Prof. Dr. Mehmet Baha KARAN ile hocalarım Prof. Dr. Metin Kamil ERCAN'a, Prof. Dr. Mustafa Ömer İPÇİ'ye, Prof. Dr. Semra KARACAER'e, Doç. Dr. Gökür BÜYÜKKARA'ya teşekkür borcum var. İTÜ'de lisans öğrencisi olduğum dönemde finansı sevdiren merhum hocam Prof. Dr. Cudi Tuncer GÜRSOY'a bu vesileyle rahmet diliyorum. Eğitim hayatım boyunca kendilerinden ders alarak ilim deryasından tattığım, ilkokul öğretmenim Mehmet ALMA ile bütün öğretmenlerime ve hocalarıma müteşekkirim. Katkı ve yardımları için Ali Rıza DİNÇ'e, Aydın TARAKÇI'ya, Ahmet Çağrı ÇİÇEK'e, Mehmet ERTÜRK'e, Nedim KORKUTATA'ya, Furkan CERAN'a, Fatih Teoman KAYA'ya, Ahmet AYDIN'a, Ercüment CAMADAN'a, Mustafa GÖZEN'e, Bekir ÇATALOLUK'a, Kamil Yalçın HATİPOĞLU'na, Muhsin ERSOY'a, Necmi ODYAKMAZ'a, Cengiz GÜNEŞ'e, Pınar VAROĞLU'na, Selahattin Murat ŞİRİN'e, Serkan DOĞAN'a, Hakkı ÖZATA'ya, Alp Ahmet ŞİMŞEK'e, Fatih BAYTUĞAN'a, Özgür UZUNOĞLU'na, Muharrem BÜYÜKBOSNA'ya, Fatih Cemil ÖZBUĞDAY'a, Mustafa SEZGİN'e, Erdal MALKOÇ'a ve Hacı Ali ULUTAŞ'a teşekkür ediyorum.

Gösterdiğim özene rağmen isimlerini anmayı unuttuğum dostlar varsa onlara da bilvesile şükranlarımı arz ederim.

Sevgili annem, babam, kardeşlerime bu vesileyle teşekkür etmek isterim.

Son olarak doktora çalışmalarım boyunca ve tez yazımı süresince vakitlerinden çaldığım sevgili kızlarım Mercan Işıl ve Yasemin Rana'ya ve sevgili eşim Fazilet'e hem teşekkür ediyor hem de onlardan bu süreler için özür diliyorum.

## ÖZET

ALMA, Hasan. *Özelleştirilen Elektrik Dağıtım ve Perakende Satış Şirketlerinin Şirket Değerleme Yaklaşımıyla İncelenmesi*, Doktora Tezi, Ankara, 2015.

Türkiye elektrik piyasasında 2001 yılında yaşanan büyük değişimle; rekabete açılması mümkün olan elektrik piyasası segmentlerinde serbestleşmeye, rekabete açılması mümkün olmayan segmentlerde de iktisadi düzenlemeye dayalı yeni bir model ortaya çıkmıştır. Yeni piyasa modeli bakımından bir zorunluluk olmamakla birlikte, Türkiye'deki siyasi otoritelerin tercihi doğrultusunda kamu işletmeciliğinin de terk edilmesi ve gerek serbestleşen ve gerekse düzenlemeye tabi olan alanlarda kamu şirketlerinin özelleştirilmesi yoluna gidilmiştir. Tezin konusunu teşkil eden elektrik dağıtım ve perakende satış şirketleri, Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş.'den (TEDAŞ) bölünerek kurulan ve daha sonra da dağıtım-perakende satış faaliyetleri bazında ayrıştırılan şirketlerden 4046 sayılı Özelleştirme Uygulamaları Hakkında Kanun kapsamında özelleştirilmiş bulunan şirketlerdir. Bu şirketlerin özelleştirilmeleri aşamasındaki koşullar dikkate alınarak, o tarihte mevcut olan veriler ışığında düşük, baz ve yüksek senaryolar altında değerlemeleri yapılmış ve özelleştirme ihalelerinde ortaya çıkan değerler ile tespit edilen bu değerler karşılaştırılmıştır. Elde edilen bulgular yüksek fiyatlandırma olgusunun varlığına işaret etmekte olup bu durumun nedenlerinin neler olabileceği analiz edilerek yorumlanmış, böylelikle piyasa gelişiminin bundan sonraki dönemlerinde politika yapıcılar ve düzenleyici kurum açısından yol gösterici olacağı tahmin edilen hususlara dikkat çekilmiştir.

### **Anahtar Sözcükler**

Elektrik piyasası, şirket değerlendirme, elektrik dağıtım, elektrik perakende satış, özelleştirme

## ABSTRACT

ALMA, Hasan. *Examining the Privatized Electricity Distribution and Retail Companies with the Approach of Firm Valuation*, PhD Dissertation, Ankara, 2015.

A new market model has been introduced in Turkish electricity market with the big change in 2001, which is based on liberalisation in potentially competitive segments and economic regulation in non-competitive segments. Although it was not an obligation of the new market model, privatization of state-owned companies both in liberalised segments and regulated segments occurred through choices of political authorities in Turkey. The companies covered by this dissertation are distribution and retail sale companies those founded by separation from TEDAŞ (State-owned Turkish Electricity Distribution Company) and then unbundled as distribution-retail and privatized within the scope of Law on Privatization Practices numbered 4046. These companies has been valued under base, low and high scenarios considering conditions and existing data at the time they were privatized and then prices obtained in their privatization tenders has been compared with those theoretically calculated values. Findings indicate overpricing in general in the aforementioned privatizations and reasons behind this result have been analysed and interpreted to draw attention to considerations those believed to provide guidance for policy makers and the regulator through the next stages of the market development.

### **Key Words**

Electricity market, firm valuation, electricity distribution, electricity retail, privatization



## İÇİNDEKİLER

<b>KABUL VE ONAY</b> .....	<b>i</b>
<b>BİLDİRİM</b> .....	<b>ii</b>
<b>TEŞEKKÜR</b> .....	<b>iii</b>
<b>ÖZET</b> .....	<b>iv</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>v</b>
<b>İÇİNDEKİLER</b> .....	<b>vi</b>
<b>KISALTMALAR DİZİNİ</b> .....	<b>xi</b>
<b>TABLolar DİZİNİ</b> .....	<b>xv</b>
<b>ŞEKİLLER DİZİNİ</b> .....	<b>xvii</b>
<b>ÖNSÖZ</b> .....	<b>xviii</b>
<b>GİRİŞ</b> .....	<b>1</b>
<b>1. BÖLÜM</b> .....	<b>8</b>
<b>DEĞERLEME KAVRAMI VE DEĞERLEME YAKLAŞIMLARI</b> .....	<b>8</b>
1.1 GENEL ANLAMDA DEĞERLEME VE FİRMA DEĞERLEMESİ.....	8
1.1.1 Değer, Fiyat, Değerleme ve Fiyatlandırma .....	9
1.1.2 Değer Türleri .....	13
1.1.3 Değer Teorileri.....	14
1.1.4 Değerlemeyle İlgili Yanlış Genellemeler .....	15
1.1.5 Firma Değerlemesine İhtiyaç Duyulan Haller .....	16
1.1.6 Firmanın Amacı ve Firma Değerinin Oluşumu .....	17
1.1.7 Firma Değerini Etkileyen Faktörler .....	18
1.1.8 Finansal Tablolar ve Değerleme .....	19
1.2 FİRMA DEĞERLEME YAKLAŞIMLARI .....	21
1.2.1 İndirgenmiş Nakit Akışları Yöntemi.....	23
1.2.1.1 Firmaya Olan Serbest Nakit Akışları (FCFF) Yöntemi .....	27
1.2.1.2 Özsermayeye Olan Nakit Akışları (FCFE) Yöntemi .....	28
1.2.1.3 Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti .....	29
1.2.2 Göreceli Değerleme Yöntemleri .....	38
1.2.3 Opsiyon Değerleme (Koşullu Hak) Yaklaşımı .....	40
1.2.4 Değerleme Yöntemlerinin Karşılaştırılması .....	40

<b>2. BÖLÜM.....</b>	<b>43</b>
<b>ENERJİ SEKTÖRÜ VE ENERJİ SEKTÖRÜNDE DEĞERLEME .....</b>	<b>43</b>
2.1 ELEKTRİK SEKTÖRÜ VE DEĞERLEME .....	46
2.1.1 Elektriğin Özellikleri.....	46
2.1.1.1 Depolanamama .....	47
2.1.1.2 Homojenlik ve Yönlendirilemezlik .....	47
2.1.1.3 Kısa Vadede Talebinin Fiyat Esnekliğinin Çok Düşük Olması .....	47
2.1.1.4 Stratejik ve Hassas Olması.....	48
2.1.1.5 Teknik ve Ekonomik Özel Bilgi Gerektirmesi.....	49
2.1.1.6 Tüketiminin Zorunlu Olması (Vazgeçilmezlik) .....	50
2.1.1.7 Çok Farklı Kaynaklardan Üretilibilme.....	50
2.1.1.8 Ölçek Ekonomisi Barındırma .....	51
2.1.1.9 Talebinin Çevrimselliği.....	52
2.1.1.10 Verim .....	52
2.1.1.11 Diğer .....	52
2.1.2 Elektriğin Özelliklerinin Piyasaya Etkileri.....	53
2.1.3 Elektrik Sektöründe Değerleme .....	54
2.2 PETROL VE DOĞAL GAZ SEKTÖRLERİ VE DEĞERLEME .....	58
2.2.1 Petrol ve Doğal Gazın Tanımı .....	58
2.2.2 Petrol ve Doğal Gaz Sektörü Faaliyetleri.....	59
2.2.3 Petrol ve Doğal Gaz Rezervleri .....	59
2.2.4 Petrol ve Doğal Gaz Talebi ve Fiyatları .....	60
2.2.5 Petrol ve Doğal Gaz Şirketlerinde Değerleme.....	62
2.3 YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARINDA DEĞERLEME .....	65
2.3.1 Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Tanımı .....	65
2.3.2 Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Teşviki .....	65
2.3.3 Yenilenebilir Enerji Kaynaklarına Dayalı Şirketlerde Değerleme .....	67
2.4 DÜZENLEMESİNE TABİ ŞİRKETLERİN DEĞERLEMESİ.....	68
2.4.1 Düzenlemeye Tabi Şirketlerin Farkları .....	69
2.4.2 Düzenlenen Şirketlerin Avantaj ve Dezavantajları.....	70
2.4.3 Düzenleme Yönteminin Önemi .....	71
<b>3. BÖLÜM.....</b>	<b>73</b>

<b>ELEKTRİK SEKTÖRÜNDE YENİDEN YAPILANMA, DÜZENLEME, DEREGÜLASYON VE ÖZELLEŞTİRME .....</b>	<b>73</b>
3.1 ELEKTRİK PİYASASI REFORMU .....	73
3.1.1 Elektrik Piyasasının Yapısı.....	74
3.1.1.1 Elektrik Piyasasında Rekabet .....	78
3.1.1.2 Elektrik Piyasasında Ayırıştırma .....	80
3.1.2 Elektrik Piyasasında Düzenleme.....	82
3.1.2.1 Elektrik Piyasasında Düzenleme İhtiyacı .....	82
3.1.2.2 Elektrik Piyasasında Düzenleme Yöntemleri.....	87
3.1.3 Elektrik Piyasasında Deregülasyon.....	91
3.2 ELEKTRİK PİYASASINDA ÖZELLEŞTİRME .....	92
<b>4. BÖLÜM.....</b>	<b>95</b>
<b>TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASI REFORMU VE ELEKTRİK PİYASASI ÖZELLEŞTİRMELERİ.....</b>	<b>95</b>
4.1 TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASI VE REFORMU .....	95
4.1.1 Türkiye Elektrik Piyasasının Tarihçesi .....	95
4.1.2 Türkiye Elektrik Piyasasının Güncel Yapısı .....	97
4.1.3 Türkiye’de Elektrik Dağıtımının Düzenlenmesi.....	101
4.1.3.1 Elektrik Dağıtımında Fiyat Düzenlemesi.....	101
4.1.3.2 Elektrik Dağıtımında Hizmet Kalitesinin Düzenlenmesi .....	105
4.1.4 Türkiye’de Elektrik Perakende Satışının Düzenlenmesi.....	106
4.1.4.1 Elektrik Perakende Satışında Fiyat Düzenlemesi.....	106
4.1.4.2 Elektrik Perakende Satışında Hizmet Kalitesinin Düzenlenmesi.....	107
4.1.4.3 Perakende Satış Hizmeti Faaliyetine İlişkin Düzenlemeler .....	107
4.1.5 Fiyat Eşitleme Mekanizması.....	107
4.2 TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASINDA ÖZELLEŞTİRME .....	108
4.2.1 Elektrik Dağıtım ve Perakende Satış Özelleştirmeleri.....	109
4.2.1.1 Yöntem, Amaç ve İlkeler .....	109
4.2.1.2 İhale Süreci.....	111
4.2.1.3 Gerçekleşmeler .....	113
4.2.1.4 Basına Yansımaları .....	114
4.2.2 Elektrik Üretim Özelleştirmeleri.....	115

4.2.2.1 Tamamlanan Özelleştirmeler .....	115
4.2.2.2 Devam Eden Özelleştirmeler.....	117
<b>5. BÖLÜM.....</b>	<b>119</b>
<b>ELEKTRİK DAĞITIM VE PERAKENDE SATIŞ ŞİRKETLERİ ÜZERİNDE</b>	
<b>BİR UYGULAMA .....</b>	<b>119</b>
5.1 UYGULAMANIN KAPSAMI .....	119
5.2 YÖNTEM .....	121
5.2.1 Değerleme Aşamaları.....	121
5.2.2 Değerleme Yönteminin Çerçevesi .....	122
5.3 KULLANILAN MODEL .....	123
5.3.1 Modele İlişkin İlkeler .....	123
5.3.2 Tahmin Edilen Parametreler .....	123
5.3.2.1 Dağıtım Şirketleri İçin Tahmin Edilen Parametreler .....	124
5.3.2.2 Perakende Satış Şirketleri İçin Tahmin Edilen Parametreler .....	126
5.3.3 Modelin Kısıtlılıkları.....	128
5.4 DEĞİŞKENLERİN TAHMİN EDİLMESİ .....	128
5.4.1 Dağıtılan Elektrik Miktarı .....	129
5.4.2 Satılan Elektrik Miktarı .....	130
5.4.3 Kayıp-Kaçak Performansları .....	130
5.4.4 Kayıp-Kaçak Enerji Fiyatı.....	133
5.4.5 Brüt Kâr Marjı Tavanı ve Net Kâr Marjı .....	133
5.4.6 Elektrik Satış Fiyatı (Enerji Bedeli).....	135
5.4.7 Gelir Gereksinimi.....	137
5.4.8 İşletme Giderleri .....	138
5.4.9 Amortisman .....	139
5.4.10 Sabit Sermaye Harcaması.....	139
5.4.11 İskonto Oranı .....	140
5.4.12 Net Nakit Harici İşletme Sermayesi Değişimi.....	143
5.4.13 Faaliyet Dışı Nakit Akışı .....	145
5.4.14 Borçların Piyasa Değeri.....	145
5.4.15 Nakit Akışları.....	146
5.5 DEĞERLEME SONUÇLARI.....	149

5.5.1 Baz Senaryo .....	150
5.5.2 Düşük Senaryo .....	152
5.5.3 Yüksek Senaryo .....	154
5.6 BULGULARIN DEĞERLENDİRİLMESİ .....	157
<b>SONUÇ.....</b>	<b>163</b>
<b>KAYNAKÇA.....</b>	<b>170</b>
<b>EKLER.....</b>	<b>181</b>
Ek-1: İhalelere Teklif Veren Yatırımcılar .....	181
Ek-2: Dağıtılan Elektrik Tahminleri .....	186
Ek-3: Satılan Elektrik Tahminleri .....	200
Ek-4: Kayıp-Kaçak Performansı Tahminleri .....	218
Ek-5: Ağırlıklı Ortalama Satış Fiyatı Tahmini .....	219
Ek-6: Ülke Risk Primi Hesabı.....	220
Ek-7: AOSM Hesaplamaları.....	221
Ek-8: TÜFE Endeksleri .....	224
Ek-9: Değerleme Sonuçları.....	225
Ek-10: Orijinallik Raporu .....	237
Ek-11: Etik Kurul İzin Muafiyet Formu.....	238

## KISALTMALAR DİZİNİ

AB	Avrupa Birliği
AOSF	Ağırlıklı Ortalama Elektrik Satış Fiyatı
AOSM	Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti
AR-GE	Araştırma-Geliştirme
AYEDAŞ	İstanbul Anadolu Yakası Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
bcm	Milyar metreküp (billion cubic meters)
BKMT	Brüt Kâr Marjı Tavanı
Bkz.	Bakınız
BRP	Borç Risk Primi
BT	British Telecom
CAPM	Sermaye Varlıkları Fiyatlama Modeli (Capital Assets Pricing Model)
CLK Grubu	Cengiz-Limak-Kolin Grubu
CNG	Sıkıştırılmış Doğal Gaz (Compressed Natural Gas)
D	Borç (Debt), finansal borçların piyasa değerı
Dağıtım Geliri Tebliği	Dağıtım Sistemi Gelirinin Dzenlenmesi Hakkında Tebliğ
DB	Dünya Bankası
DSİ	Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü
DSK Bedeli	Dağıtım Sistem Kullanım Bedeli
DUY	Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği
E	Özsermaye (Equity), özsermayenin piyasa değerı
EBIT	Earnings Before Interest and Tax
EBITDA	Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortisation
EBITDAX	EBITDA Before Exploration Costs
EDAŞ	Elektrik Dağıtım A.Ő. (Tek Başına Kullanıldığında Herhangi Bir Dağıtım Şirketini İfade Eder)
EİEİ	Elektrik İşleri Etüt İdaresi
EPAŞ	Elektrik Perakende Satış A.Ő. (Tek Başına Kullanıldığında Herhangi Bir Perakende Satış Şirketini İfade Eder)
EPDK	Enerji Piyasası Dzenleme Kurumu/Kurulu
EVA	Ekonomik Katma Değer (Economic Value Added)
FCFE	Free Cash Flow to Equity

FCFF	Free Cash Flow to Firm
FK	Faaliyet Kârı
F/K	Fiyat/Kazanç Oranı
F/NA	Fiyat/Nakit Akışı
FVÖK	Faiz ve Vergi Öncesi Kâr
FVAÖK	Faiz, Vergi ve Amortisman Öncesi Kâr
ETKB	Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
EÜAŞ	Elektrik Üretim Anonim Şirketi
GFDB	Gelir Farkı Düzeltme Bileşeni
GG	Gelir Gereksinimi
GİG	Gerçekleşen İşletme Giderleri
HES	Hidroelektrik Santrali
İHD	İşletme Hakkı Devri
İNA	İndirgenmiş Nakit Akışları
Kalite Yönetmeliği	Elektrik Dağıtımı ve Perakende Satışına İlişkin Hizmet Kalitesi Yönetmeliği
KCETAŞ	Kayseri ve Civarı Elektrik Türk Anonim Şirketi
KDV	Katma Değer Vergisi
KİT	Kamu İktisadi Teşebbüsü
KK	Kayıp-Kaçak
KKKZ	Kayıp-Kaçak Kâr ya da Zararı
km	Kilometre
kr	Kuruş
kWh	Kilovatsaat
LNG	Sıvılaştırılmış Doğal Gaz (Liquified Natural Gas)
LPG	Sıvılaştırılmış Petrol Gazı (Liquified Petroleum Gas)
MDV	Maddi Duran Varlık
MODV	Maddi Olmayan Duran Varlık
MTA	Maden Tetkik Arama Genel Müdürlüğü
MTEP	Milyon Ton Petrol Eşdeğeri
MVA	Market Value Added
NAD	Net Aktif Değeri
NKM	Net Kâr Marjı

OECD	Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Örgütü (Organization for Economic Cooperation and Development)
OKM	Ortalama Kâr Marjı
OPEC	Petrol İhraç Eden Ülkeler Örgütü (Organization of Petroleum Exporting Countries)
OPESFT	Ortalama Perakende Satış Fiyatı Tavanı
ÖİB	Özelleştirme İdaresi Başkanlığı
ÖYK	Özelleştirme Yüksek Kurulu
PS	Perakende Satış
PSH	Perakende Satış Hizmeti
PSH ve PS Tebliği	Perakende Satış Hizmet Geliri ile Perakende Enerji Satış Fiyatlarının Düzenlenmesi Hakkında Tebliğ
PTF	Piyasa Takas Fiyatı
RAG Tebliği	Elektrik Piyasasında Gelir ve Tarife Düzenlemesi Kapsamında Düzenlemeye Tabi Unsurlar ve Raporlamaya İlişkin Esaslar Hakkında Tebliğ
ROIC	Yatırılan Sermayenin Getirisi (Return on Invested Capital)
SOTS	Serbest Olmayan Tüketicilere Satış Miktarı
STKM	Serbest Tüketicilere Ortalama Satış Kâr Marjı
STS	Serbest Tüketicilere Satış Miktarı
ŞKOİG	Şirket Kontrolünde Olmayan İşletme Giderleri
t	Vergi oranı
Tarifeler Yönetmeliği	Elektrik Piyasası Tarifeler Yönetmeliği
TCMB	Türkiye Cumhuriyet Merkez Bankası
TEAŞ	Türkiye Elektrik Üretim İletim A.Ş.
TEDAŞ	Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
TEİAŞ	Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
TETAŞ	Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi
TEK	Türkiye Elektrik Kurumu
TL	Türk Lirası
TÜFE	Tüketici Fiyatları Endeksi
TWh	Teravatsaat
USD	Amerikan Doları
vb.	ve bunun gibi
vö	Vergi Öncesi



vs	Vergi Sonrası
VUK	Vergi Usul Kanunu
Yatırım Usul Esasları	Elektrik Piyasası Dağıtım Sistemi Düzenlemeye Esas Yatırım Harcamalarının Belirlenmesi ve Gerçekleşmesinin İzlenmesine İlişkin Usul ve Esaslar
YFDB	Yatırım Farkı Düzeltme Bileşeni
YHO	Yatırım Harcamaları Oranı
Yİ	Yap-İşlet
YİD	Yap-İşlet-Devret

## TABLOLAR DİZİNİ

Tablo 1: Tarihsel Süreçte Öne Çıkan Değerleme Kavramları .....	22
Tablo 2: Farklı Nakit Akışı Ölçütleri ve Değerlemede Kullanılmaları .....	26
Tablo 3: Borç ve Özkaynağın Özelliklerinin Karşılaştırılması .....	30
Tablo 4: Borçluluk-Özsermaye/Borç Maliyeti-AOSM-Firma Değeri İlişkisi Örneği ...	35
Tablo 5: Türkiye’de ve ABD’de Kişi Başına Elektrik Tüketimi (kWh) .....	44
Tablo 6: Elektrğin Özellikleri ve Piyasa Tasarımı .....	54
Tablo 7: Elektrik Tedarikinin Fonksiyonları ve Özellikleri.....	75
Tablo 8: Türkiye Elektrik Piyasası Tarihçesi .....	96
Tablo 9: Elektrik Piyasasında Lisanslar ve Faaliyetler .....	98
Tablo 10: Elektrik Dağıtım Bölgeleri ve Kapsadıkları İller.....	99
Tablo 11: TETAŞ’ın Elektrik Piyasasındaki Ağırlığı (2013) .....	101
Tablo 12: Fiyat Eşitleme Mekanizmasının İşleyişi .....	108
Tablo 13: İrat Kaydedilen Teminat Mektubu Tutarları ve İhale Fiyatları (USD).....	111
Tablo 14: Teklif Veren Yatırımcı Sayıları .....	112
Tablo 15: Özelleştirme Sonuçları .....	113
Tablo 16: Lisans Başlangıç ve Bitiş Tarihleri .....	120
Tablo 17: Faaliyetler Bazında Tahmin Edilen Değişkenler .....	129
Tablo 18: 2007-2013 Dönemi Kayıp-Kaçak Gerçekleşmeleri (%) .....	131
Tablo 19: 2011-2015 Dönemi Kayıp-Kaçak Hedefleri (%).....	132
Tablo 20: Uluslararası Örneklerde Beta Değerleri .....	141
Tablo 21: Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyetleri (%).....	143
Tablo 22: Dağıtım Faaliyeti İçin Nakit Akışı Hesabı .....	147
Tablo 23: Perakende Satış Faaliyeti İçin Nakit Akışı Hesabı .....	147
Tablo 24: Perakende Satış Hizmeti Faaliyeti İçin Nakit Akışı Hesabı .....	148
Tablo 25: Senaryoları Oluşturan Varsayımlar .....	149
Tablo 26: Değerleme Sonuçları (Tüm Senaryolar) .....	150
Tablo 27: Değerleme Sonuçları (Baz Senaryo).....	151
Tablo 28: Gruplar Bazında Değerleme Sonuçları (Baz Senaryo) .....	152
Tablo 29: Değerleme Sonuçları (Düşük Senaryo).....	153
Tablo 30: Gruplar Bazında Değerleme Sonuçları (Düşük Senaryo) .....	154

Tablo 31: Değerleme Sonuçları (Yüksek Senaryo) .....	155
Tablo 32: Gruplar Bazında Değerleme Sonuçları (Yüksek Senaryo).....	156

## ŞEKİLLER DİZİNİ

Şekil 1: Dünya Birincil Enerji Talebi .....	43
Şekil 2: Dünya Elektrik Üretiminin Kaynaklara Göre Dağılımı .....	51
Şekil 3: Dünya Petrol Talebinin Gelişimi (milyon varil/gün) .....	60
Şekil 4: Dünya Doğal Gaz Talebinin Sektörel Dağılımı.....	61
Şekil 5: Yıllar İtibariyle Ham Petrol Fiyatları.....	61
Şekil 6: Yenilenebilir Enerji Kaynakları Teşviklerinin Dağılımı.....	66
Şekil 7: Dikey Bütünleşik Tekel Modeli.....	76
Şekil 8: Tek Alıcı Modeli.....	77
Şekil 9: Toptan Satış Rekabeti Modeli .....	77
Şekil 10: Perakende Satış Rekabeti Modeli .....	78
Şekil 11: Düzenleme İhtiyacı .....	85
Şekil 12: Fiyat Düzenleme Yöntemleri.....	87
Şekil 13: Maliyet Bazlı ve Teşvik Bazlı Düzenlemenin Karşılaştırılması .....	88
Şekil 14: Kalite Düzenlemesine İhtiyaç-Maliyet Etkinliği Teşvikleri.....	89
Şekil 15: Gelir-Kalite Düzeyi İlişisini Kuran Farklı Ödül/Ceza Mekanizmaları .....	91
Şekil 16: Elektrik Dağıtım Bölgeleri Haritası .....	100
Şekil 17: Gelir Tavanı-Kalite Faktörü İlişkisi .....	106
Şekil 18: Dağıtım Özelleştirmeleri Haritası .....	114
Şekil 19: Türkiye Haritası Üzerinde Değerleme Sonuçları (Baz Senaryo).....	152
Şekil 20: Türkiye Haritası Üzerinde Değerleme Sonuçları (Düşük Senaryo).....	154
Şekil 21: Türkiye Haritası Üzerinde Değerleme Sonuçları (Yüksek Senaryo) .....	156

## ÖNSÖZ

Finansın temel ilgi alanlarından birisi olan firma değerlemesi üzerine yazılan bu tezde, 2008 yılında başlayıp 2013 yılında sona eren elektrik dağıtım ve perakende satış özelleştirmelerinde ortaya çıkan değerler ele alınmaktadır. Tez bir yönüyle geçmişe ait bir bilgiye ulaşmayı amaçlasa da, diğer bir yönüyle de gelecekte oluşacak politikalar ve uygulamalar hakkında uyarıcı mahiyettedir.

Elektrik dağıtım ve perakende satış şirketlerinin özelleştirilmeleri kamuoyunda büyük ilgi gördü. Kuşkusuz nüfusun tamamını ilgilendiren bu çok özel ve özellikli iş kolundaki her gelişme ne kadar ilgi uyandırırsa değer. Gerek başarılı olarak devirle sonuçlanan ve gerekse de başarısız olup geçici teminat mektuplarının irat kaydedilmesi ile sonuçlanan ihalelerde oluşan büyük rakamlar, konunun akademik bir merakla analiz edilmesi ihtiyacını da beraberinde getirdi. Tezde; gerçekleşen değerlerin teorik değerlerle karşılaştırılması yapılarak farkların nedenleri üzerinden hem tespitlere, hem de yorumlara yer verilmektedir. Böylelikle, politika yapıcılara ve düzenleyicilik mevkiinde bulunanlara bu sonuçların verdiği mesajlar iletilmektedir.

2005 yılından bu yana çeşitli alanlarında içinde olduğum enerji sektöründe Türkçe yayımlara olan ihtiyaç izah ötesidir. Her şeyin çıkış noktası olan ama duvar örüldüğünde ustasının unutulması misali geri planda kalan akademik bilgiyi, icra ve uzmanlıkla bir araya getirerek Türkçe literatür açısından önemli ürünler ortaya çıkarmak ülkemize karşı borcumuzdur. 2023 arefesinde; geleceği her şeyden önce ve her şeyden fazla ekonomisine, ekonomisi de her şeyden önce ve her şeyden fazla enerji sektörüne bağlı bulunan ülkemizde enerji alanına daha fazla enerji harcanması gerektiği kanaatiyle, ilişkili bulunduğum hiçbir kurum/kuruluşun resmi görüşlerini yansıtmadığını özellikle vurgulamak istediğim tezimin okuyucularına faydalı olmasını dilerim.

## GİRİŞ

Ülkelerin en temel sektörleri arasında yer alan ve stratejik açıdan önemi tartışmasız olan enerji sektöründe sürekli olarak yeniden yapılanmalara, büyük ölçekli yatırımlara, teknolojik gelişmelere ve ülkeler arası gerilimli ilişkilere tanık olunmaktadır. Bu dinamik sektörde, bir kısmı özelleştirme kapsamında olan satın almaların güçlü finansal temellere ve gerçekçi beklentilere göre şekillenmesi yatırımcıların, hükümetlerin ve tüketicilerin çıkarlarının gereğidir. Bu tezde, firma değerlemesinin enerji sektöründe uygulanması konusu ele alınmakta ve Türkiye’de irat kaydedilen teminatlar hariç olmak üzere devlet bütçesine toplamda 12.744.750.000 USD (Amerikan Doları) gelir yaratılması ile sonuçlanan, ilk ihalelerin yapıldığı 2008 yılında başlayan ve en son devrin yapıldığı 2013 yılında sona eren, 18 elektrik dağıtım ve perakende satış şirketinin<sup>1</sup> özelleştirilmesi süreci firma değerlemesi yaklaşımı ile incelenmektedir. Gerçekleşen değerlerin teorik değerlerden ne yönde ve ne ölçüde farklı olduğunun tespitinin yapılarak sonuçların yorumlanmasına dayalı olan bu çalışmanın, bundan sonra bu alanda ve diğer enerji sektörü satın alma işlemlerinde teklif verecek olan yatırımcılar için değerli bir kaynak olması ve özellikle düzenleyici kuruma olmak üzere enerji bürokrasisine kritik konuları işaret etmesi beklenmektedir.

Hayatın vazgeçilmezlerinden olan elektrik enerjisinin üretilmesi, taşınması (iletim ve dağıtımı), ticareti ve bütün bu süreçlerle ilişkili hizmetlerin sunumu, kendine özgü özellikleri olan elektrik sektörünü meydana getirmektedir. Tarihsel süreç içerisinde değişik aşamalardan geçen ve günümüz uygulamalarına doğru evrilen bu piyasa, önemine ve stratejik niteliğine binaen oldukça popüler bir çalışma alanını teşkil etmektedir.

---

<sup>1</sup> Elektrik dağıtım şirketlerinden ayrıştırılarak kurulan perakende satış şirketleri, “görevli tedarik şirketi” olarak da anılmaktadır.

1980'lerden itibaren özellikle Avrupa'da gözlenen; daha önce kamu tekelinde yürütülen bir kısım sektörlerde özelleştirme, rekabete açılabilir alt sektörlerde serbestleştirme (ilgili piyasaya girişin serbest bırakılması) ve doğal tekel özelliği gösteren alt sektörlerde düzenleyici kurumların kurulması trendi enerji piyasasını da doğrudan etkilemiştir. Bilhassa elektrik sektörünün rekabete açılacak nitelikteki segmentlerinin serbestleştirilmesi, rekabete açılmayacak nitelikteki segmentlerinde (doğal tekel) "iktisadî düzenleme" yapılması yaygın kabul görmektedir. 'Kamu işletmeciliğinin terk edilmesi, rekabete açılabilir nitelikteki alt sektörlerin serbestleştirilmesi ve doğal tekel mahiyetinde olan iş kollarındaki firmaların düzenleyici kurumun düzenlemesine tabi olması' şeklinde ortaya çıkan reform süreci, Avrupa açısından "regülasyon-düzenleme" olarak adlandırılmaktadır. Öte yandan; 1900'lerden beri sektörel iktisadî düzenlemenin yapıldığı Amerika Birleşik Devletleri'nde (ABD), 1980'lerdeki dönüşüm 'düzenlenen özel tekelin faaliyet alanında serbestleşme' olarak tezahür etmiştir. Bu nedenle bu reform sürecine ABD'de "deregülasyon" adı verilmiştir (Ertürk, 2006, s.2). Türkiye de bu süreci, Avrupa'daki birçok ülkeye kıyasla daha geç olarak 2001 yılında başlatmış olup reform süreci "düzenleme" olarak gerçekleşmiş bir ülkedir.

Ülkemizde, 2001 yılında yürürlüğe giren Elektrik Piyasası Kanunu ile önceden devlet eliyle yürütülen ya da bir kısım yatırım modelleri ile özel sektöre yaptırılmaya çalışılan üretim faaliyetinin, özel teşebbüse açılması süreci başlamıştır. İletim ve dağıtım sektörlerinin düzenlenmesi ile görevlendirilen Enerji Piyasası Düzenleme Kurumuna (EPDK) ayrıca lisanslandırma, izleme, denetim gibi işlevleri yürütme görevleri de verilmiş olduğundan, EPDK'nın sorumlulukları doğal tekeli düzenlemekle sınırlı kalmamıştır.

Kuruluş tarihi 1970 olan Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) bünyesinde sürdürülen elektrik dağıtımı ve perakende satışı faaliyetlerinin, tarihsel süreç içerisinde önce Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi (TEDAŞ) daha sonra TEDAŞ'tan bölünerek kurulan 'perakende satış ile dikey bütünleşik dağıtım şirketleri' eliyle yürütüldüğü ve nihayet özel sektöre hisse satışının yapılması ve hukuki ayrıştırmaların tamamlanmasıyla özel sektör eliyle ve ayrı tüzel kişilerce yürütülen faaliyetler haline

geldikleri görülmektedir. Tez kapsamında, hâlihazırda tümü özel sektöre devredilmiş durumda olan 18 elektrik dağıtım ve perakende satış şirketinin<sup>2</sup> özelleştirme ihalelerinde oluşması beklenebilecek olan teorik değerleri, o günkü şartlarda ve o tarihlerde mevcut bulunan bilgiler esas alınarak tespit edilmektedir. Tezin hipotezi; özelleştirmelere teklif veren yatırımcıların sektörel analizleri, finansal hesaplamaları, düzenleyici kurumun karar ve eylemlerini, ekonomiye ilişkin beklentileri birlikte değerlendirerek ulaşacakları beklenen teorik değerlerin, gerçekleşen değerlere yakın olacaktır.

Gerçekleşen değerler ile teorik değerler arasındaki fark, ekonomik olarak önemli işaretler taşımaktadır. Çünkü özelleştirme sonucunda oluşan fiyatların, finansal temellere dayandırılan değere göre aşağıda ya da yukarıda olması; refah transferi, gelirin yeniden dağılımı ve şirketlerin finansal sürdürülebilirlikleri bakımından farklı anlamlara gelmektedir. Bir şirketin olması gerekenden daha fazla bir fiyatla satılması halinde devlet bütçesi açısından elde edilen yüksek gelirin olumlu etkileri yaşanırken, ilgili şirketin finansal sürdürülebilirliği açısından ise olumsuz bir durum ortaya çıkmaktadır. Bu olumsuzluk ise özelleştirmenin temel amaçları ile çelişmektedir. Yine bu durumda özel sektörün kamu üzerindeki lobi faaliyetlerinin artması sonucunda fiyatlarda yukarı yönlü bir baskı oluşması söz konusu olacaktır ki bu da özelleştirmenin amaçları ile çelişen bir başka husustur. Son olarak bu durumun; yatırımcıların sermaye transferi yoluyla ya da düzenlemelerin çizdiği sınırların dışına çıkılması yoluyla gelir elde edilmesine yönelik bir etken haline gelebileceği, bir başka deyişle maliyetleri yükselterek özelleştirmeden arzu edilen amaçların zıddına sonuçlara zemin hazırlayabileceği öngörülmektedir. Şirketlerin değerine kıyasla daha ucuza devredildiği tespit edilir ise, bu durum da kamu işletmeciliği altındaki bir şirketin gerçek değerinin altında özel sektöre devrinin ima ettiği zarar ve kaynakların dağılımında yatırımcı lehine bir aktarımın gerçekleşmesi olgularını ortaya koymuş olacaktır. Tez kapsamındaki çalışma, özelleştirme ihalelerinde oluşan fiyatların şirketlerin mali sürdürülebilirliğine

---

<sup>2</sup> Elektrik dağıtım ve perakende satış şirketlerinin bir kısmı özelleştirme öncesinde tek şirket iken daha sonra dağıtım ve perakende satış olarak ayrıştırılmış, bir kısmı ise ayrıştırıldıktan sonra tek bir ihale ile satışa çıkarılmıştır. Tez kapsamında 18 dağıtım ve 18 perakende satış şirketinin toplam değeri incelenmektedir.



ve dolayısıyla sunulan hizmete etkisine yönelik bir risk analizine zemin hazırlamakta ve aynı zamanda elektrik dağıtım ve perakende satış özelleştirmelerinin gelir odaklı olup olmadığını değerlendirmektedir.

Yapılan literatür araştırmasında; özelleştirme ve değer ilişkisini inceleyen çalışmalar tespit edilmiş olmakla beraber, bu çalışmalarda özelleştirmelerin halka arz şeklinde yapıldığı örneklerin incelendiği ve halka arz fiyatlarının kısa dönemdeki hareketleri üzerinden düşük ya da yüksek fiyatlama<sup>3</sup> olgusunun araştırıldığı görülmektedir. Fransa, İngiltere, İspanya, Malezya, Türkiye, Şili, Nijerya, Polonya, Macaristan, Çekoslovakya'daki özelleştirmeleri inceleyen Perotti ve Güney (1993), halka arz fiyatından talep miktarının arz miktarına oranı ve halka arz sonrası piyasa getirisini esas alarak yaptıkları karşılaştırma sonucunda genellikle düşük fiyatlama olgusu ile karşılaşmışlar ve politikaya hassas, tekel niteliğindeki firmalarda veya korumacılığın ve sübvansiyonun yüksek olduğu imalat sektörlerinde düşük fiyatlamının daha yaygın olduğunu tespit etmişlerdir. Farinos ve diğerleri (2007), İspanya'daki 1990-2001 dönemi özelleştirmeleri üzerinde yaptıkları çalışmada yine düşük fiyatlama olgusunu tespit etmişlerdir. Macaristan'da 1990-1998 dönemi özelleştirmelerini inceleyen Jelic ve Briston (1999) da aynı sonuca ulaşmışlardır. Jelic ve Briston (2003), Polonya'da 1991-1999 dönemindeki halka arzlar üzerinde çalışarak düşük fiyatlama tespitine iştirak etmişlerdir. Hamdi ve diğerleri (2014), 1968-2008 döneminde Almanya, Avusturya, Belçika, Danimarka, İspanya, Finlandiya, Fransa, İngiltere, Yunanistan, İrlanda, İtalya, Hollanda, Portekiz ve İsveç'te halka arz şeklinde yapılmış 162 özelleştirmeyi incelemişler ve yine düşük fiyatlama olgusunu tespit etmişlerdir. Dewenter ve Malatesta (1997) tarafından yapılan çalışmada Kanada, Fransa, Macaristan, Japonya, Malezya, Polonya, Tayland ve İngiltere'deki özelleştirmeler incelenmiş olup düşük fiyatlama olgusu özel sektör halka arzları ve özelleştirmeler açısından karşılaştırılmıştır. Bu kapsamda İngiltere'de kamu sektörü halka arzlarında özel sektöre kıyasla daha fazla düşük fiyatlama eğilimi gösterdiği tespit edilmiş, incelenen ülkeler genelinde ise özel sektör ve kamu sektörü halka arzları arasında bir farklılık bulunamamıştır. Bu

---

<sup>3</sup> Düşük fiyatlama, 'underpricing' kelimesinin ve yüksek fiyatlama 'overpricing' kelimesinin karşılığı olarak kullanılmaktadır.

çalışmadaki bir başka önemli bulgu da, belirsizlikle ilişkili olarak düzenlemeye tabi firmaların düzenlemeye tabi olmayan firmalara kıyasla düşük fiyatlanmaya daha eğilimli olduklarının tespit edilmiş olmasıdır. 1977-1997 döneminde 59 ülkede gerçekleştirilen 630 halka arz özelleştirmesini inceleyen Jones ve diğerleri (1999) da, genel olarak özel sektör ve kamu sektörü halka arzlarında benzer düzeyde düşük fiyatlama mevcut olduğunu göstermişlerdir. Ayrıca bu çalışmada özelleştirmelerdeki düşük fiyatlama olgusunun sebebinin asimetrik bilgi problemi olmadığı, fazla gelir elde etmek yerine hissedar tabanının genişlemesini ve kontrol haklarının kısıtlanmasını arzulayan ekonomi politikasının ve siyasi amaçların bu sonuç üzerinde etkili olduğu gösterilmektedir. Aussenegg (2000) tarafından Polonya için yapılan çalışmada özelleştirmelerde de özel sektör halka arzlarında da düşük fiyatlama olgusunun var olduğu ve özelleştirmelerdeki düşük fiyatlamının daha yüksek olduğu tespit edilmiştir.

Özelleştirmelerde, özel sektör halka arzlarına göre daha yüksek düzeyde düşük fiyatlama ile karşılaşıldığına ilişkin bulgular, düşük fiyatlamayı asimetrik bilgi ile açıklamaya çalışan hipotezlerle uyumsuzdur, zira devletler en iyi bilinen ve en büyük şirketlerini satmaktadırlar. Özelleştirmelerde gelir kaybına rağmen düşük fiyatlama yapılmasında başka politik faktörlerin etkili olduğu, hükümetlerin küçük yatırımcıların düşük fiyatlardan hisse almalarına imkân vererek özelleştirmelere ilişkin halk desteğini arttırmak istedikleri yorumu yapılabilir (Farinos ve diğerleri, 2007, s.374).

Türkiye’de İndirgenmiş Nakit Akışları (İNA) yöntemiyle hesapladığı teorik değeri, gerçekleşen değerle kıyaslayan Malkoç (2009), Türk Telekom özelleştirmesi kapsamında yapılmış bir firma değerlemesi çalışmasıdır. Bu çalışmada; özelleştirme sonucunda gerçekleşen satış değerinin, farklı senaryoların ortalaması şeklinde öngörülen teorik değer üzerinde oluştuğu tespit edilmiştir.

Bu tezde gerçekleşen satış değerleri ile karşılaştırılan teorik değerler, İNA yöntemi kullanılarak ve firmaya olan nakit akışlarına göre hesaplanmış değerlerdir. Nakit akışları reel olarak hesaplanmıştır. Nakit akışlarının tahmininde; uygulama dönemi süreleri, dağıtım faaliyeti kapsamında EPDK tarafından onaylanacak yatırım

harcamaları ve işletme giderleri, getiri oranı, itfa süresi, kayıp-kaçak (KK) gerçekleştirmeleri, 2011 yılından itibaren EPDK tarafından uygulanan birim bedel yöntemi uyarınca elde edilebilecek kazanç (daha önceden özelleştirilen şirketler için, bu uygulamanın başlayacağını yatırımcı tarafından tahmin edilmiş olduğu), perakende satış hizmeti faaliyeti için onaylanacak yatırım harcamaları ve işletme giderleri, perakende satış faaliyeti kapsamında satılacak elektrik miktarı, işletme giderleri ve satılan mal maliyetinden sonra kalan net kâr marjı (NKM), KK fiyatlandırması, kalite faktörü uygulaması, tüm abone gruplarını temsil eden ortalama elektrik satış fiyatı ve dağıtım şirketlerine bırakılan kamu döneminden kalma alacaklara ilişkin olarak varsayımlarda bulunulmuştur. Değerleme; farklı varsayımlardan oluşturulan düşük, baz ve yüksek senaryo altında yapılmıştır.

Değerleme modeli, üç faaliyet kolunda (perakende satış hizmeti perakende satış faaliyeti içerisinde olmakla beraber düzenleme şeklindeki farklılıktan ötürü üçüncü bir kategori olarak ele alınmıştır) elde edilecek değerlerin toplanmasını içermektedir. Ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti (AOSM) iskonto oranı olarak alınmış ve her bir şirket için ayrı olarak hesaplanmıştır. Reel nakit akışları, reel ve vergi sonrası AOSM ile indirgenmiştir. Hesaplamalar TL cinsinden yapılmış, özelleştirme ihalesi tarihindeki USD kuru (volatil dönemler için daha uzun bir geçmişten elde edilen ortalama bir kur) kullanılarak USD'ye çevrilmiştir.

Tezin yazılması sırasında bir kısım kısıtlarla da karşılaşmıştır. Bunların başında, değerlemede önem taşıyan bazı veri ve bilgilerin, özel bilgi ve ticari sır niteliğinde olması nedeniyle, ilgili kurum ve kuruluşlardan elde edilememiş olması gelmektedir. Bu kısıtı aşabilmek için, bir kısım varsayımlar ve kabullerde bulunulmuştur. Ülkemizde mevzuatın ve uygulamaların sıkça değişmesi de bir başka kısıttır. Tezin temel ekseni; özelleştirilen şirketlerin değerinin, özelleştirme ihalesi tarihi itibarıyla mevcut olan şartlara göre belirlenmesi üzerinedir. Ancak yeri geldikçe ayrıntılarına yer verildiği üzere, bazı hususlarda yatırımcının muhtemel gelişmeleri öngörerek teklif verdiği de varsayılmaktadır. İskonto oranının tespitinde, ideal sermaye yapısına hemen geçileceği varsayımına göre hesaplama yapılmış, bir başka deyişle ideal sermaye yapısına ulaşılan kadarki nakit akışlarının farklı sermaye yapılarından kaynaklı olarak

hesaplanacak farklı oranlarla iskonto edilmesi yerine değerlemede tek bir iskonto oranı kullanılmıştır. Ulusal tarifede yer alan elektrik fiyatları şirketler için bölgesel fiyat olarak alınmıştır. Yine önemli bir kısıt olarak, geleceğe ilişkin tahminlerde ve beklenen performanslarda sapmalar meydana gelmesinin kaçınılmaz olduğu belirtilmelidir.

Çalışmanın plânı aşağıda sunulduğu gibidir:

Birinci bölümde, değer kavramı ve ilişkili olan diğer temel kavramlar açıklanmakta ve firma değerleme yaklaşımları incelenmektedir.

İkinci bölüm; enerji sektörünün elektrik, petrol ve doğal gaz ile yenilenebilir enerji kaynakları şeklinde kategorize edilerek temel bilgilerin sunulduğu ve bu alanlardaki ve düzenlemeye tabi şirketlerdeki değerleme ile ilgili hususların ele alındığı bir bölüm olarak yapılandırılmıştır.

Üçüncü bölümde; elektrik piyasasında yeniden yapılanma, düzenleme, deregülasyon ve özelleştirme konularına yer verilmektedir.

Dördüncü bölümde Türkiye elektrik piyasasında yaşanan reform sürecine ve özelleştirmelere yer verilmiştir.

Beşinci bölüm uygulamanın anlatıldığı ve sonuçların değerlendirildiği bölümdür.

Son bölümde tezin sonuçlarına yer verilmektedir.

## 1. BÖLÜM

### DEĞERLEME KAVRAMI VE DEĞERLEME YAKLAŞIMLARI

Firma değeri; yatırımcılar, finans sektörü, kamu yönetimi ve kamuoyu için önem taşıyan bir konudur. Firma değerinin kavramsal olarak ele alındığı bu bölümde, değer kavramsal ve tarihsel açıdan incelenmesine, firma değerinin nasıl oluştuğunun açıklanmasına ve firma değerinin tespitine ilişkin yöntemlere yer verilmektedir.

Değerin tespiti salt birleşme ve satın almalar için odaklanılan bir işlem olmamalı, yöneticiler değer yaratım sürecinin stratejik planlamayı yönlendirdiğini, şirketin faaliyetlerinde odaklanılacak hususları gösteren ve şirkete yön veren bir iş olduğunu bilmelidir (Evans ve Bishop, 2001, s.1). Değerleme yapabilmek için şirketlerin işleyişine ve içinde buldukları piyasanın özelliklerine ilişkin bilgi sahibi olunması, risk analizi yapılması ve tahminlerde bulunulması gerekmektedir. Bütün bunlar şirketlerin sadece alım satım konu olduklarında değil, faaliyetlerini yürütürken de değerlendirme anlayışından istifade edebileceklerini göstermektedir.

#### 1.1 GENEL ANLAMDA DEĞERLEME VE FİRMA DEĞERLEMESİ

Ekonomik hayat; mal ve hizmetlerin, para ve daha az likit olan diğer varlıkların ve firmaların el değiştirdiği dinamik bir döngüdür. Bu nedenle varlıklara ve firmalara değer biçilmesine, ekonominin işleyişi içerisinde sıklıkla ihtiyaç duyulmaktadır. Her bir varlık çeşidinin ve faaliyette bulunduğu sektöre, ülkeye, zamana, koşullara göre farklı özelliklere sahip bulunan firmaların değerlerinin tespiti farklı uzmanlık alanlarına, tecrübeye, bilgiye ve öngörüye dayanmaktadır. Varlık ve firma değerlendirme yapılmasına çeşitli nedenlerle ihtiyaç duyulabilmektedir.

Gerçek olsun finansal olsun her varlığın bir değeri vardır ve varlıklara başarılı yatırım yapılmasında ve bu varlıkların başarıyla yönetilmelerinde değer ne olduğu ile beraber değer kaynaklarının da anlaşılması gerekmektedir. Bazı varlıkların değerlendirme diğerlerine nazaran daha kolay olsa da her varlık değerlendirilebilir (Damodaran, 2002, s.1).

Değer kavramı, tarihsel olarak varlık değeri anlamında ele alınmış bir kavramdır. Şirketlerin değeri ve bu değerın kaynağı ile herhangi bir varlığın değeri ve bu değerin kaynağı arasında bir kısım benzerlikler bulunmaktadır. Şirketlerin de kullanım ve değişim değerleri bulunduğunu belirten Gözen (2001:15); hissedarlarına temettü, devlete vergi, kreditoörlere faiz, çalışanlara maaş veya ücret şeklinde fayda üreten şirketlerin kullanım değerinin, ilgili çıkar gruplarının elde ettikleri faydalara karşılık geldiğini, şirket hisselerinin yeni yatırımcılara satışında ortaya çıkan değerin ise, şirket hisselerinin değişim değerine karşılık geldiğini ifade etmektedir.

### **1.1.1 Değer, Fiyat, Değerleme ve Fiyatlandırma**

Günlük hayatta değer ve fiyat kavramları birbirinin yerine kullanılmakta, buna bağılı olarak değerlendirme ve fiyatlama kavramları için de aynı durum yaşanmaktadır. Konunun kavramsal bir bütünlük içerisinde ve farklı boyutları kapsayacak biçimde ele alınabilmesi için, değer kavramından başlanarak bu kavramların açıklanmasında fayda bulunmaktadır.

Değer kavramı felsefi, iktisadi, finansal, psikolojik vb. bakış açılarından farklı anlam ve bağlamlara sahip olabilecek bir kavramdır. Modern ekonomi biliminden çok önce sosyal bilimcilerin ve düşünürlerin değer konusunu ele aldıkları, ihtiyaçların karşılanmasında kullanılan maddelerin değerinin kaynağının ne olduğu sorusuna cevaplar arandığı ve bu arayışta emek, fayda ve kıtlık kavramlarının öne çıkarıldığı görülmektedir. Bu alanda yapılan açıklamalara ve üretilen tezlere rağmen değer konusunda kesin kabul gören bir sonuca da ulaşamamıştır (Kumbaracıbaşı, 1976, s.132).

Değer kavramının en fazla öneme sahip olduğu alanlardan birisi iktisattır. İktisadın temel ilgi alanları arasında değerın kaynağı, malların ve hizmetlerin mübadelesinde ortaya çıkan değer sorunu, değerın oluşturulması ve paylaşımına ait sorunlar öne çıkan önemli konulardandır. İktisatta normal olarak değer kavramı, değerın nesnel tarafını teşkil eden değişim değerini ifade etmektedir. Bu değer, bir maldan bir birim elde edebilmenin karşılığı olan para ya da başka bir mal cinsinden ölçülür. Para ile ölçüm

yapılır ise, değişim değeri malın piyasa fiyatı anlamına gelir. Burada malın fiyatını arzu edilirliliği (talep) ve kitlediği (arz) belirler. Hem arzu edilir, hem de kitleden olan malın değişim değeri olur. Arzu edilmeyen ya da aşırı derecede bol olan malın değişim değeri olmaz (Seyidoğlu, 2002, s.107-108).

Varlıkların değişim değerinin yanında bir de kullanım değeri vardır. Değerin öznel tarafı olan bu değer kavramı bir malın sağladığı faydanın karşılığı olan değeri ifade etmektedir. Bir malın kullanım değeri, değişim değerinin aksine o malın kitleden derecesi ile ilgilenmemektedir. Havanın değişim değeri bolluğundan ötürü sıfırdır ama kullanım değeri çok büyüktür. Elmanın kullanım değeri pek düşükken, değişim değeri kitleden dolaylı çok yüksektir (Seyidoğlu, 2002, s.372).

Vergisel açıdan, muhasebe açısından, iktisat açısından, finans açısından vb. farklı değer kavramlarından bahsedilebilir. Şirket değerlemesi kavramı, finansal anlamda değerin tespit edilmesini ifade eder (Sipahi ve diğerleri, 2011, s.2).

Fiyat kavramı; bir mal veya hizmet karşılığında istenen, teklif edilen ya da ödenen parasal miktarı ifade etmektedir. Ayrıca fiyat, özel koşullar altında alıcı ve satıcının bir mal ve hizmete biçtiği değerin göreceli ifadesidir. Değer kavramı; bir mal ya da hizmet için alıcı ve satıcı tarafından belirlenecek olan fiyatın temsilcisi olan iktisadî bir kavramdır. Değer, mal ya da hizmetin bünyesinde mevcut bulunan faydalılığı ifade etmektedir (Chambers, 2009, s.5).

Fiyatların nasıl belirleneceği hususu da teoride ve pratikte farklı cevaplar bulmuştur. İktisadi ve düşünsel ayrımların temelinde yer bulan bu temel meselede ortaya çıkan ayrımlara, aynı amaca giden farklı yollar gözüyle bakılabilir.

Fiyatların arz ve talebe göre serbest şekilde belirlendiği sisteme fiyat mekanizması, fiyatların hükümetin idari kararları ile belirlendiği sisteme de fiyat kontrolü sistemi denir. Liberal ekonomik sistem fiyat mekanizmasına dayanırken, Sosyalist ekonomik sistem ise merkezi planlamaya dayanır. Hangi malların, kimler tarafından, hangi miktarlarda üretileceği gibi ana ekonomik sorunların çözümü Liberal düzende fiyat

mekanizması aracılığıyla yapılırken, Sosyalist düzende merkezi planlar tarafından yapılır. Liberal görüşe göre fiyat mekanizmasında, mal ve faktör piyasalarında alıcı ve satıcıların kararları arasında uyum sağlanmakta ve ortaya çıkan dengesizlikler de otomatik olarak giderilmektedir. Ayrıca fiyat mekanizması, ekonomik etkinliği de sağlamaktadır. Gerçekte fiyat mekanizması bu yararları kendiliğinden sağlayan kusursuz bir sistem değildir (Seyidoğlu, 2002, s.204).

Tüketici rantı ve üretici rantı kavramları, fiyat ile değer arasındaki farkı gösteren kavramlar olarak üzerinde durulmaya değer kavramlardır. Örneğin, piyasa fiyatı 5 TL olan bir ürüne tüketici 6 TL ödemeye razı ise, ürünün tüketici için 6 TL değeri, 5 TL fiyatı bulunduğundan 1 TL'lik tüketici rantı oluşmaktadır. Aynı ürünü üretici örneğin 4 TL fiyattan satmaya razı iken satış fiyatının 5 TL olması da 1 TL'lik üretici rantını göstermektedir.

Tüketici rantı kavramını iktisat literatürüne Alfred Marshall kazandırmıştır. Tüketici rantı, azalan marjinal fayda ilkesinin sonucudur. Bir malın ilk biriminin tüketiciye faydası, ilave birimlere göre daha yüksektir. Fiyatın marjinal faydaya eşitlenmesine kadarki ödemelerde, tüketici kendisine sağlanan faydaya kıyasla daha az ödeme yaptığı için, ortaya tüketici rantı adı verilen pozitif fark çıkmaktadır (Seyidoğlu, 2002, s.647).

Üretici rantı ise, rekabetçi bir piyasada bir mal için oluşan tek fiyatın en verimsiz yani maliyetleri en yüksek olan üreticinin ortalama üretim maliyetlerine eşit olmasından dolayı, daha verimli üreticilerin elde ettikleri fazlalığı göstermektedir (Seyidoğlu, 2002, s.682).

Değer ile ilgili olarak üzerinde durulmasında fayda görülen bir diğer kavram da değer paradoksu kavramıdır. İnsan hayatı için çok gerekli olan bir malın fiyatı, bu gerekliliğinin aksine, çok da lüzumlu olmayan bir mala göre çok düşük fiyata sahip olabilir. Bir malın kullanım değeri ile fiyatı arasındaki ilişkiyi koparan, fiyatın sadece talebe değil aynı zamanda arz da bağlı oluşudur. Talebi çok güçlü olan suyun bolluğu onun fiyatının düşük olmasına neden olmaktadır. Bu durum, fiyatın marjinal değere eşitliği, yani bir malın fiyatının sağladığı toplam faydaya değil kullanılan son biriminin



faydasına göre oluşmaktadır (Seyidoğlu, 2002, s.108). Temiz ve içilebilir suyun kıtlaştığı modern hayatta suyun önce parayla satıldığı sonra da fiyatının belli ölçüde yükseldiği görölmektedir. Bunun sebebi, su talebine göre suyun bolluğunda yaşanan daralmadır.

Değerleme kavramı, iktisadî varlıkların değerinin takdirini ve tahminini ifade etmektedir (Chambers, 2009, s.6). Değerleme konusunda, varlıktan varlığa farklı bilgi ihtiyacı ve takip edilecek farklı format söz konusudur. Şaşırtıcı olan husus, varlıkların değerlemesinde kullanılan tekniklerin farklılığı değil, bu tekniklerin temel ilkelerindeki benzerliğin derecesidir. Değerlemede kaçınılmaz olarak belirsizlik olgusu ile karşı karşıya kalınır. Bu belirsizlik çoğu kez değerlenmekte olan varlıktan kaynaklanır, ancak değerleme modeli de bu belirsizliği arttırabilir (Damodaran, 2002, s.1).

Değerlemenin bilimselliği ise farklı bir tartışma konusudur. Değerleme yapan bir değerleyici, ulaşmak istediği bir değerini peşinen kabul edip bir kısım yöntemleri bu kabulün aracı haline getirebilir. Karan (2004:337), değerini varlığa para ödeyerek sahip olmak isteyenlerin belirlediğini ve olayları anlama yeteneği, psikolojik ve duygusal etkilere bağlı olarak satın alma isteği değişkenlik gösterebileceğinden dolayı değerlemenin pozitif bir bilim olarak nitelenemeyeceğini ifade etmektedir. Gözen (2011:9-10) ise; değerlemenin farklı analistlerin farklı sonuçlara ulaşabilmesinden dolayı bilimin konusu olamayacağını öne süren görüşlerin haklılık payı bulunmakla birlikte, değerlemenin sonucunun değil değerleme süreci ve modelleme çalışmalarının bilimin konusunu teşkil etmekte olduğunu, sonuçların analiz edilmesinin ve sınanmasının da bir başka çalışma alanını teşkil ettiğini belirtmektedir. Dolayısıyla, bilimselliği tartışmalı olmakla birlikte değerlemenin süreç ve sonuç olarak bütün bütün bilim dışı olmadığı da kabul edilmelidir.

Değerlemede ve fiyatlamada ortaya çıkan farklılık, işin doğasında yer alan insan unsurunun ve birbirinden farklı bakış açılarının ve amaçların varlığının bir sonucu olarak değerlendirilebilir. Fernández (2007:2), bu konuda dikkate değer bir örnek vermektedir: Bir firmanın değerini alıcıdan alıcıya değerisebilir ve ayrıca alıcı ile satıcı için farklı da olabilir. Örneğin, büyük ve yüksek teknoloji sahibi yabancı bir şirket yerel bir

piyasada faaliyet gösteren bir firmayı satın alarak o firmanın saygınlığını kullanmayı ve böylece o yerel pazara girmeyi hedefliyor olsun. Bu durumda alıcı, firmanın markasını değerleyecektir. Satıcı ise, mevcut varlıkları ile kendisinin zaten faaliyetlerine devam edebileceğini dikkate alarak kendi varlıklarına değer biçecektir. Değer ile fiyat arasındaki ayrım örnekte belirginleşmektedir. Örnekteki satın alma işleminde satıcı ve alıcının anlaştığı tutar fiyattır ve değer ile farklı kavramlardır.

### 1.1.2 Değer Türleri

Değerleme yöntemine, amacına, yaklaşımına göre, değerlendirilen varlığın türüne göre ve değerlemenin dayandığı varsayımlara göre farklı değer kavramları ortaya çıkmaktadır. Bu değer tanımlarından bazıları; defter değeri, nominal değer, piyasa değeri, tasfiye değeri, işleyen teşebbüs değeri, gerçek değer, makul değer, hurda değeri, yeniden yapma değeri, şerefîye değeri olarak örneklendirilebilir.

Defter değeri, bir varlığın bilançoda görülen kayıtlı değerini ifade etmektedir. Nominal değer, hisse senedi ve tahvil gibi varlıkların üzerinde yazan değerleridir. Piyasa değeri, bir varlığın ticaretinin yapıldığı piyasada arz ve talebe göre belirlenen değeridir. Tasfiye değeri, ‘firma varlıklarının parça parça satılması ile elde edilecek satış gelirinden borçların ödenmesinden sonra kalan tutar’ olarak elde edilen değeri ifade etmektedir. İşleyen teşebbüs değeri, tasfiye değerinin aksine firmanın faaliyetlerini devam ettirmesinden sağlanacak değeri ifade etmektedir. Gerçek değer, firma ile ilgili geçmiş ve geleceğe ait bütün bilgilerin elde mevcut olması halinde hesaplanabilecek olan ve etkin piyasalarda piyasa değerine yakın olması beklenen değerdir. Makul değer, piyasa değerine benzeyen ve genellikle gayrimenkuller için ve varsayımsal olarak vergi hesaplarında kullanılan değişim değerini ifade etmektedir. Hurda değeri ise, bir varlığın ekonomik ömrünü tamamladığı zaman net defter değerinden yüksek bir fiyata satılmasından elde edilecek değerdir (Ercan ve diğerleri, 2006, s.4-7).

### 1.1.3 Değer Teorileri

Değerin tarihsel olarak iktisat başta olmak üzere birçok disiplinin ilgi alanına girdiği daha önce de belirtilmişti. Bunun sonucu olarak değere farklı bakış şekillerini yansıtan değer teorileri ortaya çıkmıştır. Selik (1982:4), kullanım değeri ve değişim değeri ayrımının Aristo'ya kadar dayandığını, sonraki yüzyıllar boyunca değer kavramına farklı yaklaşımlarla bakılarak yeni fikirlerin öne sürüldüğünü, bu kapsamda 'kullanım değerini ifade eden fayda kavramından yola çıkarak değişim değerini açıklayan' görüşler ile 'değişim değerinin faydayla ilişkisini kabul eden fakat değeri esasen emekle açıklayan' emek değer görüşlerinin bu şekilde öne çıkan iki ana değer görüşü olduğunu belirtmektedir.

Değişim değeri ve kullanım değeri konusunda iktisatta üç temel teori vardır:

- (1) Genel kullanım teorileri, "bir malın değerini genel kullanım alanı belirler" görüşünü savunmaktadır.
- (2) Emek-değer teorileri, "bir malın değerini, üretilmesi için kullanılan emek belirler" düşüncesini ileri sürmektedir.
- (3) Marjinal fayda teorisi ise, "malların değişiminde değeri belirleyen arz ve talepteki küçük artışlardan sağlanan faydadır" anlayışına dayanmaktadır (Seyidoğlu, 2002, s.108).

Klasik değer teorisinin öncüsü Adam Smith'dir. Smith, kaynağı emek olan kullanım değeri ile piyasadaki arz ve talebe göre belirlenen değişim değerini ayırmıştır. Emek-değer teorisinde değişim değeri ne olursa olsun gerçek değeri emek miktarı belirler, bununla birlikte ilkel ekonomiler haricinde bu değer tespiti mümkün değildir. Aynı akımdan olan David Ricardo'ya göre nadir mallar ile uluslararası mübadele emek-değer düşüncesinin dışındadır. Klasik teoride değeri kıtlıkla ilişkilendirenler çıkmıştır. Sosyalist değer teorisine göre değer özünü ve kaynağı emektir, emeğin değeri ise işçinin emeğini sürdürebilmesi için gerekli olan harcamalarının miktarı ile ölçülür. Neo-klasik değer teorisinde, "subjektivist değer teorisi" ile "marjinal fayda ve üretim maliyetlerini birleştiren görüş" şeklinde bir ayrım yapılabilir. İlkinde bir malın değeri, o malın

tüketiminde ihtiyaç karşılanmadan önce son kullanılan birimin faydasına (marjinal fayda) eşittir. Malların objektif ve ölçülebilir bir değeri bulunmaz, bireylerin mallardan elde ettikleri tatmin ile değişen göreceli bir değer söz konusudur. İkincisinde değeri, marjinal fayda ile üretim maliyeti birlikte belirlemektedir (Kumbaracıbaşı, 1976, s.133-136).

#### 1.1.4 Değerlemeyle İlgili Yanlış Genellemeler

Bilimselliği üzerinde bir kısım tartışmalar olsa da, önemi ve faydası tartışmasız olan değerlendirme ile ilgili bir kısım yanlış kanaatlerin oluşması da elbette son derece normaldir. Özellikle yüzeysel olarak konuyla ilgilenen ya da değer ve değerle ilişkili bulunan kavramların karmaşık doğasının farkında olmayan kişiler için bu tarz yanlış kanaatlerin oluşması oldukça kolay olacaktır.

Damodaran (2002:2-6) bu kanaatlerin bazılarını ve niçin yanıltıcı olduklarını şu şekilde açıklamaktadır:

- (1) Değerleme modelleri kantitatif olduğundan dolayı değerlendirme objektiftir: Modeller kantitatif olsa da girdiler subjektif yargılara çok açıktır. Birçok değerlemede önce değer belirlenmekte, değerlendirme daha sonra yapılmaktadır! İnsan faktöründen dolayı değerlemede yansızlığı sağlamak kolay değildir.
- (2) İyi araştırılmış ve iyi yapılmış bir değerlendirme zaman üstüdür: Firmaya özgü, sektörel ya da piyasaya ilişkin yeni bilgilerin gelmesi, değeri de etkiler.
- (3) İyi bir değerlendirme değerini kesin bir tahminini verir: Nakit akışları ve iskonto oranları tahminidir. Dolayısıyla değerlemede mutlak kesinlik beklenmesi gerçekçi değildir.
- (4) Model ne kadar kantitatif ise değerlendirme de o kadar iyidir: Modeller karmaşıklaştıkça ihtiyaç duyulan girdi sayısı artar ve bu da girdi hatalarının ortaya çıkma ihtimalini yükseltir. Değerlemede gerekenden fazla girdi kullanılmaması ilkesi benimsenmelidir. İlave tahmin yürütme gerekliliğinin faydası ile maliyeti arasındaki ilişkiye dikkat edilmesi gerekmektedir. Değerlemede sırasında asıl problem az bilgi ile karşılaşmak değil bilakis çok fazla bilgi ile

karşılaşmak olduğundan, analistin bunların önemli olanlarını ayırabilmesi neredeyse kullanılan modeller ve teknikler kadar önemlidir. Dolayısıyla modelin daha fazla kantitatif olması, daha iyi sonuç üretmesini garantilememektedir.

- (5) Değerlemeden para kazanmak için piyasaların etkin olmadığını varsaymak gerekir: Piyasanın etkin olduğunu düşünenlerin, piyasa değerini değer en iyi tahmini olarak alması gerektiği, tersini düşünenlerin de piyasanın hatalarını bulmaya çalışmaları gerektiği ileri sürülebilir. Ancak, özellikle firmaların çalışma şeklinin değişmesinin etkisinin değerlemesinin yapılması veya zamanla piyasa değerinin neden değiştiğinin anlaşılması için etkin piyasaya inananların da değerlendirme yapmasının katkıları olacaktır. Ayrıca, piyasada düşük veya yüksek fiyatlanmış hisse senetlerinin araştırılması etkinliğin oluşumu için ön koşul olarak gözükmektedir. Diğer taraftan piyasada değerlendirme hataları olduğunu kabul edip pozisyon alanlar da nihayetinde piyasanın düzeltme yaparak etkin hale geleceğine inanıyor olmalıdır. Piyasalar hata yapabilir, bunları bulmak ise maharet ve şans ister.
- (6) Önemli olan değerlemenin sonucudur, süreç önemli değildir: Sonuca odaklanmak süreçten sağlanacak değerli bilgilerin gözden kaçırılmasına neden olabilir. Değerleme özellikle değişkenlerin değere etkilerinin derecesinin anlaşılmasına katkı sağlamaktadır.

### **1.1.5 Firma Değerlemesine İhtiyaç Duyulan Haller**

Bir şirketin değerinin ne olduğunun tespit edilmesine ihtiyaç duyulan bir kısım durumlar söz konusudur. İlk akla gelen durum halka arz gibi hisse fiyatlarının doğru şekilde belirlenmesine ihtiyaç duyulan hallerdir. Özelleştirmeye ya da özel sektör oyuncularını tarafından birleşme ya da satın almalara konu olan bir şirketin de değerinin bilinmesine ihtiyaç olacaktır.

Firma değerinin tespiti, finasta temel olarak üç alanda önemlidir: Değerin yönetimi açısından “işletme finansmanı”, değer işlemlerin gerçekleşmesi öncesinde tahmin edilmesi ihtiyacı bakımından “birleşme ve satın almalar” ve değerlemenin piyasa değeri ile gerçek değer kıyası üzerinden alım satım pozisyonu belirlemeye ışık tuttuğu “portföy

yönetimi". İşletme finansmanında firma değerinin maksimizasyonu sağlanacak şekilde kararlar alınması gerekmektedir. Birleşme ve satın almalarda doğru işlem fiyatının öngörülmesi amacıyla değerlemeye ihtiyaç duyulmasına neden olmaktadır. Portföy yönetiminde ise, özellikle temel analiz yaklaşımı bakımından piyasada değerinin altında işlem gördüğü tespit edilen hisse senetlerinin portföye eklenmesi stratejisinin uygulanabilmesi değerlendirme yapılmasını zaruri kılmaktadır (Üreten ve Ercan, 2000, s.6-9).

Yazıcı (1997:13), değerlemeye ihtiyaç duyulabilecek haller arasında iflas ve şirketin teminat gösterilmesi hallerini de saymaktadır.

### **1.1.6 Firmanın Amacı ve Firma Değerinin Oluşumu**

Firmanın amacının ne olduğu sorusu, cevaplanması kolay bir soru gibi görülebilir. Ancak, firmanın amacının ne olduğuna tarihsel olarak farklı cevaplar verilmiştir. Firmanın amacı, bu amacın araçları ve bunların firma değeri ile ilişkisi, üzerinde durulması gereken hususlardır.

Firmanın amacı kâr maksimizasyonu olarak ifade eden genel anlayış 20 nci yüzyılın ikinci yarısından itibaren tartışmaya konu olmuştur. Kâr kavramı tek başına ele alındığında yeterince açık bir kavram değildir. Günümüzde firmanın amacı net bugünkü değerini hissedarları açısından maksimize etmek olarak ifade edilebilir. Bu amaç diğer çıkar çevrelerinin de lehine sonuçlar doğurur: Çalışanlar daha iyi koşullarda çalıştırılır, devlete ödenecek vergi artar, finans kuruluşlarına borçlar düzenli olarak geri ödenir, ortaklara hem temettü hem de sermaye kazancı anlamında getiri sağlanır (Üreten ve Ercan, 2000, s.1-2).

Firma amacını hissedarlar için firma değerini maksimize etmek olarak gören finansal yönetimin, bu amaca yönelik çeşitli araçları bulunmaktadır. Her biri aynı amaç için var olan bu araçlar, firma içerisinde uyumlu ve karşılıklı etkileşim halinde kullanılırlar.

Finansman politikası, yatırım politikası ve temettü politikası, finansal yönetimin temel politikalarını oluşturmaktadır. Finansman politikası firma değerinin maksimum olmasını sağlayacak olan sermaye yapısının araştırılmasına, yatırım politikası firma değerinin maksimum olmasını sağlayacak varlık yatırımlarının araştırılmasına ve temettü politikası da firma değerini maksimize edecek temettü politikasının araştırılmasına dayanmaktadır (Üreten ve Ercan, 2000, s.3-4).

Finansal olarak firmaların faaliyetlerinden değer yaratabilmesi için, Yatırılan Sermayenin Getirisinin (Return on Invested Capital-ROIC), Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyetinden (AOSM) büyük olması gerekmektedir (Üreten ve Ercan, 2000, s.17). AOSM kavramı ve hesaplanmasına ilişkin hususlar takip eden bölümlerde açıklanmaktadır.

### **1.1.7 Firma Değerini Etkileyen Faktörler**

Firma değeri; firmanın kendi içindeki bir kısım değişkenlerden, firmanın içinde bulunduğu sektörle ilgili gelişmelerden ve gerçeklerden, ülke ekonomisindeki hareketlerden ve küresel ekonominin içinde bulunduğu durumdan etkilenebilir. Tez konusu olan şirketler açısından bakıldığında, düzenleyici otoritenin karar ve uygulamaları ile faaliyet sahasındaki mevzuatın da değer üzerinde ciddi bir etkisi olduğu tespiti yapılmalıdır.

Üreten ve Ercan (2000:19, 52), firma değerinin oluşumunu sağlayan unsurları “firma içi unsurlar”, “firma dışı unsurlar”, “sermaye yapısı uygulamaları”, “temettü politikası” ve “yatırımcılarla iletişim” olarak sınıflandırmakta ve firma dışı unsurlar ve finansal uygulamalar firma değerini önemli ölçüde etkilese de değere asıl etkisi olan unsurların firma içi unsurlar olduğu belirtmektedir.

Yazıcı (1997:8), şirket değerini etkileyen başlıca faktörleri şu şekilde sıralamaktadır: Sektör ve ekonominin genel durumu, sektöre giriş koşulları, sektör büyüklüğü ve büyüme hızı, mal ve hizmet fiyatlarının tespiti ve gelecekteki seyri, firma büyüklüğü, faaliyette kullanılan varlıklar, araştırma ve geliştirme (AR-GE) faaliyetleri, teknoloji,

şerefiye, kuruluş yeri, geçmişi, sermaye yapısı, kamu ve özel sektör payı, likiditesi, dikey bütünleşme derecesi, geçmiş kazançları ve gelecek potansiyeli, temettü politikası ve temettü dağıtabilme gücü, yatırım ihtiyacı, yatırımların ekonomik ömrü, hurda değeri, sabit ve değişken maliyetlerin payı, mal ve hizmetlerin pazarlanabilirliği, gerçekleştirilecek yatırım projeleri, fiyatların yükselme olasılığı ve tekel haklarının geleceği. Bu uzun listedeki pek çok faktör, tezde ele alınan şirketlerin değeri bakımından son derece kritik öneme sahiptir. İlerleyen bölümlerde bu hususlarda açıklamalara yer verilmektedir.

### **1.1.8 Finansal Tablolar ve Değerleme**

İşletmenin mali yapısı, kârlılığı ve kullandığı fonların kaynakları hakkında işletme sahiplerine, kredi verenlere ve diğer ilgililere belli aralıklarla bilgi aktarmakta kullanılan tablolar finansal tablolar (mali tablolar) olarak adlandırılır (Akdoğan ve Tenker, 2007, s.3).

Karan (2004:470) tarafından otomobillerin gösterge panellerine benzetilen finansal tablolar; firmaların nereye doğru gittiğinin anlaşılmasına yardımcı olan, değişik çıkar gruplarına bilgiler sunan ve içerdikleri bilgiler yoluyla bir kısım analizlere imkan tanıyan araçlardır.

Temel finansal tablolar bilanço ve gelir tablosudur. Bilanço ve gelir tablosu birbirinden farklı özellikte olsalar da birbirlerini tamamlarlar ve aralarında sağlam bir bağlantı vardır. İçerdiği kalemlerin geleceğe ait detaylar taşımasından dolayı, “bilanço geleceğin gelir tablosudur” önermesi ileri sürülmüştür. Örneğin maddi duran varlıklar, stoklar, borçlar gibi bilanço kalemleri gelir tablosunun gelecekteki haline dair işaretler taşımaktadır.

Bilanço, bir işletmenin belli bir andaki finansal durumunun gösterildiği, ait olduğu tarih itibariyle işletmenin fotoğrafını sergilediği söylenebilecek bir finansal tablodur (Koç Yalkın, 2001, s.61). Gelir tablosu ise, işletmenin belli bir dönemdeki faaliyetlerinin sonuçlarını gösterir. Bilançonun statik özelliğinin (anın fotoğrafı oluşunun) zıddına,



dinamik yapıdadır. Bilançoda o dönemin faaliyet sonucuna ait olarak yer alan tek kalem olan dönem net kâr veya zararının nasıl oluştuğu, gelir tablosunda ayrıntılı olarak gösterilmektedir (Koç Yalkın, 2001, s.79).

Değerleyici açısından, finansal tablolardan geçmişe ait olarak alınan bilgiler kullanılarak geleceğe ait tahminler oluşturulduğu için finansal tabloların çok büyük önemi vardır. Nakit akışları, bilanço ve gelir tablosu kalemleri ile ilgili öngörülere dayanılarak tahmin edilmektedir. Defter değeri de doğrudan doğruya finansal tablolardan hareketle tespit edilen bir değer türüdür. Her koşulda finansal tabloların değerlendirme açısından merkezi ve kilit bir role sahip olduğu açıktır.

Değerleme ile finansal tablolar arasındaki ilişkinin değerlendirilmesinde son olarak şu hususa da dikkat çekilmelidir: Bilançoda görülen aktif - pasif (borçlar + özkaynaklar) eşitliğinde olduğu gibi, nakit akışlarında da benzer bir eşitlik söz konusudur. Yani; varlıklardan sağlanan nakit akışı, kreditorlere nakit akışı ile hissedarlara nakit akışının toplamı şeklinde ifade edilebilir (Ross ve diğerleri, 2003, s.35).

Tezde ele alınan şirketler açısından finansal tablolardan ziyade düzenleme ile ilgili tabloların daha ön planda olduğu belirtilmelidir. Dağıtım faaliyetinde, finansal tablolarda gözükten performansın iyi ya da kötü olması çok önemli değildir. Zira gelir tavanı metodolojisi gereği düzeltmeler takip eden dönemlerde yapılmaktadır. Bu nedenle iyi gözükten sonuçlar aslında kötü, kötü gözükten sonuçlar da aslında iyi olabilir. Perakende satış faaliyetinde ise satılması öngörülen miktar, satış fiyatı ve kâr marjı tahminine göre belirlenen performans geçmiş gerçekleştirmelerle çok bağlantılı değildir. Bu faaliyet için en önemli husus serbest tüketici hareketlerinin net sonucudur. Daha açık ifadesiyle şirketin elinden çıkan tüketiciler ve şirket portföyüne giren tüketicilerin toplam satışlar üzerindeki etkisidir. Değerlemesi yapılan şirketlere özgü durumlar tezin ilerleyen bölümlerinde açıklanmaktadır.

## 1.2 FİRMA DEĞERLEME YAKLAŞIMLARI

Firma değerlemesi, birbirinden farklı yöntemler kullanılarak yapılabilir. Yöntemlerden hangisinin ya da hangilerinin kullanılacağını belirleyecek çeşitli faktörler söz konusudur. Özellikle firma hisselerini satın almak isteyen yatırımcının amacına göre farklı değerlendirme tekniklerinden söz etmek mümkündür. Eğer bir firma satın alındığında tasfiye edilecek, varlıkları satılarak paraya çevrilecek mahiyette bir firma ise, kullanılacak değerlendirme yaklaşımı buna göre olmalı, aynı firma satın alındığında faaliyetleri sürdürülerek nakit akışı yaratılacak ise bu defa da bu duruma uygun bir değerlendirme yaklaşımı ortaya konmalıdır. Esasen yukarıda bahsi geçen değer türleri de, kullanılacak değerlendirme yaklaşımı ile yakın ilişki içerisinde bulunmaktadır.

Chambers (2009:207) değerlendirme yaklaşımlarını üç kategoride incelemektedir:

- (1) Firma değerini firmanın varlıkları ve yükümlülükleri ile ilişkilendiren aktif bazlı yaklaşım (defter değeri yöntemi, tasfiye değeri yöntemi, net aktif değeri yöntemi gibi),
- (2) Firma değerini karşılaştırılabilir firmaların piyasalarda oluşmuş hisse senedi fiyatları ile ilişkilendiren piyasa değeri yaklaşımı (fiyat/kazanç oranı yöntemi, piyasa değeri/defter değeri oranı yöntemi, fiyat/nakit akış oranı yöntemi, marka değeri yöntemi gibi),
- (3) Firma değerini gelecekte yaratılacak nakit akışları ile ilişkilendiren gelir yaklaşımı (İNA yöntemi, indirgenmiş kâr payları yöntemi gibi).

Fernández (2007:1), ana değerlendirme yöntemlerini altı sınıfa ayırarak incelemektedir: Bilanço esaslı yöntemler (defter değeri, düzeltilmiş defter değeri, tasfiye değeri, yeniden inşa değeri), gelir tablosu esaslı yöntemler (çarpan kullanımı), karışık yöntemler, İNA yöntemleri, değer esaslı yöntemler (EVA-ekonomik katma değer, ekonomik kâr vb.), opsiyon esaslı yöntemler (Black and Scholes vb.).

Mercer ve Harms (2008:28-29)'in yaptığı genel açıklama da benzer bir klasifikasyonu içermektedir:

- (1) Varlıkların faaliyete geçecek şekilde yeniden yapılması veya yenilenmesinin maliyetinin dikkate alındığı maliyet yaklaşımı ya da varlık bazlı yaklaşım,
- (2) Geliri ölçmede kullanılan büyüklüklerin bugüne indirildiği veya kapitalize edildiği gelir yaklaşımı,
- (3) Değeri tespit edilmek istenen şirketin finansal göstergelerinin piyasalardan elde edilen büyüklüklerle kıyaslanmasına dayanan piyasa yaklaşımı.

Damodaran (2002:11,21), değerlemede genel anlamda üç yaklaşımdan söz etmektedir: Bir varlığın değerini o varlığın beklenen gelecek nakit akışlarının bugünkü değeri ile ilişkilendiren İNA yöntemi, bir varlığın değerini ortak bir değişken esas alındığında kendisiyle karşılaştırılabilir nitelikte olan başka bir varlığın değerine göre öngören göreceli değerlendirme yöntemi ve opsiyon özelliği taşıyan varlıkların değerini opsiyon fiyatlandırma modelleri kullanarak belirleyen koşullu hak değerlemesi yöntemi (contingent claim valuation). Diğer taraftan, bu üç yaklaşıma ilaveten aktif esaslı değerlendirme yöntemleri denilen, tasfiye değeri ya da yeniden yapma değerinden hareketle firma değerinin tespit edilmesi yaklaşımının diğerlerine alternatif olmadığını, çünkü tasfiye değerinin veya yeniden inşa değerinin bahsi geçen diğer üç yöntemden biri ile tespit edileceğini ifade etmektedir.

Tarihsel olarak hangi değerlendirme ile ilgili hangi kavramların ön plana çıktığı aşağıdaki tabloda (Tablo 1) gösterilmektedir.

**Tablo 1:** Tarihsel Süreçte Öne Çıkan Değerleme Kavramları

1920'ler	1970'ler	1980'ler	1990'lar
-Dupont Modeli -Yatırımın Getirisi	-Hisse Başına Kazanç -Fiyat/Özkaynak Katsayıları	-Piyasa/Defter Katsayıları -Özkaynak Getirisi -Net Aktiflerin Getirisi -Nakit Akışı	-Ekonomik Katma Değer (EVA) -EBITDA (Faiz, Vergi, Amortisman Öncesi Kâr) -Piyasa Katma Değeri (MVA) -Balanced Scorecard -Toplam Hissedar Özkaynağı -Yatırımın Nakit Akış Getirisi

**Kaynak:** Ampuero, M., Goranson, J., Scott, J., 1998, s.46

Aşağıdaki bölümlerde indirgenmiş nakit akışlarına dayalı değerlendirme yöntemi, göreceli değerlendirme yöntemleri ve opsiyon değerlendirme yaklaşımları incelenmektedir.

### 1.2.1 İndirgenmiş Nakit Akışları Yöntemi

1929’da hisse senedi piyasasında yaşanan çöküşten sonra hisse senedi değerlemesinde popüler olan İNA yönteminin mevcut ekonomik formunda ilk kez Irving Fisher’in 1930 tarihli “*The Theory of Interest: As Determined by Impatience to Spend Income and Opportunity to Invest It*” adlı çalışmasında, geçerli bir değerlendirme yöntemi olarak ele alındığı görülmektedir

(<http://www.management-logic.com/toolbox/finance/DCF/Index.html>, Erişim tarihi: 03/11/2014).

İNA yönteminde sıklıkla karşılaşılan serbest nakit akışı kavramı, bir firmanın sabit sermaye yatırımı veya işletme sermayesi yatırımı için ihtiyaç duymadığı ve böylece kreditorlerine ve hissedarlarına serbestçe dağıtabileceği nakdi ifade etmektedir (Ross ve diğerleri, 2003, s.37).

İNA yönteminde değer, aşağıdaki şekilde hesaplanmaktadır:

$$\text{Değer} = \sum_{t=1}^{t=n} \frac{NA_t}{(1+r)^t}$$

Burada;

n: Varlığın ömrü,

NA<sub>t</sub>: t dönemindeki nakit akışı

r: Tahmini nakit akışının riskliliğini yansıtan iskonto oranıdır

(Damodaran, A., 2002, s.12).

Varlığın nakit akışı yarattığı süre boyunca, öngörölmüş nakit akışlarının iskonto oranıyla bugüne indirgenmesine dayanan bu yöntem, uygulamada sıkça kullanılmakta olup bilimsel yanının güçlü oluşu ile dikkat çekmektedir. Gerçekten de bir varlığın

değerini, gelecekte yaratacağı nakit akışlarına göre belirlemenin bilimsel temelleri bulunmaktadır. Paranın zaman değerini dikkate alarak bugünkü değer hesabı yapılması, yaratılacak nakit akışlarının tahmin edilmesi, bu yöntemin özünü oluşturmaktadır. Halk arasında bilinen, bir evin değerini cari kira üzerinden 10-20 yıl gibi bir sürede elde edilecek kira gelirine eşitleyen fakat paranın zaman değeri ihmal eden yaklaşım da bir çeşit nakit akışına dayanan değerlendirme yöntemidir.

İNA yöntemi ilk bakışta kolay görünse de, geleceğe ilişkin belirsizliklerin arttığı oranda uygulanması zorlaşan bir yöntemdir. Özellikle Türkiye gibi ülkelerde, kısa vadeden öteye sağlıklı tahmin yapmanın zorluğu ortadadır. Örnek vermek gerekirse; Kurumlar Vergisi oranında yapılacak bir artış/azaltma, mevzuatta yapılan bir değişiklik, ekonomide yaşanan ve makroekonomik parametreleri etkileyen herhangi bir olumsuzluk, iktidar değişimi vb. faktörler yapılmış olan bütün değerlendirme hesaplarını alt-üst edebilir.

Bu yöntemde gelecek nakit akışları tahmin dönemi için tahmin edilir ve belirlenecek iskonto oranı ile indirgenerek ‘tahmin dönemi nakit akışlarının bugünkü değeri’ hesaplanır. Genellikle 5-10 yıl olan tahmin döneminin sonundan sonsuza kadarki nakit akışlarının bugünkü değerinden elde edilen değer (terminal value), tahmin dönemi nakit akışlarının bugünkü değeri ile toplanarak firma değerine ulaşılır (Chambers, 2009, s.234).

Bu yöntem beklenen gelecek nakit akışları ve iskonto oranlarına dayandığı için, en kolay olarak halihazırda pozitif nakit akışlarına sahip olan ve gelecek dönemler için belli ölçüde güvenilirlikle nakit akışları tahmin edilebilen firmalarda ve iskonto oranının tespitinde kullanılacak riski temsil eden bir değişkenin mevcut olması durumunda kullanılabilir. Bu idealize durumdan uzaklaşıldıkça, İNA yöntemiyle değerlendirme de o kadar zorlaşır (Damodaran, 2002, s.16).

İNA yönteminin problemlerle karşılaşabileceği ve uyarılma yapılmasının gerekebileceği bazı durumlar vardır:

- (1) Firmanın işleyen teşebbüs olarak yatırımcılarına pozitif nakit akışları sağlamasına dayanan İNA, sorunlu firmalarda iyi sonuç vermez.
- (2) Ekonomik büyüme ve daralmalara göre büyüyüp küçülen döngüsel firmalarda da nakit akışlarının sağlıklı tahminini yapmak zordur ve İNA yönteminden iyi sonuçlar beklenmez.
- (3) Kullanılmayan varlıkları olan firmaların değerlendirilmesinde, bu varlıkların değeri beklenen nakit akışlarının indirgenmesi ile bulunan değer içerisinde yer almaz. Bu durumda bu varlıkların değeri dışsal olarak elde edilebilirse nihai değer hesabına dahil edilebilir.
- (4) Halihazırda kullanılmayan patent veya lisanslara sahip firmaların mevcutta ve yakın gelecekte öngörülen nakit akışları olmayabilir. Bu tarz firmaların patent ve lisanslarının değeri İNA yöntemiyle elde edilen değerde içerilmediğinde, değer olduğundan düşük gösterilecektir.
- (5) Yeniden yapılanma sürecinde olan firmalar varlık alıp satma, sermaye yapısını ve temettü politikasını değiştirme, sahiplik yapısını değiştirme gibi risklilik düzeyini değiştiren ve gelecek nakit akışlarının tahmini zorlaştıran işlemler yaparlar. Bu firmaların tarihi verilerinden hareket etmek hatalı sonuçlar verebilir. Nakit akışlarının bu değişimleri yansıtacak şekilde belirlenmesi ve iskonto oranının yeni duruma ve finansal riske göre düzeltilmesi kaydıyla değerlendirilebilir.
- (6) Satın almalarla ilişkilendirilmiş firmalarda İNA yönteminin dikkate alınması gereken en az iki durumdan söz edilebilir: Birincisi, birleşmeden kaynaklanacak sinerjinin varlığı ve bunun öngörülebilmesidir. İkincisi de, istem dışı satın alma durumunda (hostile takeover) yönetim değişiminin nakit akışları ve risk üzerindeki etkisidir. Değer tespitinde bu durumlara göre nakit akışı tahminleri ve iskonto oranı gözden geçirilmelidir.
- (7) Hisseleri borsada işlem görmeyen firmalarda en büyük problem iskonto oranının tespitinde kullanılmak üzere riskin ölçülmesidir, zira birçok risk getiri modelinde risk söz konusu varlığın tarihi değerlerinden hesaplanmaktadır. Bu durumda, hisseleri borsada işlem gören karşılaştırılabilir firmaların riskliliğine bakılması veya muhasebe verilerinden hesaplama yapılması şeklinde alternatif çözümler üretilebilmektedir (Damodaran, 2002, s.16-18).

İNA yönteminde kullanılan nakit akış ölçülerinin her birinin tanımı ve değerlemedeki kullanım şekli son derece önemlidir. Doğru sonuçlara ulaşabilmek için, hangi ölçütün kullanımının ne anlama geldiği, nasıl hesaplandığı bilinmelidir. Aşağıdaki tabloda (Tablo 2) FCFE, FCFE, Faiz ve Vergi Öncesi Kâr (EBIT-FVÖK), Faiz Vergi ve Amortisman Öncesi Kâr (EBITDA-FVAÖK) ölçütleri ve değerlemede kullanımları hakkında bilgi verilmektedir.

**Tablo 2:** Farklı Nakit Akışı Ölçütleri ve Değerlemede Kullanımları

Ölçüt	Tanım	Değerlemede Kullanımı
FCFF	Firmaya serbest nakit akışı	Firmaya olan serbest nakit akışlarının sermaye maliyeti ile indirgenmesi sonucunda, firmanın faaliyetlerde kullanılan varlıklarının (operating assets) değerine ulaşılır. Firma değerini elde edebilmek için, faaliyetlerde kullanılmayan varlıkların (nonoperating assets) değerinin de ilave edilmesi gerekmektedir.
FCFE (Özsermayeye Serbest Nakit Akışı)	FCFF – Faiz(1-t) - Anapara geri ödemeleri + Yeni borç-İmtiyazlı hisse senetlerine ödenen temettü	Özsermayeye olan nakit akışlarının özsermaye maliyeti ile indirgenmesi sonucu özsermayenin değerine ulaşılır.
EBITDA	FCFF + EBIT(t) + Sermaye harcamaları + Çalışma sermayesindeki değişim	EBITDA sermaye maliyeti ile indirgenerek varlıkların değeri bulunursa, vergilerin olmadığı ve firmanın negatif yatırım yapacağı (disinvest) varsayılmış olur. Böyle bir firma için büyüme oranı ya da sonsuz ömür varsaymak tutarsızlık olur.
EBIT (1-t)	FCFF + Sermaye harcamaları – Amortisman + Çalışma sermayesindeki değişim	Bir firmayı değerlemek için vergi sonrası faaliyet gelirleri sermaye maliyeti ile indirgenirse, yeniden yatırım yapılmayacağı varsayılmış olur. Mevcut varlık seviyesini korumak için amortismanlar yeniden firmaya yatırılmaktadır. Sonsuz ömür varsayılabilir fakat büyüme öngörülemez.

**Kaynak:** Damodaran, A., 2002, s.384.

İNA yöntemindeki önemli bir diğer değişken olan iskonto oranının anlamı da üzerinde durulması gereken bir husustur. İskonto oranı, basitçe belirsizlik olarak ifade edilebilecek olan riski yansıtmaktadır. Bu oran, bir yatırım alternatifine para yatırılması için piyasanın istediği getiri oranıdır (Evans ve Bishop, 2001, s.117). Yatırımcının değil yatırımın bir fonksiyonudur, ileriye dönüktür (beklenen getirilere dayanır), defter değeri değil piyasa değeri bazlıdır, çoğunlukla nominal olarak belirtilir (yüksek enflasyonlu ülkelerde reel olarak belirtilmesi daha uygun olur). Genellikle iskonto oranı, sermaye maliyeti ve istenen getiri oranı kavramları birbirinin yerine kullanılır (Pratt, 2002, s.5-7).

İNA yönteminin FCFF ve FCFE ölçütlerine göre yapılmasına ilişkin detaylı açıklamalar takip eden alt bölümlerde sunulmaktadır.

### 1.2.1.1 Firmaya Olan Serbest Nakit Akışları (FCFF) Yöntemi

FCFF'den hesaplanan şirketin piyasa değerinden borçların piyasa değeri düşüldüğünde özkaynakların değerine ulaşılmaktadır.

FCFF şu şekilde gösterilebilir:

FCFF=FVÖK(1-Vergi oranı)+Amortisman-Sermaye harcamaları-Net nakit harici işletme sermayesi değişimi

FCFF yönteminde firma değerinin genel gösterimi ise şu şekildedir (t yılları göstermektedir):

$$\text{Firma Değeri} = \sum_{t=1}^{t=\infty} \frac{FCFF_t}{(1 + AOSM)^t}$$

(Damoradan, 2002, s.387).

FCFF'ye dayalı İNA yönteminde, serbest nakit akışları borç ve faiz öncesi olduğundan borçluluk düzeyinden etkilenen serbest nakit akışları değil AOSM'dir. AOSM



hesabında kullanılan borçluluk düzeyi değişir ise, AOSM de değişeceğinden tespit edilen şirket değeri de farklılaşacaktır. Dolayısıyla, başlangıçta öngörülen hedef borç ve özkaynak oranı büyük öneme sahiptir (Üreten ve Ercan, 2000, s.56) .

FCFF, borç ödemelerinden önceki nakit akışı olduğundan dolayı sıklıkla kaldıraçsız nakit akışı olarak anılmaktadır. FCFF’de faiz ödemelerinden elde edilen vergi avantajına yer verilmez, çünkü sermaye maliyeti hesaplanırken vergi sonrası borç maliyeti kullanıldığı için nakit akışlarında bu avantaja tekrar yer verilmesi mükerrerliğe neden olacaktır (Damodaran, 2002, s.383).

### 1.2.1.2 Özsermayeye Olan Nakit Akışları (FCFE) Yöntemi

FCFE yöntemi, doğrudan özsermaye değerinin hesaplanmasını sağlamaktadır. Bu yöntemde iskonto oranı olarak özsermaye maliyeti kullanılmaktadır. FCFE kullanılarak özsermaye değerinin hesaplanması şu şekilde formülize edilebilir:

$$\text{Özsermaye Değeri} = \sum_{t=1}^{t=\infty} \frac{FCFE_t}{(1 + k_e)^t}$$

$k_e$ = Özsermaye maliyeti

Temettü olarak ödenebilecek nakit akışını veren FCFE, şu şekilde hesaplanabilir:

FCFE=Net gelir-(Sermaye harcamaları-Amortisman)-Nakit harici çalışma sermayesindeki değişim+(Yeni borç-borç geri ödemeleri)

(Damodaran, 2002, s.352).

FCFF ile FCFE kıyaslandığında iki hususa dikkat çekilmesi gerekmektedir:

- (1) FCFE firma içerisinde izlenebilir ve analiz edilebilir bir ölçüttür. Faiz ve anapara ödemelerini nakit çıkışı olarak gösterir. FCFF ise, hiç borcu olmayan ve bu nedene dayalı herhangi bir ödemesi bulunmayan bir firma için nakit akışını verir.

(2) Kimi zaman borçla ilgili ödemelerin sonucunda nakit akışının nihai olarak ne olacağını gösteren FCFE kötüye gidiş halinde uyarı verir, FCFF ise yanıltıcı olabilir (Damodaran, 2002, s.389).

Finansal kaldırıca dair tutarlı varsayımlarda bulunulmuş ise, FCFE ve FCFF yöntemlerinden elde edilecek olan özsermaye değeri birbirinin aynısı olacaktır (Damodaran, 2002, s.399).

### **1.2.1.3 Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti**

İNA yönteminin uygulanmasında kritik adımların birisi de firmanın nakit akışlarının iskonto edilmesinde kullanılacak olan AOSM'nin hesaplanmasıdır. Firmaların iki kaynağı vardır: Özkaynaklar (özsermaye) ve yabancı kaynaklar. İlk bakışta maliyeti yokmuş gibi görünen özkaynaklar, tam tersine borçtan daha maliyetli bir kaynaktır. Bunun asli sebebi, bir firmaya ortak olmanın o firmaya borç vermekten daha riskli olmasıdır. Ayrıca borçların vergi tasarrufu sağlayıcı etkisi de bu sonuca götüren nedenler arasındadır. Evans ve Bishop (2001:118), özkaynakların getirisinin garanti edilmediğinden daha riskli olduğunu ve daha zor ölçüldüğünü, borç ve özkaynakların farklı haklar ve riskler barındırmasından dolayı, bu iki sermaye kaynağının maliyetlerinin de farklılaştığını belirtmektedir.

Özkaynak sahipleri, risklerine mukabil bir risk primi talep ederler. Borç verenler de temerrüt riskine karşı risk primi talep ederler. Borç ve özkaynakların maliyetlerinden oluşan ağırlıklı ortalama değer AOSM'dir (Damodaran, 2002, s.181).

Aşağıdaki tabloda (Tablo 3) borç ve özkaynakların özellikleri arasında bir karşılaştırma yapılmaktadır.

**Tablo 3:** Borç ve Özkaynağın Özelliklerinin Karşılaştırılması

Özellik	Borç (Tahvil)	Özkaynak (Adi Hisse Senedi)
Anaparanın korunması	Vadeye kadar tutulan tahvilin anaparası garanti edilir, tahvilin piyasa değeri ise faiz oranlarına göre değişir.	Anapara korunması yoktur.
Gelir	Sabit yıllık garanti edilmiş faiz getirisi.	Temettü ödemesi finansal duruma, yönetimin tercihlerine ve yönetim onayına bağlıdır.
Tasfiyede öncelik	Sıklıkla tasfiyede genel kreditorlerin bütün hissedarlara karşı önceliği bulunur.	Tasfiyede önceliği, bütün kreditorlerden ve diğer hissedarlardan sonra gelir.
Teminat verilme	Çoğunlukla (borcun doğasına ve hükümlerine bağlı olarak).	Nadiren.
Yönetimde kontrol	Yoktur, fakat bazı işlemlerde kreditor onayı gerekli kılınabilir.	Kontrolün derecesi; ilginin büyüklüğüne, oy haklarına, geçerli yasal kısıtlamalara ve anlaşmalara bağlıdır.
Değer artışı	Sabit faiz ödemesinin ötesinde getiri potansiyeli yoktur.	Getiri potansiyeli sadece şirket performansı ile sınırlıdır, ancak kontrol derecesine, sahiplik yapısına, yasal kısıtlamalara ve anlaşmalara göre değişebilir.

**Kaynak:** Evans, F.C. ve Bishop, D.M., 2001, s.119.

Bu iki kaynağın maliyetlerinin ağırlıklı ortalaması alınmak suretiyle hesaplanan AOSM şu şekilde formüle edilebilir:

$$AOSM = k_d \frac{D}{D + E} + k_e \frac{E}{D + E}$$

Burada,

$k_d$ : Vergi sonrası borç maliyeti,

D: Borçların piyasa değeri,

E: Özkaynakların piyasa değeri,

$k_e$ : Özkaynakların maliyetidir.

Formülden de görülebileceği üzere, bir firmanın faiz işleyen finansal borcu yok ise, bu durumda özkaynak maliyeti AOSM'ye eşit olmaktadır (Üreten ve Ercan, 2000, s.61).

Burada vergi sonrası (vs) olarak hesaplanan AOSM'nin, t vergi oranını göstermek üzere (1-t) ile çarpılarak vergi öncesi (vö) olarak gösterilmesi mümkündür:

$$AOSM_{v\ddot{o}} = \frac{AOSM_{vs}}{(1 - t)}$$

Nominal olarak hesaplanan AOSM ve enflasyon oranı (i) kullanılarak, reel AOSM hesaplanabilir:

$$AOSM_{reel} = \frac{AOSM_{nominal}}{(1 + i)}$$

Değerlemede göz önünde bulundurulması gereken çok önemli bir diğer husus da şudur: Nakit akışları ile indirgeme oranı birbiri ile tutarlı olmalıdır. Örneğin, nakit akışlarının reel ve vergi sonrası olarak hesaplanması durumunda tutarlılık için indirgeme oranı olarak da reel ve vergi sonrası AOSM kullanılmalıdır.

AOSM hesabında bahsi geçen borç kavramından kastedilenin ticari borçlar olmadığı, firmanın finansmanında kullanılan faizli finansal borçlar olduğu vurgulanmalıdır. Ticari borçlar, işletme sermayesi ihtiyacındaki değişim olarak nakit akışı hesaplamasında dikkate alınmaktadır. Zaten ticari borçlara faiz işletilse bile, satılan malın maliyetine yansıtılacağından kârı ve dolayısıyla nakit akışlarını etkileyecektir. Dolayısıyla AOSM hesabına dahil edilmeleri, aynı ödemenin bir kere daha değerlemede dikkate alınması şeklinde bir hataya yol açacaktır (Üreten ve Ercan, 2000, s.70-71).

Sermaye yapısı, borçların maliyeti ve özkaynak maliyeti değişkenleri AOSM'nin hesaplanmasında kullanılan temel değişkenlerdir. Bu değişkenlerin AOSM hesaplanırken ne şekilde dikkate alınabileceğine ve aralarındaki ilişkilere ilişkin olarak üzerinde durulması gereken hususlar aşağıda açıklanmaktadır.

## 1- Sermaye yapısı

Borçların ve özkaynakların ağırlığının mevcut durumdaki ya da geçmiş verilerden elde edilen değerlere göre mi yoksa gelecekte öngörülen sermaye yapısına göre mi tespit edileceği hususu, AOSM hesabının önemli detaylarından birini teşkil etmektedir. AOSM hesaplanırken firmanın hâlihazırda geçerli olan kaynak yapısına göre değil uzun vadede hedeflenen kaynak yapısına göre bir ağırlıklandırmaya gidilmelidir. Bunun temel nedeni, uzun vadeli nakit akışlarının bugüne indirgenmesinde kullanılacak olan iskonto oranının da uzun vadeli bir perspektifi yansıtmasının uygun olacağı, aksi durumun farklı temellerde ele alınmış değişkenlerin birlikte işleme alınması anlamını taşıyacak olmasıdır. Ayrıca, hâlihazırdaki kaynak yapısının firmanın geçmiş kaynak yapısını da yansıtmayabileceği, gelecekte planlanan kaynak yapısına da uygun olmayabileceği dikkatlerden kaçmamalıdır. Bir diğer husus da şudur: AOSM hesaplanabilmesi için dikkate alınması gereken özkaynakların piyasa değeri, hisseleri borsada işlem görmeyen firmalar için AOSM'nin bilinmesini gerektirmektedir. Bu da birbirine bağlı süreçler sorununu ortaya çıkarmaktadır. Dolayısıyla hedeflenen kaynak yapısının baştan temel alınması bu sorunu da baştan çözmektedir (Üreten ve Ercan, 2000, s.65).

Firmanın mevcut sermaye yapısını esas almak, firmanın hayatı boyunca gerçekleşecek olan sermaye yapısını yansıtmayabileceği için yanlıştır. Doğru olan hedef sermaye yapısını esas almak olup eğer firmanın hedef yapıya ulaşmasına kayda değer bir süre olduğu düşünülüyorsa, hedefe ulaşılan kadarki yıllar için farklı AOSM ile indirgeme yapılabilir. Bu da karmaşık bir işlemdir zira aynı zamanda hedef sermaye yapısına ulaşılan kadar geçecek olan sürenin tahminini de gerektirmektedir (Koller ve diğerleri, 2005, s.239).

## 2- Borçların maliyeti

AOSM hesabının bir diğer önemli parçası, borçların maliyetinin hesaplanmasıdır. Borçların maliyeti nasıl bulunmalı, mevcut borç stokunun piyasa değeri nasıl hesaplanmalıdır soruları AOSM hesabı açısından ele alınması gereken sorulardır.

Yukarıda bahsedildiği üzere değerlemede nakit akışlarının, iskonto oranı ile tutarlılığı çok önemli bir husustur. Reel ya da nominal büyüklükler kendi aralarında, vergi öncesi ya da vergi sonrası büyüklükler kendi aralarında karşılaştırmaya konu edilmelidir. Aksi halde tutarsızlık yaşanır ve sonuçlar hatalı olur. Bu tezde vergi sonrası reel nakit akışları hesaplanarak reel ve vergi sonrası AOSM ile indirgenmektedir. Bu şekilde birbiriyle tutarlı büyüklükler karşılaştırılmakta ve tutarlılık sağlanmaktadır.

AOSM hesabına girecek olan borç maliyetinin hesaplanmasında, firmanın fiili borçlanma maliyeti ile hâlihazırdaki piyasa borçlanma maliyetleri eşit olduğunda defter değeri piyasa değeri olarak alınabilir. Faiz oranları borçlanmadan sonra yükselmiş ise, borçların piyasa değeri düşmekte, tersi durumda ise yükselmektedir (Üreten ve Ercan, 2000, s.70). Yani borçların piyasa değeri, tıpkı bono değerlemesinde olduğu gibi oluşmaktadır.

Tahvilleri piyasada işlem gören bir firma için borç maliyeti piyasa verilerinden hareketle hesaplanabilir. Ancak, bu durum daha ziyade finansal piyasaların gelişmiş olduğu ülkelerdeki firmalar için geçerlidir. Alternatif olarak firmanın mevcut borçlanma imkânlarından hareketle borç maliyeti hesaplanabilir. Ancak bu durumda amacın aksine geleceğe değil geçmişe dönük bir yaklaşım kullanılmış olacaktır.

İkinci bir alternatif ise, risksiz orandan hareketle borç maliyeti hesaplanmasıdır. Borç maliyetinin; risksiz oran, temerrüt riski ve vergi avantajı bileşenlerinden hareketle hesaplanacağını ifade eden Damodaran (2002:208,211), yükselen piyasalarda borç maliyetinin hesaplanmasında bu firmaların genellikle derecelendirmeye konu olmamalarından dolayı sentetik derecelendirme yapıldığı, bu sentetik derecelerin ABD ve yükselen piyasa faiz oranlar farkından dolayı çarpıklaşabileceği ve ülke riskinin mevcudiyeti şeklinde üç problemle karşılaşılacağını ifade etmektedir. Bu nedenle borç maliyetinin risksiz orana ülke temerrüt riski ve şirket temerrüt riskinin eklenmesiyle bu piyasadaki firmanın borç maliyetinin tahmin edilebileceği görüşüne yer vermekte, aynı zamanda karşı bir görüşün de bir ülkedeki bir şirketin o ülkeden daha güvenli olabileceği, dolayısıyla ülke riskinin bir kısmına maruz kalacağı hatta hiç maruz olmayabileceği şeklinde olduğunu da belirtmektedir.

Piyasada geçerli olan faiz oranlarını kullanarak borç maliyeti hesaplanması da bir başka yöntem olarak ele alınabilir. Örneğin Malkoç (2009), çalışmada mevduat faiz oranlarına eklediği bir miktar marj sonucu bulduğu toplamı borç maliyeti olarak almıştır. Böylece bankaların maliyet kalemlerinden biri olan mevduatın maliyetinin biraz üzerinde kredi faizi uygulaması mantığına dayalı olarak analizini gerçekleştirmiştir.

Borç maliyetinin, özsermaye maliyetinden daha ucuz olduğu dikkate alındığında firmanın borcunu mümkün olduğunca arttırarak sermaye maliyetini düşürme imkânı olup olmadığı sorusu akla gelebilir. Firmanın bu şekilde hareket imkânı sonsuza kadar süremez, çünkü hem borçluluk düzeyinin artışı ile meydana gelen risk artışı özsermaye yatırımcılarının beklediği getiriye arttırır (risk priminden dolayı), hem de faiz ödemeleri çok yükselen bir firma kar edemediği için borçlanmanın vergi avantajını da kaybeder. Belli bir borç/özsermaye yapısında, özsermaye maliyeti borç maliyetinden fazladır. Ancak, yapı değiştikçe bu ilişki değişirse de oranlar değişmektedir. Değişmeseydi, borç daha ucuz bir kaynak olduğundan özsermayenin hiç olmadığı bir sermaye yapısı optimal yapı olurdu. Gerçek durum bu olmadığından dolayı, tamamen borçla finansman sermaye maliyetini minimize eden seçenek olmaz. Optimal sermaye yapısı borç ve özsermayenin birlikte yer aldığı bir yapıdır.

Aşağıdaki örnek tabloda (Tablo 4) borçluluk düzeyi, özsermaye maliyeti, borç maliyeti, AOSM ve firma değeri ilişkisi sergilenmektedir (D: Borç, E: Özsermaye).

Tablodan borçluluk oranı yükseldikçe hem borç maliyetinin hem de özsermaye maliyetinin yükseldiği, bu şekilde AOSM'nin değişik değerler aldığı ve sonuçta firma değerinin de farklılaştığı görülmektedir.

Bu analizde optimal finansman karmasının kolayca hesaplanabileceği görülse de uygulamada iki sorunla karşılaşılır: Birincisi, bu tablodaki gibi farklı borçluluk düzeyleri için özsermaye maliyeti ve borç maliyeti hazır olarak bulunmaz. İkincisi, finansman karmasından ve dolayısıyla temerrüt riskinden etkilenmeyen faaliyet geliri varsayımı her zaman geçerli değildir (Damodaran, 2002, s.405).

**Tablo 4:** Borçluluk-Özsermaye/Borç Maliyeti-AOSM-Firma Değeri İlişkisi Örneği

D/(D+E) (%)	Özsermaye Maliyeti (%)	Borç Maliyeti (%)	AOSM (%)	Firma Değeri (USD)
0	10,50	4,80	10,50	4.711
10	11,00	5,10	10,41	4.807
20	11,60	5,40	10,36	4.862
30	12,30	5,52	10,27	4.970
40	13,10	5,70	10,14	5.121
50	14,00	6,30	10,15	5.108
60	15,00	7,20	10,32	4.907
70	16,10	8,10	10,50	4.711
80	17,20	9,00	10,64	4.569
90	18,40	10,20	11,02	4.223
100	19,70	11,40	11,40	3.926

**Kaynak:** Damodaran, A., 2002, s.405.

### 3- Özkaynak maliyeti

Yatırımcıların firmadan bekledikleri getiri oranı anlamına gelen özkaynak maliyeti; risk ve getiri modellerinden, temettü büyüme modelinden ya da borçlanma maliyetine risk primi eklenerek hesaplanabilir.

Risk ve getiri modelleri arasında, özsermaye maliyetinin hesaplanması konusunda en çok kullanılan ve en şöhretli yaklaşım olan Sermaye Varlıkları Fiyatlama Modeli (CAPM-Capital Assets Pricing Model) öne çıkmaktadır.

CAPM'e göre özkaynak maliyeti formülü şu şekildedir:

$$k_e = r_f + \beta * (r_m - r_f)$$

Burada;

$k_e$ = Özkaynak maliyeti,

$r_f$ = Risksiz getiri oranı,

$(r_m - r_f)$ = Piyasa risk primi,

$\beta$ = Varlığın getirisi ile piyasa getirisi arasındaki ilişkiyi gösteren katsayıdır.



Çeşitlendirilmiş bir portföyün riskine bireysel hisse senedinin ekleyeceği risk sadece sistematik riskine bağlıdır. Sistematik risk, Beta ile ölçüldüğünden risk primi de Betası ile orantılı olmaktadır. Bir hisse senedine yatırım yapmak için yatırımcıların isteyeceği risk primi, o hisse senedinin sistematik olmayan riskini almak için değildir, çünkü sistematik olmayan risk çeşitlendirme yoluyla çok düşük seviyeye indirilebilir. Risk primi, o hisse senedinin sistematik riskini almak içindir. Buradan da, varyansı (toplam riski) yüksek olan bir hisse senedinin Betası daha düşükse, varyansı düşük ama Betası yüksek bir hisse senedine göre yatırımcılar tarafından daha az risk primi talebi ile karşılanacağı ortaya çıkmaktadır (Bodie ve diğerleri, 1998, s.202-203).

Risksiz getiri oranı ve risk priminden hareketle özsermaye maliyetinin hesaplandığı bu modelde risksiz getirinin ne olduğu, risk priminin nasıl hesaplanacağı soruları ile karşılaşmaktadır. Uygulamada bu değişkenlerin ne şekilde tespit edileceği bir başka sorunu teşkil etmektedir.

Risksiz getiri oranı olarak devlet tahvillerinin faiz oranlarından yararlanılmaktadır. Gelişmekte olan ülkeler için risksiz getiri oranı hesabı, gelişmiş ülke için geçerli olan risksiz getiri oranını ülke koşullarına göre uyarlama şeklinde de yapılmaktadır.

Piyasa risk primi ya da diğer adıyla özkaynak risk primi, yatırımcının riskli varlıklardan oluşan bir portföyden risksiz getiri oranının üzerinde beklediği getirinin bir ölçüsü olup piyasadaki çeşitlendirilmesi mümkün olmayan riski kapsamaktadır (OFGEM Glossary of Terms, s.5)

Özkaynak risk primi hesabında, tarihsel verilerden hareketle piyasa getiri oranı ile risksiz getiri oranı arasındaki farkın hesaplanması yöntemi kullanılmaktadır. Bu kapsamda sürenin ne kadar olacağı ve farkın aritmetik ortalama ile mi yoksa geometrik ortalama ile mi hesaplanacağı soruları ile karşılaşmaktadır. Genel olarak 10 yıldan uzun verilerin kullanılması, aylık verilerde ise 36 aydan uzun bir sürenin alınması önerilmektedir. Aritmetik ve geometrik ortalama konusunda ise her iki görüşü savunanların da argümanları mevcuttur (Karan, 2004, s.345).

Gelişmekte olan bir ülke için piyasa risk priminin hesaplanmasında, gelişmiş bir piyasa için piyasa risk primine ilgili ülkenin risk priminin eklenmesi yöntemi kullanılabilir.

Betanın tespitinde ise, mümkünse firmanın kendi hisse senetlerine ait verilerin kullanılması gerekir. Ancak, firmanın kendi hisseleri borsada işlem görmüyorsa ülke içinde veya gelişmiş ülke piyasalarında aynı sektörde faaliyet gösteren firmaların Beta değerlerinden faydalanılabilir. Bununla birlikte, Beta hesabının doğasında bir yanılma payının varlığı unutulmamalıdır.

KPMG (2005:38-40), bir hisse senedi için tarihsel verilerden hareketle muhtemel Betanın tahmin edilebileceğini, fakat bu tahminin kesin bir tahmin olarak değil bir kılavuz olarak kabul edilmesi gerektiğini şu gerekçelere dayandırarak öne sürmektedir:

- (1) Tahminin hata payı yüksektir ve Beta zamanla önemli derecede değişebilir.
- (2) Dışa düşen değerler (outliers) Beta tahminini ciddi ölçüde etkileyebilir.
- (3) CAPM'de varsayılan evrensel portföyün yerine seçilecek olan piyasa endeksine göre farklı Beta hesaplanacaktır.
- (4) Tahminin günlük, haftalık ya da aylık yapılmasına göre farklı değerler elde edilebilir.
- (5) CAPM ileriye dönüktür, Beta tahminleri geçmişe dayanır ve seçilen döneme göre farklı Beta bulunabilir.
- (6) İlgili firmanın borsada işlem görmemesi halinde sektördeki benzer firmalardan ya da diğer ülkelerdeki firmalardan yararlanmak hatalı sonuçlara neden olabileceği için dikkatli davranılmalıdır.
- (7) Ülkeler, sektörler, firmalar arasındaki farklı kaldıraç oranlarının varlığından ötürü karşılaştırılabilir Betaların önce kaldıraçtan arındırılarak Varlık Betasına dönüştürülmesi ve daha sonra hedef sermaye yapısına göre kaldıraçlandırılması işlemlerinde birbirinde farklı formüllerin kullanılabilir oluşu bir başka karmaşıklık nedenidir.

(8) Düzenlemeye tabi şirketler için, geleneksel CAPM ile tahmin edilen özsermaye maliyetinden daha fazla özsermaye maliyetine sahip olduklarına dair bazı kanıtlar vardır. Beta tercihi teori ve uygulamayı birlikte dikkate almalıdır.

Özsermaye hesabında temettü büyüme modelinden de yararlanılabilir. Sabit hızla büyüyen bir firmanın hisse senedi değerini ödenecek temettü miktarını kullanarak veren modelden özsermaye maliyeti çekilerek hesaplama aşağıdaki gibi yapılmaktadır:

$$P_0 = \frac{D_1}{(k_e - g)} \text{ formülünden hareketle } k_e = \frac{D_1}{P_0} + g \text{ olmaktadır.}$$

Burada;

$P_0$  = Hisse senedinin piyasa değeri,

$D_1$  = Gelecek yıl dağıtılması beklenen temettü miktarı,

$g$  = Temettü büyüme oranıdır

(Karan, 2004, s.353).

Son olarak borçlanma maliyetine risk primi eklenmesi yöntemi ile de özsermaye maliyeti hesaplanabilir. Tahvil ihraç eden bir firma için piyasada oluşan borçlanma maliyeti, tahvilden daha riskli olan hisse senedi için bir dayanak teşkil etmektedir. Risk priminin tahvil maliyetine eklenmesiyle hisse senedi için özsermaye maliyeti elde edilmektedir. Gelişmiş ülkelerdeki firmalara ilişkin risk primi, derecelendirme kuruluşları tarafından belirlenebilmektedir (Karan, 2004, s.353-354).

### 1.2.2 Göreceli Değerleme Yöntemleri

Değeri bilinen bir varlık var ise, bu değeri esas alarak değeri bilinmek istenen başka bir varlığın değeri tespit edilebilir. Göreceli değerlendirme yöntemlerinin arka planında yatan gerekçenin basitçe ifadesi budur. Örneğin, bir sokakta yer alan ve yakın bir zaman diliminde satılmış olan evlerin değeri, o sokaktaki diğer evlerin değeri için bir kriter olarak alınabilir.

Uygulamada en çok kullanılan değerlendirme yöntemi olan göreceli değerlendirme yönteminde, gayrimenkulden hisse senedine kadar birçok varlığın fiyatı benzer varlıkların piyasadaki değeri baz alınarak tespit edilir. Göreceli değerlemede değer; kazanç, nakit akışı, defter değeri veya gelir gibi ortak bir değişken aracılığıyla 'karşılaştırılabilir varlıkların piyasa değerine' kıyasla tespit edilir (Damodaran, 2002, s.18).

Bu yöntemde, seçilen değişkenlere dayalı olarak hesaplanan katsayılar kullanılarak bilinenden bilinmeyene gidilmektedir. Örneğin; satışları 100 birim ve piyasa değeri 1000 birim olan bir şirketi esas alarak, benzer bir şirketin 50 birimlik satışından hareketle piyasa değeri 500 birim olarak tespit edilmektedir.

Piyasa katsayılarını kullanmak yaygın olmakla beraber bunların yanlış kullanımı oldukça olasıdır. Değerin tahrif edilmemesi için, bu yöntemin uygulanmasında dikkatli olunması gerekmektedir. Bu yöntemin temel mantığı, ikame prensibine dayanmaktadır: Satın alınacak bir şeyin eşdeğer ikamesi varsa, bu şeye ikamesini almanın maliyetinden daha fazlası ödenmez. Dolayısıyla firma değeri, uygun bir piyasadaki benzer firmaların değerine kıyaslanarak tespit edilebilir. Uygun piyasanın ne olduğu ve benzer firmaların hangileri olduğu hususunda uzman değerlendirmesi yapılması gereklidir (Evans ve Bishop, 2001, s.155).

Fiyat katsayıları yönteminin uygulanmasında öncelikle karşılaştırılabilir firmalar seçilmelidir. Kullanılacak katsayı, genel ya da değerlemesi yapılan sektöre özgü olarak belirlenebilir. Benzer firmaların katsayılarından ortalamalar hesaplandıktan sonra değerlendirilecek olan firmanın tahmini performansı bu ortalama değerle birlikte değerlendirilerek firma değerinin hesaplanması mümkün olacaktır (Üreten ve Ercan, 2000, s.123-126). Evans ve Bishop (2001:161), karşılaştırılabilir firmaların seçiminde büyüklük, mal veya hizmetler, hizmet verilen pazarlar, finansal performans kriterlerinin yaygın olarak kabul gördüğünü belirtmektedir.

Benzer özellikte firma bulmak, özellikle spesifik sektörlerde değerlendirme yaparken karşılaştırılması olası bir problemdir. Benzer özellikte firmalar bulunsa bile bu firmaların

hisseleri borsada işlem görmüyor olması yahut bu alanda yapılmış kıyasa müsait alım-satım işlemlerinin bulunmaması da bir başka problemdir.

### 1.2.3 Opsiyon Değerleme (Koşullu Hak<sup>4</sup>) Yaklaşımı

Değeri belirlenecek varlığın opsiyon özellikleri taşıması halinde, değerlemenin opsiyon değerlendirme yöntemlerine başvurulması mümkün olabilmektedir. Finansal anlamda opsiyonlar, opsiyon sözleşmesinin taraflarından birine bir alım/satım hakkının kullanılması imkanını verirken, karşı tarafa da ilgili hakkın kullanılması halinde alım/satımı yapma yükümü getirmektedir.

Bir varlığın değerinin; nakit akışlarının ortaya çıkmasının bir olayın olmasına bağlı olması halinde, beklenen nakit akışlarının bugünkü değerinden daha büyük olabileceği kabulü, belki de değerlendirme alanındaki en önemli ve devrimsel gelişmedir. Bu yaklaşım, opsiyon değerlendirme modellerindeki gelişmelerden dolayı yaygınlaşmıştır. Bir varlığı bir opsiyon gibi değerlemek, eğer bu varlığın sağlayacağı ödemeler başka bir varlığın değerinin fonksiyonu ise mümkün olabilmektedir. Patentler ve geliştirilmemiş doğal kaynaklar gibi örneklerde, bir firmanın nakit akışları belli koşulların gerçekleşmesi halinde ortaya çıkmaktadır. Piyasanın bu duruma değer biçeceği düşüncesinden hareketle, opsiyon fiyatlama yaklaşımından istifade edilebilir (Damodaran, 2002, s.22-23).

### 1.2.4 Değerleme Yöntemlerinin Karşılaştırılması

Chambers (2009:235-236), İNA yönteminin üstünlükleri arasında bilimselliği, gelecek performansa dayalı olması, senaryo analizine elverişli olması, firma şerefinessini içermesi gibi özellikleri, eksiklikleri arasında da uygulanmasının (görece) karmaşık olması, subjektif varsayımlara dayanması, belirsizliklerden etkilenmesi ve fazla bilgi ve veriye dayanması gibi özellikleri saymaktadır.

---

<sup>4</sup> “Contingent claim” teriminin çevirisidir.

Göreceli değerlemenin doğru yapılabilmesi için İNA yönteminin anlaşılmasına ihtiyaç duyulduğunu ve opsiyon değerlendirme yaklaşımları varlık değerlemesine uygulanırken sıklıkla İNA değerlemesi ile başladığını belirten Damodaran (2002:11), bu nedenle İNA yönteminin üç ana değerlendirme yaklaşımından biri olmasına ve gerçek hayatta en fazla kullanılan yöntemler göreceli değerlendirme yöntemleri olmasına rağmen, diğer değerlendirme yaklaşımlarının İNA yöntemi üzerine bina edildiğini öne sürmektedir.

En fazla kullanılan iki yöntem olan İNA yöntemi ve göreceli değerlendirme yöntemi, temelde piyasa etkinliğine bakışları açısından ayrışmaktadır. Borsada işlem gören bir firmanın İNA yöntemi ile değerlemesi yapıldığında, piyasanın hata yaptığına ve zamanla hatanın düzeltileceğine inanılmış demektir. Göreceli değerlendirme yönteminde ise, piyasa şirket bazında hata yapsa bile sektörel ortalamalar kullanıldığında bu hataların giderildiği kabul edilmiş olmaktadır (İvgen, 2003, s.193).

İndirgenmiş nakit akışlarına dayalı yöntemlerin tahmine dayalı olması (satış hacmi, faaliyet giderleri, işletme sermayesi, sabit yatırım tutarı, sermaye maliyeti vb.), tahminlerin gerçekçi ve birbiriyle uyumlu olmasının gerekmesi, hataların sonucu çok değiştirmesinden dolayı analistin yaklaşım ve niteliklerine bağlı olması, profesyonel bilgiye dayanması, arkasında yatan finans teorisinin güçlülüğü gibi özellikleri bulunmaktadır. Fiyat katsayılarına dayalı yöntemler, daha çabuk ve kolay hesaplanma, birçok soruyu cevapsız bırakma veya göz ardı etme, tam olarak karşılaştırılabilir firma bulmanın zor olması gibi özelliklere sahiptir. Bu nedenle bu yöntemlerin birlikte kullanılması ve böylece çapraz kontrol yapılması önerilebilir (Üreten ve Ercan, 2000, s.10-11). Nitekim Yazıcı (1997:62) de bir firma için değerlendirme yapılırken mümkün olduğunca fazla yöntem kullanılmasının, değer tespitinde az hata yapılması ve gerçek değere mümkün olduğunca yaklaşılmasına katkıda bulunacağını öne sürmektedir.

Elektrik şirketlerinin değerlendirilmesinde varlık bazlı modeller, özellikle de defter değeri yöntemi yaygın olarak kullanılmaktadır. Fakat elektrik sektöründe varlık yatırımları toplam varlıkların büyük bir kısmını teşkil ettiğinden ve mevcudun yerine yenisini yapmanın maliyeti ciddi ölçüde daha düşük olduğundan defter değeri yaklaşımı gerçek

değerin yanıltıcı bir göstergesini verebilmektedir. Genel anlamda yerine koyma maliyeti ya da yeniden yapma maliyeti yöntemlerinin kullanılması ihtilafli, pahalı ve zaman alıcıdır. Bir dizi nedenden dolayı, en uygun yöntem İNA yöntemidir. Birincisi, model açık biçimde nakit akışı tutarlarının ve zamanlamasını dikkate almaktadır. Elektrik sektörü sermaye yoğun bir sektör olduğu için bu hususun değer üzerindeki etkisi büyüktür. İkincisi, bu model elektrik şirketinin yönetimin manipüle edebileceği bir kalem olan gelirleri üzerinde düzeltmeler yapmaktadır. Son olarak, uygulamada da örneğin bir birleşme ya da satın almada da bu yöntem kullanılmaktadır. İflas halinde yapılacak bir varlık satışında elektrik şirketinin kreditorleri ve hissedarları muhtemeldir ki önemli ölçüde kayıp yaşayacaklardır (Hayward ve Schmidt, 1999, s.238-239).

Yazıcı (1997:62), özelleştirme yönteminin kullanılacak değerlendirme yöntemi üzerinde etkili olduğunu, blok satışlarda ve karlı olan firmalarda İNA yöntemi ve piyasa çarpanları yöntemleri (F/K oranı, F/NA oranı gibi), zarar eden ve faaliyetlerine devam etmesi zor olan işletmelerde tasfiye değeri veya net aktif değeri, halka arzlarda temettü verimi yöntemi ve F/K oranı yönteminin uygun yöntem olduğunu belirtmektedir.

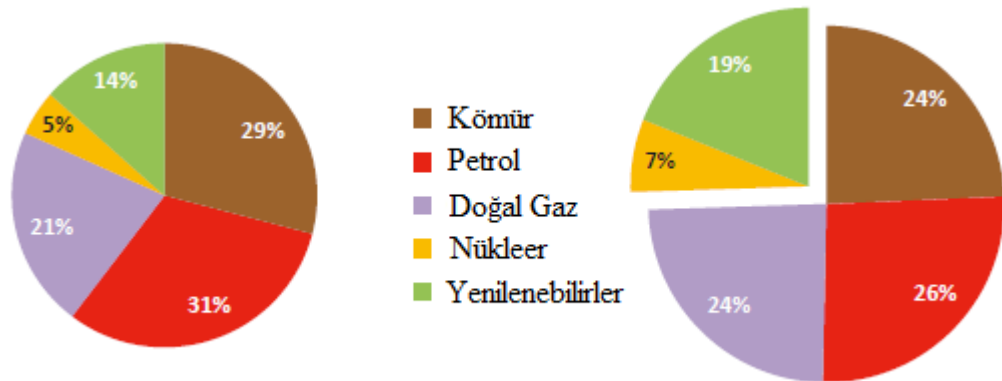
## 2. BÖLÜM

### ENERJİ SEKTÖRÜ VE ENERJİ SEKTÖRÜNDE DEĞERLEME

Enerji sektörü tüm dünyada geniş etki sahası bulan ve ülkeler arası ilişkilerde belirleyici rolü bulunan bir sektördür. Bu sektörün özellikleri, piyasa yapısı ve bunların firma değeri ile ilişkileri bu bölümde ele alınmaktadır.

2012 yılı itibariyle 13.361 MTEP (Milyon Ton Petrol Eşdeğeri) seviyesindeki dünya birincil enerji talebinin yakıtlar bazındaki dağılımı ve Uluslararası Enerji Ajansı'nın (IEA) Yeni Politikalar Senaryosu kapsamında 2040 yılı için öngördüğü 18.290 MTEP talebin dağılımı aşağıdaki şekilde (Şekil 1) gösterilmektedir.

**Şekil 1:** Dünya Birincil Enerji Talebi



**Kaynak:** IEA World Energy Outlook 2014, s.57

Kişi başına enerji tüketimi ve özel olarak elektrik tüketimi ülkelerin kalkınmışlık düzeylerini tespit için kullanılan göstergeler arasındadır. Tüketicilerin daha fazla müreffeh bir hayat yaşadıkları, bunun sonucu olarak ortaya çıkan enerji talebini karşılamak üzere üreticilerin daha fazla üretim yaptıkları kalkınmış bir ülkede kişi başına elektrik tüketiminin yüksek olması doğaldır. Enerji yoksulluğu kavramı; modern enerji hizmetlerine, yani hane halkı elektrik ve evde kirliliğe neden olmayan temiz pişirme imkânlarına, erişimin yokluğu anlamına gelmektedir ve ekonomik ve sosyal gelişmenin



önünde bulunan ciddi bir engeldir (<http://www.iea.org/topics/energypoverty>, Erişim Tarihi: 01/09/2014).

Enerji-kalkınma ilişkisini örneklemek üzere aşağıdaki tabloda (Tablo 5) 1970-2011 döneminde Türkiye’de ve ABD’de kişi başına elektrik tüketimleri gösterilmektedir.

**Tablo 5:** Türkiye’de ve ABD’de Kişi Başına Elektrik Tüketimi (kWh)

Yıl	ABD	Türkiye	Yıl	ABD	Türkiye
2011	13.246	2.709	1990	11.713	928
2010	13.395	2.498	1989	11.532	873
2009	12.914	2.317	1988	11.298	808
2008	13.663	2.425	1987	10.887	770
2007	13.657	2.350	1986	10.424	698
2006	13.583	2.183	1985	10.414	659
2005	13.705	2.019	1984	10.282	613
2004	13.389	1.896	1983	9.742	555
2003	13.308	1.776	1982	9.544	544
2002	13.296	1.670	1981	9.977	520
2001	13.047	1.615	1980	9.862	496
2000	13.671	1.654	1979	9.701	490
1999	13.282	1.557	1978	9.560	480
1998	13.155	1.521	1977	9.338	463
1997	12.890	1.440	1976	8.969	422
1996	12.854	1.328	1975	8.522	359
1995	12.660	1.227	1974	8.450	313
1994	12.455	1.144	1973	8.573	298
1993	12.262	1.114	1972	8.076	277
1992	12.015	1.043	1971	7.517	247
1991	12.134	964	1970	7.237	223

**Kaynak:**

[http://data.un.org/Data.aspx?d=WDI&f=Indicator\\_Code%3AEG.USE.ELEC.KH.PC](http://data.un.org/Data.aspx?d=WDI&f=Indicator_Code%3AEG.USE.ELEC.KH.PC)

Enerji sektörü; yüksek yatırım ihtiyacı, kendine özgü karmaşık işleyişi, konjonktürel dalgalanmalar gösterebilen yapısı, stratejikliği, kaynak fiyatlarının küresel pazarlarda oluşması, politik gelişmelere hassas olması, değişik faktörlerden kaynaklanan önemli risklerle karşı karşıya oluşu gibi özellikleriyle temayüz eden bir sektördür. Bu sektörde faaliyet gösteren firmaların değerinin tespit edilmesinde, bahsi geçen özelliklerin sebep

olduğu bir kısım özel durumlar ortaya çıkmaktadır. Enerji sektörünün bazı kollarında fiyatların küresel pazarlarda belirlenmesi söz konusudur. Bu durum sektörü fiyat dalgalanmaları ve bunların ortaya çıkardığı belirsizliklerle baş başa bırakmaktadır.

Sektörün düzenlemeye tabi olan alanlarında ise düzenleyici otoritenin fiyat tespit ettiği veya öneri şeklinde kendine gelmiş fiyatları onayladığı ya da en azından fiyatların tespit edilme yöntemini onayladığı bir mekanizma içerisinde faaliyet gösterilmesi söz konusu olmaktadır. Bu durum da şirketleri yönetilmesi gereken farklı bir iş yapma düzeni içerisinde bırakmaktadır. Büyük ölçüde toplumun her kesimine hitap ediyor olması da, sektörü sosyal boyutları güçlü bir sektör haline getirmektedir.

Enerji sektöründe teknolojik gelişmeler, fiyatlar üzerinde ciddi etkilere sahip olabilmektedir. Petrol ve doğal gaz sektörlerinde; varlığı bilinen ama çıkarılamayan kaynaklar, yeni teknikler geliştirildiği zaman insanlığın hizmetine sunulabilmektedir. Örneğin şeyl gazı çıkarma tekniği, uzun yıllar süren araştırma ve geliştirme faaliyetlerinin sonucunda geliştirilen yöntemlerin ve petrol/doğal gaz fiyatlarının yeterince yüksek olmasının sonucunda, doğal gaz üretiminde kullanılan bir teknik haline gelmiştir. Şeyl gazı, günümüzde enerji çevrelerinde dikkatle izlenmekte olan popüler konulardan birisini teşkil etmektedir. Özellikle 2000 yılından sonra ABD tarafından yatay kuyu açma ve basınçlı su ile çatlatma tekniği kullanılarak, şeyl tabakası içerisindeki doğal gazın çıkarılması ile yıllık doğal gaz tüketiminin üçte birini karşılayabilen bir üretim tekniğine kavuşması, enerji çevrelerinde büyük bir ilgiye neden olmuştur (Satman, 2009, s.5-6).

Enerji sektöründe değerlendirme konusu takip eden alt bölümlerde ele alınmaktadır. Ancak, enerji sektöründe değerlemenin uygulandığı özel bir alan olan, düzenleyici otoriteler tarafından tarife hesaplamalarında dikkate alınacak olan değer tespiti konusundan kısaca söz edilmesinde fayda görülmektedir. Düzenleyici otoriteler tarafından bu kapsamdaki değerlendirme yapılırken farklı değerlendirme yöntemlerinden istifade edilebilmektedir. ABD’de düzenleyici kurumların kabul ettiği değerlendirme yöntemlerine örnek olarak aşağıdakiler verilebilir: Florida Kamu Hizmetleri Komisyonu elektrik ve gaz için tedbirli yatırım yöntemini, Indiana Kamu Hizmetleri Düzenleme Kurumu adil

değeri ve tarihi değer ile adil değerın birlikte dikkate alınmasını, Kentucky Kamu Hizmetleri Komisyonu orijinal maliyet ve yeniden yapma maliyetini, Washington Kamu Hizmetleri ve Ulaştırma Komisyonu herhangi bir yöntem ya da yöntemler kombinasyonunu esas almaktadır (Hayward ve Schmidt, 1999, s.220-221). Avrupa ülkelerinde ise yeniden yapım maliyeti (Finlandiya), düzeltilmiş defter değeri (Norveç), kurgusal bir şebekenin yeniden yapım maliyeti (İsveç), defter değeri (Danimarka, İngiltere) ve standardize edilmiş defter değeri (Hollanda) yöntemlerinin kullanıldığı görülmektedir (Viljainen, 2005, s.52).

Aşağıdaki alt bölümlerde elektrik sektörü, petrol ve doğal gaz sektörleri, yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı şirketler ve düzenlemeye tabi şirketler için değerlendirme hususları ayrı ayrı incelenmektedir.

## **2.1 ELEKTRİK SEKTÖRÜ VE DEĞERLEME**

Elektrik sektöründe faaliyet gösteren firmaların değerlemesi, herhangi bir sektördeki firmaların değerlendirilmesi ile temel prensiplerde benzerlik gösterse de elektriğin ve dolayısıyla elektrik piyasasının kendine özgü özellikleri nedeniyle çok önemli farklılıkları da bünyesinde barındırmaktadır. Özellikle düzenlemeye tabi faaliyet alanlarına ilişkin yapılacak bir değerlendirme çalışmasında çok daha fazla detaya ilişkin bilgi edinilmesini zaruri kılan önemli farklılaşmalar bulunmaktadır. Bu bölümde elektriğin özelliklerinden yola çıkılarak piyasa tasarımına ve son olarak değerlemeye ilişkin açıklamalara yer verilmektedir.

### **2.1.1 Elektriğin Özellikleri**

Elektriği ticareti yapılan diğer emtiadan ayıran önemli farklılıklar vardır ve bu farklılıklar elektrik piyasasının organizasyonu ve kuralları üzerinde büyük etkiye sahiptir (Kirschen ve Strbac, 2004, s.49). Bu özelliklerin ve piyasa tasarımındaki etkilerin neler olduğu bu bölümde ele alınmaktadır.

### **2.1.1.1 Depolanamama**

Elektriğin en bilinen özelliği, ekonomik olarak depolanamamasıdır. Bu özelliğinden dolayı, arz ve talebinin anlık olarak dengede tutulması gerekmektedir. Elektriğin arz ve talebindeki bu zorunlu anlık dengeleme probleminin bir sonucu olarak, organize piyasalarda oluşan elektrik fiyatlarında da kendine özgü bir değişkenlik söz konusudur.

Elektriğin ekonomik olarak depolanamama özelliğinden ötürü, talep gün içerisinde değişirken arz da bu değişimi izlemek zorundadır. Havacılık, otel gibi puant talebin ve depolanamamanın söz konusu olduğu sektörlerde olduğu şekilde elektriğin de toptan satış fiyatı talep/arz dengesine göre büyük ölçüde değişmektedir (Hunt, 2002, s.30).

### **2.1.1.2 Homojenlik ve Yönlendirilemezlik**

Elektrikte, belli bir üreticinin üretiminin belli bir tüketiciye yönlendirilmesi mümkün değildir. Elektrik, üreticisinin ayırt edilmesini mümkün kılmayan homojen bir yapıdadır. Bu nedenle bütün üretim havuza aktarılır ve tüketime dönüşür. Bu havuz oluşumu, ölçek ekonomileri nedeniyle arzu edilir bir durum teşkil etmektedir. Maksimum üretimin maksimum toplam talebi karşılaması yeterlidir, diğer taraftan sistemdeki bir sorun sadece belli bir ticari işleme taraf olanları değil herkesi etkilemektedir (Kirschen ve Strbac, 2004, s.50).

Elektrik en az direncin olduğu yoldan gider, fizik kuralları çerçevesinde, kendisine bir yol dikte edilme imkânı vermeden şebeke üzerinde hareket eder. Yük tevzii, üretimin ve şebeke konfigürasyonunun elektriği müşterilere doğru yol seçecek şekilde ulaşmasını ayarlama işidir (Hunt, 2002, s.30-31).

### **2.1.1.3 Kısa Vadede Talebinin Fiyat Esnekliğinin Çok Düşük Olması**

Elektriğin kısa dönemde talebin fiyat esnekliği çok düşüktür. Elektrik talebindeki düşük fiyat esnekliğinin elektrik piyasalarının iyi işlemesi bakımından arzu edilmeyen iki sonucu vardır: Birincisi, birçok spot elektrik piyasasında gözlemlenmiş olan ani fiyat

yükselmelerine neden olur. İkincisi, üreticilerin piyasa gücünü kullanmalarını kolaylaştırır. Kısa vadedeki düşük talep esnekliğini açıklayan iki ekonomik ve sosyal faktör vardır. Birincisi, elektrik maliyeti birçok sanayi malının toplam maliyetinin küçük bir bölümünü oluşturur. Keza birçok hane halkı için geçim harcamalarının görece küçük bir kısmı elektrik tüketimi içindir. Aynı zamanda elektrik imalat için ve hayat kalitesi için kaçınılmazdır. İkincisi kısmen tarihseldir. Bir asırdan fazla zaman öncesinde, elektrik kullanımı kolay ve daima hazır bir mal olarak pazarlanmıştır. Bu uygunluk öylesine kökleşmiştir ki, çok az insan ışıkları her açtığında maliyet/fayda analizi yapar (Kirschen, 2003, s.520-521).

Uzun vadede; ihtiyaçların başka kaynaktan karşılanması, daha verimli aletler satın alınması veya bir fabrikanın daha ucuz elektrik satılan bir yere taşınması gibi seçenekler mevcut olduğundan elektrik talebinin fiyat esnekliği daha yüksektir (Kirschen, 2003, s.522).

#### **2.1.1.4 Stratejik ve Hassas Olması**

Elektrik, ülkeler için stratejik ve hassas bir üründür. Tüketim tarafında çok önemli bir nihai ürün, üretim tarafında vazgeçilmez bir girdidir. Tüketim açısından bakıldığında elektriğin yokluğunun neden olacağı refah kaybı çok yüksek düzeydedir. O nedenle, elektrik arzının sürekliliğinin ve teknik parametreler anlamındaki kalitesinin kabul edilemez seviyelerin altına düşmemesi gerekmektedir. Üretim tarafında, elektriğin eksikliğinin uzun vadede sürdürülemeyeceği, kısa vadede ise çok pahalı ikame ürünlerle telafi edilebileceği görülmektedir.

Ülkelerin rekabetçiliği ve üretim düzeylerinin istikrarı bakımından stratejik ve hassas bir ürün olan elektriğin bu bakımdan emsalinin az olduğu söylenebilir. Fiyat açısından bakılırsa, özellikle elektriği girdi olarak kullanan sektörler açısından elektrik fiyatının rekabet avantajı veya dezavantajına neden olacağı ortadadır. Elektrik fiyatlarında, ister düzenlenen tarifelerde isterse ikili anlaşmayla belirlenen fiyat düzeylerinde, meydana gelecek bir artışın zincirleme olarak bütün ürünlere yansması ve böylece tüm ekonomiyi etkilemesi kaçınılmazdır.

### 2.1.1.5 Teknik ve Ekonomik Özel Bilgi Gerektirmesi

Elektrikle ilgili teknik ve ekonomik anlamda özel bilgiye sahip olunması zorunludur. Teknik anlamda elektriğin üretimi, iletimi ve dağıtımı farklı bir uzmanlık alanı teşkil etmektedir. Üretim ve tüketim tesislerinin iletim ve dağıtım tesislerine bağlantılarının teknik kural ve yöntemleri özel bilgi gerektirmektedir. Bu bağlantıların doğurduğu hukuki ve ekonomik sonuçların da başlı başına özel bilgi olduğu ortadadır. Elektrik sıradan bir mal (veya hizmet) ile kıyaslandığında çok farklı özelliklere sahip olduğundan; piyasa organizasyonu, piyasa oyuncuları arasındaki ilişkiler, kompleks ticaret mekanizmaları, maliyete, fiyatlandırmaya, alış ve satış tekliflerinin oluşturulması, tarifelerin oluşturulması gibi çok farklı alanlarda özellikli ve nitelikli bilgi birikimine ihtiyaç duyulmaktadır.

Örneğin, kısa dönemli koordinasyon ihtiyacı bakımından elektriğin herhangi bir ticari maldan çok farklı olduğu görülmektedir. Kısa dönemli koordinasyon kavramı ile gün öncesi, gün içi ve gerçek zaman koordinasyonu kastedilmektedir. Elektrik sektörünün ilk 100 yılı aşkın tarihinde sistem işletmecisi ile üreticilerin ilişkisi bütünleşik olarak ve komuta ve kontrol düzeni içerisinde çalışması elektriğin özelliklerinin tabii bir sonucu idi. Uzun süre teknolojinin dikte ettiği bir realite olarak, sistem işletimi ile üretimin birbirinden ayrılamayacağına inanıldı. Yapılacak her türlü değişikliğe rağmen, sistem işletmecisinin sistemin idarecisi konumunda olması, hangi santrallere ne zaman çalışma, üretimi arttırma veya azaltma, ne zaman durma talimatı verileceğine karar vermesi zorunluluğu değişmemiştir. Talebin karşılanmasından, kısıtların giderilmesinden, rezerv tutulması ve gerektiğinde kullanılmasından sistem işletmecisi sorumludur. Klasik kumanda ve kontrol düzeninin yerine kurallar ve teşviklerden oluşan düzen, sistem işletmeciliğiyle ilgili kuralların aynı zamanda teşviklerle uyumlu olmasını, böylece sistemi kullanan herkesin sistem işletmecisinin talimatlarına uymaya razı olmasını gerektirmektedir (Hunt, 2002, s.33).

### **2.1.1.6 Tüketiminin Zorunlu Olması (Vazgeçilmezlik)**

Elektriğin tüketilmesi zorunludur. Hem hane halkı bazında, hem de sanayi kullanıcıları bazında en azından potansiyel olarak diğer enerji kaynakları tarafından ikamesi söz konusu olsa da, tam ikamesi söz konusu değildir (Tradacete, 2000 s.15).

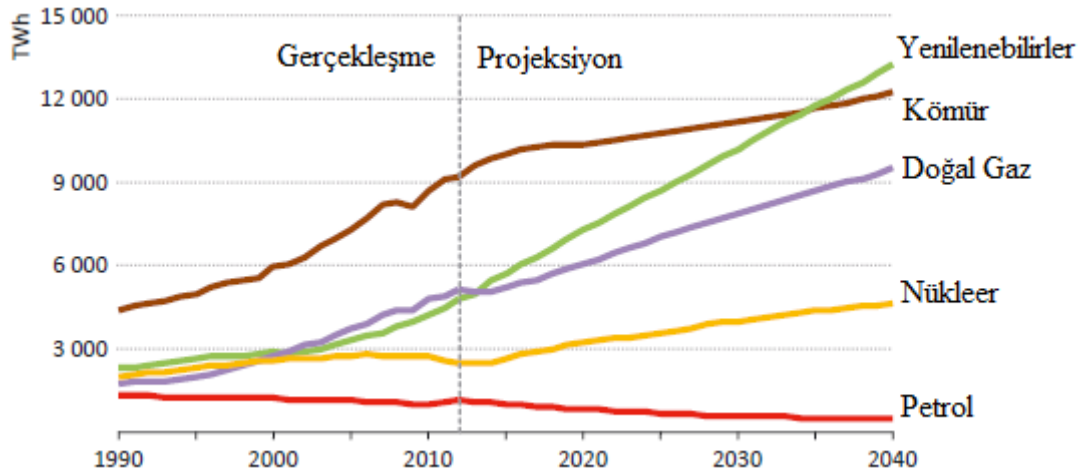
Kısa vadede talebinin fiyat esnekliğinin çok düşük olması, elektriğin vazgeçilmezliği ile bağlantılıdır. Teknolojisi gereği elektriğe bağımlı olan bir üretim tesisinin, elektrikten başka bir girdi kullanamayacağı gibi elektrik yokluğunda çalışması da mümkün olamaz. Tüketiciler için de aydınlatma, ısıtma, soğutma, beyaz eşyaları ve küçük ev aletlerini kullanma gibi ihtiyaçlarını başka kaynaklardan aynı kalitede ve fiyatlarla karşılamaları çok zor, maliyetli, zahmetli ve hatta neredeyse imkânsızdır.

### **2.1.1.7 Çok Farklı Kaynaklardan Üretilbilme**

Hunt (2002:17), elektrikle petrolü kıyaslayarak, elektriğin çok şeyden (kömür, su, doğal gaz, rüzgâr, güneş vb.) tek şey elde etmeye, petrolün ise tek şeyden (ham petrol) çok şey (benzin, motorin vb.) elde etmeye dayandığını ifade eder. Elektriğin üretilmesinde birbirine hiçbir şekilde benzemeyen çok farklı kaynaklardan yararlanılabilmektedir. Bu durum, bazı kaynaklar bakımından fakir olan ülkelerin bu açıklarını başka kaynaklardan karşılayabilmelerine imkân vermektedir. Bunun için de doğru planlama yapılarak kaynakların en doğru şekilde kullanılmasına imkân verilmesi gerekmektedir.

Çok farklı kaynaklardan üretilmekte olan elektriğin, dünya ölçeğinde mevcut durumda hangi oranda hangi kaynaktan üretildiği ve gelecekte IEA'nın Yeni Politikalar Senaryosu kapsamında bu dağılımın ne şekilde değişmesinin öngörüldüğü aşağıdaki şekilde (Şekil 2) gösterilmektedir.

**Şekil 2:** Dünya Elektrik Üretimini Kaynaklara Göre Dağılımı



**Kaynak:** IEA World Energy Outlook 2014, s.215

Şekilden de görüleceği üzere; yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretiminin çarpıcı şekilde yükselerek en üst sıraya çıkması, doğal gazdan, kömürden ve nükleerden üretimin artması, petrolden üretimin ise düşmesi beklenmektedir.

### 2.1.1.8 Ölçek Ekonomisi Barındırma

Philpison ve Willis (2006:4)'ya göre; elektrik sistemi ekipmanlarında ciddi oranda ölçek ekonomisi imkânı bulunmaktadır. Aynı türden bir santralin büyüğü, küçüğüne nazaran daha verimli çalışmakta, yüksek gerilim hatları düşük gerilim hatlarına nazaran birim başına daha düşük maliyetle çalışmakta ve büyük bir transformatör, küçük bir transformatöre göre birim kapasitede daha az maliyete sahip olmaktadır. Hunt (2002:19) ise; özellikle kombine çevrim gaz türbinleri ile ortaya çıkan teknolojik ilerlemenin ölçek ekonomilerinin elektrik üretiminin kaçınılmaz bir parçası olmadığını gösterdiğini, bu gelişmenin elektrik üretiminin rekabete açılmasının ana nedeni olduğunu ifade etmektedir. Bu üretim teknolojisinde santraller daha küçük ebatla yapılmakta, işletimleri daha temiz olmakta, inşa edilmeleri eski tiplere nazaran daha kolay olmaktadır. Diğer taraftan Hunt (2002:25), iletim ve dağıtımda ise ölçek ekonomilerinin halen geçerli olduğunu, doğal tekel olgusunun arkasında yatan nedenlerden birisinin de zaten ölçek ekonomileri olduğunu belirtmektedir.



Dolayısıyla, elektrik iletiminde ve dağıtımında ölçek ekonomilerinin bulunduğunu, üretim tarafında ise teknolojik gelişmelerin sonucu olarak ölçek ekonomilerinin öneminin azaldığını söylemek mümkündür.

#### **2.1.1.9 Talebinin Çevrimselliği**

Elektrik talebi günlük ve haftalık çevrimsel değişiklikler göstermektedir. Talebin düşük olduğu durumdan yüksek olduğu duruma doğru giderek daha az verimli üreticiler devreye sokulacak, bu da elektriğin maliyetinin ve ilgili saatte oluşan fiyatının da çevrimsel değişimine neden olacaktır. Bir ürünün maliyet ve fiyatında böyle hızlı çevrimsel değişiklikler gözlenmesi son derece sıra dışıdır (Kirschen ve Strbac, 2004, s.50).

#### **2.1.1.10 Verim**

Elektrik değişik yöntemlerle üretilen, oldukça verimli ve güvenli bir şekilde taşınan, ışık, ısı, güç veya elektronik işlemlere kolayca çevrilebilen bir üründür. Elektrik olmasaydı; insanlığın ulaştığı endüstriyel, teknik ya da kültürel düzeyin pek azına ulaşılabilirdi (Philipson ve Willis, 2006, s.1).

Birincil enerji kaynaklarından üretilen ve taşıyıcı form mahiyetinde olan elektrikten ısı, ışık, mekanik güç gibi çıktılar elde edilmektedir. Bu çıktıları başka kaynaklardan aynı düzeyde elde edebilmek için çok daha fazla çabaya, zahmete ve maliyete katlanılması gerekmektedir. Kullanım, taşınma ve dönüştürülme açılarından yüksek verime sahip olması yönüyle elektriğin özellikleri arasında verimliliğinin de zikredilmesinde fayda görülmektedir.

#### **2.1.1.11 Diğer**

Yukarıda sayılanlara ilave olarak elektriğin diğer bazı özellikleri de sayılabilir: Elektriğin şebeke üzerinden iletimi, bir dizi fiziki etkileşime tabidir. Müşterilerin kullanımı, bazı elektrikli aletlerin reaksiyonları, bir üretim tesisindeki ani üretim düşüşü

gibi haller potansiyel olarak şebekeyi kararsızlaştırabilir. Bunun için sistem işletmecisinin saniyeler içerisindeki yük değişimini karşılamak üzere üreticilere üretim arttırma ya da azaltma çağrısı yapabilmesi gereklidir. İletim hatlarının aşırı yüklenmesine izin verilmemesi de gerekli olduğundan, plânların önceden buna meydan vermeyecek şekilde yapılması gerekir. Bunların neticesi olarak; önceden plânlama ve saniye bazında kontrol, sistem işletmecisinin her şeyi koordine edebilmesi için gereklidir (Hunt, 2002, s.31-32). Elektrikte, iletim sistemi kısıtları ticari işlemlere sınırlama getirir. Bir üretim yerinden bir tüketim yerine nakledilecek olan elektrik, yeterli kapasite yok ise fiziki nakil ve dolayısıyla ticari işlem kısıtlanmış olur. Bu durum bir nevi, domatesin yeterli nakliye kapasitesi olmadığı için üreticiden süpermarketlere ulaştırılamaması gibidir. Elektrikteki fiziki işleyiş, herhangi bir piyasaya göre çok hızlıdır (Kirschen ve Strbac, 2004, s.49). Güvenlik kurallarına riayet edilmezse ölümcül olur. Hızlı, kolay ve az kayıpla taşınır. Üretimi söz konusu olduğunda her zaman çevre dostu olmasa da, tüketiminde çevre dostudur (Kocaman, 2003, s.4). Kullanımı kolay ve rahattır, artık bırakmaz.

### **2.1.2 Elektriğin Özelliklerinin Piyasaya Etkileri**

Elektriğin yukarıda sözü edilen özellikleri, elektrik piyasasının tasarımı ve işleyişini belirleyen temel etkenler olmuştur. Eğer elektrik herhangi bir mal gibi örneğin karpuz gibi olsaydı; özel piyasa yapılına, düzenleyici kurumlara, organize piyasalara, şebekelere vs. ihtiyaç duyulmayacaktı.

Her zaman ve her anlaşma için, anlaşmaya bağlanan miktarlar ile gerçek zamanda üretilen ve tüketilen miktarlar arasında fark oluşması kaçınılmazdır. Bu farka dengesizlik denir. Nedeni ne olursa olsun, sistem işletmecisi bu farkları gidermek üzere hazır vaziyettedir. Dengesizlikler, sistem işletmecisi tarafından alınır ve satılır. Kimden, kime ve hangi fiyattan soruları bu noktada gündeme gelir. Bu kapsamda, bir hattın kapasitesine ulaşıldığında bazı üreticilerin üretmemeleri, onların yerine başka üreticilerin üretmesi için sistem işletmecisi tarafından talimatlar verilir. Buna kısıt yönetimi adı verilmektedir. İletim sisteminin işlemesi için elektrik üretimiyle birlikte, elektrik üretimiyle karşılıklı bağımlılığı olan, yan hizmetler denilen işletme rezervleri,

reaktif güç gibi çoğu üretim santrallerince sunulan hizmetlerin de üretilmesi gerekmektedir. Üretimle yan hizmetler bağımlı olduğundan ve her ikisi de normalde fiyatlar yeterince yükseldiğinde yapılacağından dolayı, bir üreticinin birden fazla ürünü (elektrik ve yan hizmetler) birlikte sunmasına ya da sadece yan hizmetler üretmesine ihtiyaç duyulduğunda işler karmaşıklaşmaktadır. Elektrik ışık hızında hareket eden bir üründür. Her saniye, üretim ve tüketim eşleşmelidir. Aksi takdirde frekans düşer, daha ciddi durumlarda çok fazla yükte aksama meydana gelir ve sistemin çökmesini tetikleyen olaylar zinciri yaşanabilir. Ticari anlaşmalar taraflar arasında vadeli olarak kararlaştırılsa da, gerçek zamanda elektrik iletim ve dağıtım hatlarında anlık ve sürekli olarak arz ve talep bir araya gelmektedir. Sistem işletmecisinin değişen ihtiyaçların, dengesizliklerin, kısıtların ve karmaşık karşılıklı bağımlılıkların yönetiminde olması zorunludur (Hunt, 2002, s.124-126).

Elektriğin sayılan özelliklerinin piyasa tasarımına etkisi, aşağıdaki tabloda (Tablo 6) gösterilmektedir.

**Tablo 6:** Elektriğin Özellikleri ve Piyasa Tasarımı

Özellik	Problem	Tasarımla ilgili kavram
Depolanamama	Anlaşma miktarları ile çekiş ve verişin eşleşmemesi	Dengesizlikler
En düşük direncin olduğu yolu izleme	Olası aşırı yüklenme	Kısıt yönetimi
Şebeke etkileşimleri	Santrallerin birkaç çıktı üretmelerinin ve rezerv olarak beklemelerinin gerekmesi	Yan hizmetler
Işık hızı	Sistem işletmecisinin idareciliğine olan ihtiyaç	Plânlama ve tevzi

**Kaynak:** Hunt, S., 2002, s.124

### 2.1.3 Elektrik Sektöründe Değerleme

Elektrik şirketlerinin gelecekteki gelirlerin tahmininde şu temel aşamalar mevcuttur:

- (1) Elektrik şirketinin sektördeki stratejik konumunun, rekabetçi avantajlarının ve dezavantajlarının değerlendirilmesi,

- (2) Performansı etkileyecek farklı gelişmeler dikkate alınarak senaryolar üretilmesi,
- (3) Gelirlerin tahmin edileceği bir yöntemin geliştirilmesi,
- (4) Sonuçların analizi ve yorumlanması (Hayward ve Schmidt, 1999, s.151-152).

Elektrik sektöründe yapılacak bir değerlendirme, değerlendirici açısından bir kısım özel zorlukları havidir. Tesislerin özel amaçla kurulmuş olması, satışların genellikle sık yaşanmaması ve doğrudan karşılaştırma yapmaya müsait mahiyette olmamaları ve gelirlerin düzenleyici otoritenin düzenlemesine tabi olması bu zorlukların temel sebeplerini teşkil etmektedir (Russell, 1988, s.14).

Elektrik sektöründe değeri etkileyen genel faktörler, diğer şirketler için de önemli olan gelirin zamanlaması ve tutarı ile AOSM'dir. Diğer faktörler olarak şunlar sayılabilir: Puant yükün üzerinde sahip olunan üretim kapasitesi, fiyatlama esnekliği, şebekeye erişim, müşteri portföyü, maliyet yapısı, düzenleyici politikalar, uzun vadeli sözleşmeler, tesis ve cihazların fiziksel durumu, konum ve yönetim (Hayward ve Schmidt, 1999, s.10-11).

Değerlemenin en kritik aşaması denilebilecek olan gelir tahmininde, her sektörün kendine özgü özellikleri ve işleyişine göre bir yaklaşım sergilenmesi gerekmektedir. Bu cümleden olarak, elektrik sektöründe faaliyet gösteren bir şirketin değerinin tespiti amacıyla gelirleri (nakit akışlarının tahmininde bir adım olarak) tahmin edilirken, bu sektörün özelliklerine göre hareket edilmesi gerektiği ortadadır.

Elektrik şirketinin maruz kaldığı riskler, değerlemede kullanılacak olan iskonto oranı tarafından yansıtılmaktadır. Risksiz getiri oranını elde edebilecek olan yatırımcılar, elektrik şirketinden alacakları riske uygun ilave bir getiri beklerler. Böylece, elektrik şirketinin özkaynak maliyeti risk primini de içeren bir alternatif maliyet olarak ortaya çıkar.

Hayward ve Schmidt (1999:6) elektrik sektöründe değerlendirme yaparken serbest nakit akışları yöntemini seçmiş olup bunun nedenlerini elektrik sektörünün gelecek sermaye yatırımlarının zamanlaması ve tutarı bakımından kendine özgü olması ve bu şirketlerin

büyük nakit harici kalemlerinin (amortisman gibi) mevcut olabileceği şeklinde açıklamaktadırlar.

Elektrik sektöründeki satışların önemli bir bölümü özelleştirme şeklinde gerçekleşebilmektedir. Özelleştirmeler; geleneksel olarak devlet tarafından yürütülen bir kısım faaliyetlerin kamu finansman kısıtları nedeniyle özel sektöre bırakılması, daha etkin işletmecilik sağlanması, hizmet kalitesinin yükseltilmesi gibi amaçlarla gerçekleştirilmektedir. Bu tarz işletmelerde; tarihsel kamu işletmeciliğinden, müdahalelerden, alışkanlıklardan, iş yapma şekillerinden ve benzeri faktörlerden kaynaklanan olumsuzlukların yaşanması beklenebilir.

Elektrik sektöründe üretimin hangi kaynaklardan hangi yüzdelerle sağlanacağı hususu önemli bir politika sorununu teşkil etmektedir. Örneğin; uygun maliyetlerle, çevresel açıdan en az zararlı, istikrarlı üretim yapabilen ve kolay yönetilebilen doğal gaz dayalı santraller, doğal gaz fiyatlarındaki değişkenlik ve ithalata bağımlı bir ekonomi bakımından düşünüldüğünde arz güvenliği bakımından barındırdığı risklerle birlikte değerlendirilmelidir. Kömüre dayalı üretimde çevresel konular gündeme gelmektedir. Çok sayıda üstünlüğü bilinen hidroelektrik santrallerinin yağış rejimine duyarlılıkları ve çevresel açıdan etkileri dezavantajlarıdır. Rüzgar enerjisinde teknolojik ilerleme ve akıllı şebekelerle entegrasyonla giderek artan şebekeye bağlanabilirlik, güneş enerjisinde giderek düşen ve böylece bu seçeneği de oyuna güçlü şekilde dâhil eden maliyetler, yeni teknolojilerle önceden olmayan üretim tekniklerinin ortaya çıkması, nükleer enerjide süregiden tartışmalı konuların enerji politikaları üzerindeki etkileri gibi çok sayıda maddenin birlikte değerlendirilerek optimizasyonun sağlandığı bir yapının oluşturulması son derece kritik bir konudur. Bunu yapmak yatırımcıların görevi olmadığı gibi böyle bir çalışma yetkilerinin dışındadır ve arzu ettikleri getiriler ile ortaya konacak sonuçlar her zaman çelişme potansiyelini haizdir. Dolayısıyla bu tür kararların devlet yönetimi tarafından düzenleme otoriteleri ile işbirliği içerisinde verilmesi ve uygulanması gerekmektedir. Bu kapsamda oluşacak yasal çerçeve ve uygulamalar; yatırım kararlarını ve fiyatlamları, dolayısıyla değerlemeleri de etkileyecektir.

Elektrik özelleştirmelerine girecek yatırımcıların dikkate alması gereken, değer üzerinde kaçınılmaz olarak etkisi bulunan bazı problemler bulunmaktadır. Hayward ve Schmidt (1999:311) tarafından bu problemler şu şekilde sıralanmaktadır: Fazla personel istihdamı, elektrik hırsızlığı, etkin işletmeciliğin teşvik edilmemesi, teçhizatın bakımında geçmiş dönemde özensiz davranılmış olması, sınırlı veya yanıltıcı işletme ve finans verileri, uluslararası standartlara uygun olmayan finansal raporlar, yetersiz tarifeler, tarifelerde sınıflar arası ve sınıf için sübvansiyonlar, devlet kuruluşlarından olanların da dâhil olabildiği tahsil edilememiş alacaklar, yetersiz yöneticiler.

Elektrik sektörünü ilgilendiren şirket değerlemesi konusunda, yükselen bazı trendlerden de söz edilmesi uygun olacaktır. Akıllı şebekeler, bilgi teknolojilerinin geleneksel şebeke ile entegrasyonu yoluyla önemli faydalar elde etmenin umulduğu bir alandır. Bu alan kaçınılmaz olarak fayda maliyet analizini gündeme getirmektedir. Elektrik dağıtım ve iletim şebekesini işleten şirketlere sağlanacak ilave sabit sermaye harcamasının ne kadar olacağı hususu, doğal olarak şirket değerlemelerinde de önceden öngörülmemiş etkilere neden olacaktır.

Yenilenebilir kaynakların daha fazla kullanılabilmesi, teknolojik gelişmelerle sağlanan maliyet düşüşleri ve akıllı şebekelerin tesisi ile artması beklenecek bağlantı kapasitesi ile beraber yatırımcı iştahını arttıracaktır. Bu durum da, bu kaynaklara dayalı üretimin teşvikinde tıpkı teknolojik ilerlemede olduğu gibi bir esnekliğin ve adaptasyonun yönetilmesi gerektiği mesajını vermektedir.

Üretimde kojenerasyon denilen elektrik üretiminde ortaya yan ürün olarak çıkan ısıdan da istifade edilmesine dayanan tekniklere önem verilmesi, küçük ölçekli üreticilerin şebekeye bağlanabilmesine imkân verilmesi gibi popüler konular, elektrik üretim yatırımcılarının sürekli yeniliklere, yeni kavram ve yöntemlere açık bir çevrede faaliyette bulduklarını göstermektedir. Keza, elektrikli araçlar da daha önceden olmayan iş kollarını piyasayla tanıştıracaktır. Burada da düzenlemelere ihtiyaç olacak, şebekenin elektrikli araçlarla olan etkileşiminin yönetilmesi gerekecektir. Bu cümleden olarak, elektriğin depolanması hususunda bir kısım yeniliklerle tanışılması da kaçınılmaz olacaktır.

İklim değişikliğinin azaltılmasına yönelik politikaların, AR-GE faaliyetleri ve inovasyonların (yenileşim) etkisi altından bulunan elektrik sektöründe, değeri etkileyen çok önemli bir hususun teknolojiye ve buna bağlı olarak kavramlarda ve süreçlerde meydana gelen sürekli değişim olduğu da zikredilmelidir. Keza politika kararları ve uygulamaları ile düzenleyici karar ve uygulamaların da elektrik piyasası şirketlerinin değeri üzerindeki etkisi özellikle vurgulanmalıdır.

## **2.2 PETROL VE DOğAL GAZ SEKTÖRLERİ VE DEğERLEME**

Günlük hayatta petrol ve doğal gaz sektörlerinin hem üretim girdisi hem de tüketim açısından önemi tartışmasızdır. Bu sektörlerin farklı faaliyet alanlarında yer alan firmaların değerlemesinin de kendine özgü farklılıkları bulunabilmektedir. Bu bölümde petrol ve doğal gaz hakkında ve sektörel özelliklerine ilişkin bilgilere yer verilmekte ve bu sektörlerde firma değerlemesine değinilmektedir.

### **2.2.1 Petrol ve Doğal Gazın Tanımı**

Ham petrol, yer altında organik maddelerin başkalaşımı ile oluşmuş ve gözenekli kayalar içerisinde depolanmış sıvı haldeki hidrokarbonları ifade etmektedir. Rafinerilerde işlenen ham petrol, farklı alanlarda ve farklı amaçlarla kullanılan petrol ürünlerine dönüştürülür. Damıtılan ham petrolden ortalama olarak %43 benzin, %18 fuel oil ve motorin, %11 LPG (sıvılaştırılmış petrol gazı), %9 jet yakıtı, %5 asfalt ve %14 diğer ürünler elde edilmektedir ([http://web.itu.edu.tr/~yamanlar/faq\\_t](http://web.itu.edu.tr/~yamanlar/faq_t), Erişim Tarihi: 01/11/2014).

Çoğunlukla metandan oluşan bir fosil yakıt olan doğal gaz, etan ve bütan gibi diğer hidrokarbonları ve yabancı maddeleri de içermektedir. Tortul kaya oluşumlarında çoğunlukla petrolle birlikte bulunmaktadır (NRRI, 2009, s.51).

### 2.2.2 Petrol ve Doğal Gaz Sektörü Faaliyetleri

Petrol ve doğal gaz sektörlerinde arz zinciri “üst akış-upstream” ve “alt akış-downstream” olarak adlandırılan iki kategoride incelenmektedir. Arama, geliştirme ve üretim faaliyetlerine upstream faaliyetler denmektedir. Taşıma, rafinaj, petrokimya, dağıtım ve satış faaliyetleri ise downstream faaliyetler olarak adlandırılmaktadır.

Doğal gaz sektörü faaliyetleri; arama, üretim, boru hattı taşımacılığı (iletimi), dağıtım, satış, depolama (yer altı ve LNG-sıvılaştırılmış doğal gaz) şeklindedir. Boru hatları ile taşıma yapılmayan yerlerde doğal gaz kullanımı, CNG (sıkıştırılmış doğal gaz) formunda yüksek basınçla depolanmış şekilde taşınarak kullanıma sunulabilmektedir.

### 2.2.3 Petrol ve Doğal Gaz Rezervleri

Petrol ve doğal gaz rezervleri çeşitli biçimlerde sınıflandırılabilir. Örneğin Howard ve Harp (2009:31-32) tarafından yapılan sınıflandırma şu şekildedir: Rezervler öncelikle ispatlanmış ve ispatlanmamış olarak iki ana sınıfa ayrılmaktadır. İspatlanmış rezervler, mevcut ekonomik ve operasyonel şartlarda bilinen rezervlerden gelecek yıllarda elde edilebilecek doğal gaz ve petrol miktarlarını ifade etmektedir. Bu rezervler “geliştirilmiş ve üretimde”, “geliştirilmiş fakat üretimde olmayan” ve “geliştirilmemiş” olmak üzere üç alt sınıfta incelenmektedir. Geliştirilmiş ve üretimde olan rezervler, nakit akışı yaratan tek sınıf olup en az riske sahip, en değerli rezerv sınıfını teşkil etmektedir. İspatlanmamış rezervler de, muhtemel rezervler (tahmin edilenden fazla olması ihtimali %50 olan) ve mümkün rezervler (tahmin edilenden fazla olması ihtimali %10 olan) olarak iki kısımda sınıflandırılmaktadır.

Arama ve üretim şirketleri çok sermaye yoğun şirketlerdir ve bunlar için mevcut rezervleri, tükenen kaynakların yerine yenisini koyma yetenekleri ve doğal kaynak fiyatları son derece önemlidir. Tükenmekte olan ve fiyat riskine maruz bulunan bu kaynakların mevcut ve muhtemel miktarları yatırımcıların bilmek isteyeceği hususlardır. Üretici bir şirketin başarısının devamı; üretimin ve nakit akışında

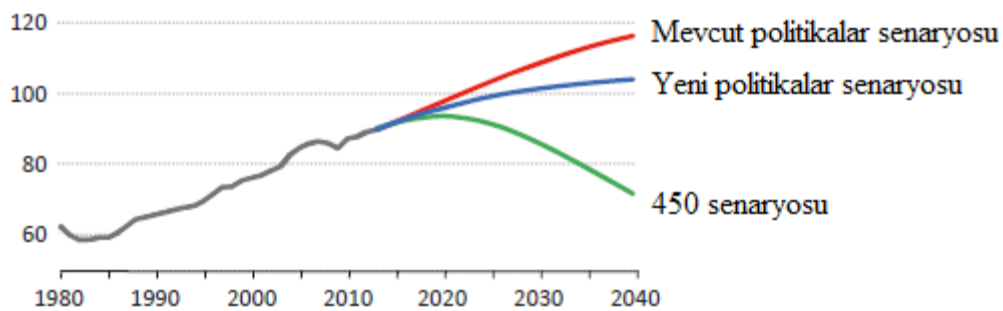


büyümenin sürdürülebilmesinin umulduğu, tükenen rezervlerin yerine maliyet etkin şekilde yenilerinin ikame edilebilme yeteneğine bağlıdır (Bryan, 2012, s.12-13).

#### 2.2.4 Petrol ve Doğal Gaz Talebi ve Fiyatları

IEA'nın dünya petrol talebinin gelişimi ile ilgili mevcut politikalar senaryosu, yeni politikalar senaryosu ve 450 senaryosu<sup>5</sup> altında yaptığı projeksiyon aşağıdaki şekilde (Şekil 3) verilmektedir.

**Şekil 3:** Dünya Petrol Talebinin Gelişimi (milyon varil/gün)

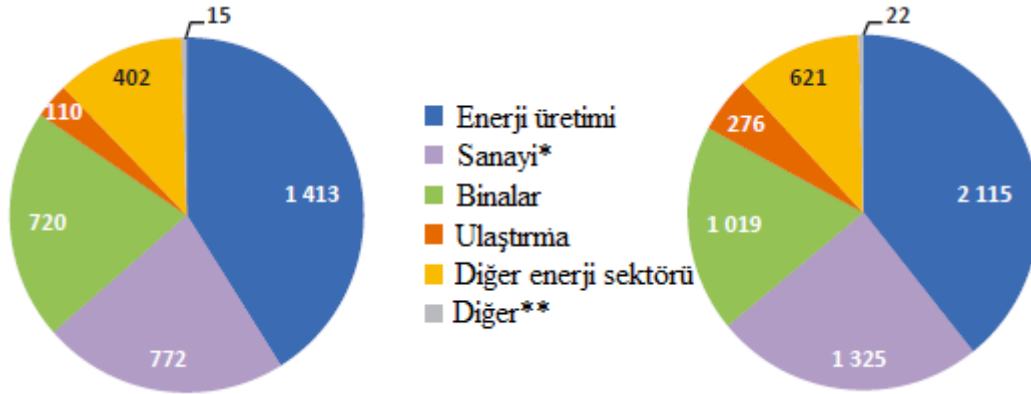


**Kaynak:** IEA World Energy Outlook 2014, s.97

Doğal gazın kullanımının 2012 yılındaki 3.432 bcm seviyesindeki gerçekleşmenin ve IEA'nın Yeni Politikalar Senaryosuna göre 2040 yılında öngörülen 5.738 bcm talebin dağılımı aşağıdaki şekilde (Şekil 4) verilmiştir.

<sup>5</sup> IEA henüz kabul görmemiş olanlar da dahil olmak üzere politika önerilerine göre hazırladığı yeni politikalar senaryosunu baz senaryo olarak almaktadır. Diğer senaryolar ise 2014 ortası itibariyle kabul edilmiş politikaları esas alan mevcut politikalar senaryosu ve uzun dönemli ortalama küresel sıcaklık artışını 2 °C ile sınırlayan 450 senaryosudur.

**Şekil 4:** Dünya Doğal Gaz Talebinin Sektörel Dağılımı



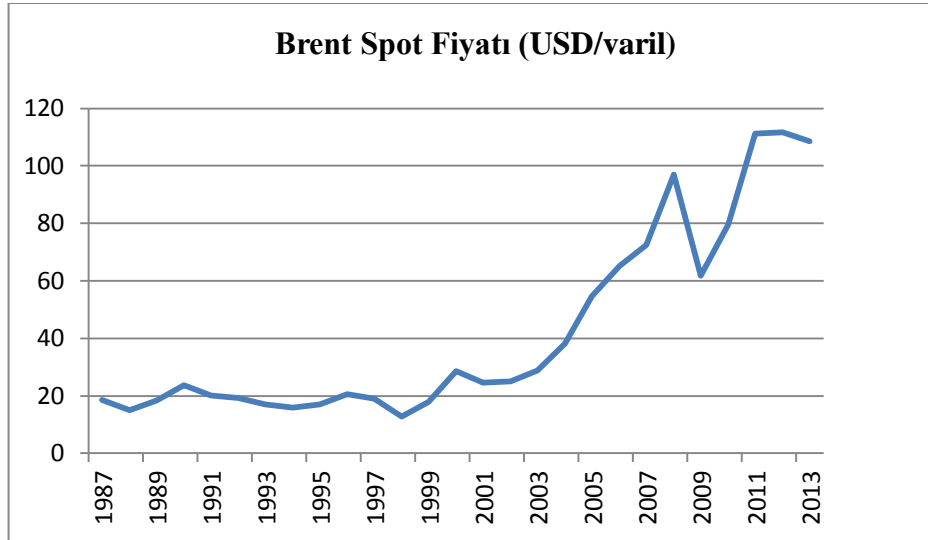
\* Sanayi kategorisine petrokimyevi hammadde olarak kullanılan doğal gaz ile kok fırınlarında ve yüksek fırınlarda tüketilen enerji dahildir.

\*\* Diğer kategorisinde tarım ve diğer enerji dışı kullanımlara yer verilmektedir.

**Kaynak:** IEA World Energy Outlook 2014, s.143

Avrupa Brent ham petrol fiyatlarının<sup>6</sup> yıllar itibariyle gelişimi aşağıdaki şekilde (Şekil 5) verilmektedir.

**Şekil 5:** Yıllar İtibariyle Ham Petrol Fiyatları



**Kaynak:** [http://www.eia.gov/dnav/pet/pet\\_pri\\_spt\\_s1\\_a.htm](http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_a.htm) verilerinden çizilmiştir.

<sup>6</sup> FOB (Free on Board-Güvertede teslim) fiyatlarıdır.

Fiyatlardaki değişimlerinin özellikle üretici şirketler açısından çok ciddi finansal etkilere yol açacağı kuşkusuzdur. Ayrıca doğal gaz ile ilgili fiyat formüllerinde de ham petrol fiyatının bir veri olarak alındığı bilinmektedir ve ham petrol fiyatındaki değişimlerin bu şekilde doğal gaz fiyatlarını da belli bir zaman farkı ile de olsa etkilemesi kaçınılmaz olmaktadır.

2014 yılında petrol fiyatları Haziran ayından itibaren düşmeye başlamış ve 2014 sonu itibariyle son 6 yılın en sert fiyat düşüşü yaşanmış, varil fiyatı yılın başındaki 105 USD seviyesinden %46 düşüş ile 57 USD seviyesinden kapanmıştır.

### **2.2.5 Petrol ve Doğal Gaz Şirketlerinde Değerleme**

Herhangi bir şirket ya da sektör için geleceğe ilişkin gerçekleştirmeleri öngörmek zordur, petrol ve doğal gaz sektörleri daha da zorlu olabilir. Muhtemel devlet düzenlemeleri ya da bir bölgeye ya da şirkete mahsus bir olay bütün sektörü olumsuz etkileyebilir. Tersine yeni bir şist keşfi veya üretim teknolojisindeki bir ilerleme sonuçta potansiyel gelecek gelirler için iyimserliği ve daha yüksek değerleri beraberinde getirebilir. Bir şirket değerlenirken bireyler ve şirketler birçok farklı yöntemi deneyebilirler ve her bir durumun ve şirketin kendine özgü oluşundan dolayı bir yöntem çok fazla bağımlı kalmazlar. Ancak; sürekli değişen ve çok yönlü bir sektör olan enerji sektöründe bile, denenmiş ve doğru yöntemler sayesinde savunulabilir ve cari piyasa verileriyle uyumlu sonuçlara ulaşılabilir (Bryan, 2012, s.13).

Analistler tarafından genellikle, petrol ve doğal gaz arama ve üretim şirketlerinin değerlemesi için, EBITDA'nın uyarlanmış versiyonu olan EBITDAX (amortisman, faiz, vergi ve arama maliyetleri öncesi gelir) ölçütü tercih edilmektedir. Bu çerçevede, "işletme değeri/EBITDAX" çarpanı, firma değerinin tespitinde esas alınmaktadır. Benzer şekilde "işletme değeri/ispatlanmış rezervler" ve "işletme değeri/günlük üretim" çarpanlarının da değerlemede kullanılan anahtar ölçütler arasında yer aldığı görülmektedir (Howard ve Harp, 2009, s.34).

Petrol ve doğal gaz üretim şirketleri için uygulanabilecek olan göreceli değerlendirme yöntemi, bazı açılardan diğer şirketlere kıyasla farklılaşmaktadır: Karşılaştırma yapılacak şirketlerin seçiminde coğrafi ve endüstriyel kriterler mahfuz olmak üzere gelir ölçütlerini değil kanıtlanmış rezervlerin ya da günlük üretimin seçilmesi, geleneksel gelir ölçütleri yerine enerji şirketine uygun ölçüt ve çarpanların kullanılması. Diğer taraftan petrol ve doğal gaz üretim şirketleri için uygulanabilecek olan İNA yöntemi için geçerli bazı farklılıklar ise şöyledir: Nakit akışı hesaplanırken geri eklenen nakit harici giderlere (amortisman gibi) bu sektöre özgü olan bazı kalemler de dikkate alınmalıdır, AOSM hesaplamak yerine bu sektöre özgü standart %10 iskonto oranı kullanılabilir, duyarlılık analizi esas itibarıyla emtia fiyatlarına göre yapılabilir. İNA genel olarak petrol ve doğal gaz sektöründe iyi sonuçlar vermez. Zira yüksek miktarda sermaye harcaması yapıldığından negatif nakit akışları ortaya çıkabilir ve devam eden değere diğer şirketlerden çok daha fazla bir bağımlılık ortaya çıkar (<https://samples-breakingintowallstreet-com.s3.amazonaws.com/72-BIWS-O&G-Valuation.pdf>, Erişim Tarihi: 02/10/2014).

Net aktif değeri (NAD) modelleri, geleneksel İNA yöntemini petrol ve doğal gaz şirketleri için daha uygulanabilir yapmaktadır. Bu modeller özellikle enerjinin bulunması ve üretilmesine odaklanmış bulunan şirketler için olmak üzere petrol ve doğal gaz şirketleri için daha iyi sonuçlar veren, İNA yöntemine alternatif bir yöntemdir. Bu modelde rezervler sabit varsayılır ve mevcut rezervleri geliştirmek için gerekenden daha fazla sabit sermaye harcaması yapılmayacağı öngörülür. İNA yöntemi şirket bazlı iken NAD yöntemi varlık bazlıdır. Her bir varlık ayrı değerlendirilir ve sonunda değerler toplanır. Bu yöntemde yeni rezerv için ilave rezerv bulmak ya da edinmek için yeni yatırım yapılmayacağı varsayımı altında rezervler tüketilene kadar firmanın elde edeceği kâra odaklanılmaktadır (<https://samples-breakingintowallstreet-com.s3.amazonaws.com/72-BIWS-O&G-Valuation.pdf>, Erişim Tarihi: 02/10/2014).

Bu sektörde yapılacak bir değerlemede, endüstrinin geleceğine ilişkin öngörülerin de analistler tarafından dikkate alınmasında fayda bulunmaktadır. Sürekli değişen ve içinde oldukları toplumda da değişimlere neden olan petrol ve doğal gaz sektörlerinin, devlet yönetimlerinden bağımsız olarak kendi stratejilerini geliştiremeyeceğini, iklim

değişikliği politikaları ve ekonomik/fiziki güvenlik kaynaklı olarak hükümet müdahalelerinin arttığını ve değişiklik gösterdiğini belirten Mitchell ve diğerleri (2012:xii-xiv), endüstrinin geleceğine ilişkin olarak şu hususları tespit etmektedir:

- (1) Petrol sektörünün taşımacılık alanındaki tekeline daha fazla güvenmesi söz konusu olamaz. Dünya petrol piyasasının yarısını ve beklenen büyümenin çoğunluğunu teşkil eden taşımacılıktaki petrol kullanımı, diğer sektörlerin rekabetinden dolayı düşüşe geçmiştir. Taşıt sektörü daha verimli araçlar üretmekte, akaryakıt olarak da biyoyakıtlar kullanılmaktadır. 2011'den bu yana bütün ana ithalatçı ülkeler karbon salımı ve taşıt verimi ile ilgili güçlü politikalar benimsemiştir. Mevcut politikaların amaca ulaşmada yeterli olmadıkları görüldüğünden, daha da güçlü politikaların benimsenmesi olası gözükmektedir.
- (2) Petrol İhraç Eden Ülkeler Örgütünün (OPEC) rolü değişecektir. Gelecekte kısa dönemli talep düşmeleri sadece OPEC üyeleri tarafından değil, yüksek değişken maliyetle çalışan konvansiyonel olmayan petrol üreticileri tarafından da dengelenecektir.
- (3) Daha fazla gaz olacak, fakat nerede ve ne zaman konusunda belirsizlik söz konusu olacaktır. Konvansiyonel gaz ve göreceli olarak daha düşük maliyetli olan konvansiyonel olmayan gaz (şeyl gazı gibi) ile ilgili yeni algılar, dünyanın birçok yerinde gaz piyasalarında beklenmedik büyüme imkânı yaratmaktadır.
- (4) Upstream rezervlerin büyümesinde teknoloji ve işbirliği anahtar roldedir. “Zirve petrol” düşüncesinin yanıltıcı olduğu ortaya çıkmaktadır. Görülebilen problem sonlu kaynaklar değil bu büyük kaynakların hangi oranda potansiyel üretime dönüştürülebileceğidir. Petrol ve gaz rezervleri 1980'den yana 2 kattan fazla, üretimden daha çok, artmıştır. Konvansiyonel olmayan gaz rezervleri için geliştirilmiş bulunan teknolojiler, konvansiyonel olmayan petrol rezervleri için de geliştirilmektedir. Bu teknolojilerin çoğu mevcut petrol ihraç eden ülkeler dışındaki yerlere gidecektir. Birkaç yıl önce öngörülemeyecek şekilde bu durum özel sektör şirketleri için büyüme alanı açmaktadır. Bu şirketler devlet şirketleri ile işbirliği fırsatlarına da sahiptir.
- (5) Gelecek yatırımların finansmanı, nicel değil nitel bir sorun olup fon kaynaklarının fırsat ve risklerle eşleştirilmesine ilişkindir.

- (6) Petrol güvenliği problemi Asya'ya taşınmıştır. Orta Doğu'nun arz edebildiğinden daha fazlasını tüketen Asya piyasaları ile doğu ve batı yarımküre arasında bölünen bölgeler arası petrol ticareti petrolün jeopolitiğini temelden değiştirmektedir.

## **2.3 YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARINDA DEĞERLEME**

Önümüzdeki 10 yıl içerisinde elektrik üretiminde bir numaralı kaynak haline gelebilecek olan yenilenebilir enerji kaynaklarına 2000-2013 döneminde %90'ı enerji üretim teknolojilerine olmak üzere 2,3 trilyon USD teknolojik yatırım yapılmıştır (IEA, 2014, s.271). Bu bölümde yenilenebilir enerji kaynakları hakkında bilgilere, teşvik mekanizmalarına ve yenilenebilir enerji alanında firma değerlemesi hususlarına yer verilmektedir.

### **2.3.1 Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Tanımı**

Yenilenebilir enerji kaynakları, doğal süreçlerle tekrarlanan enerji kaynakları olup doğrudan ya da elektrik enerjisine dönüştürülerek kullanılmaktadır. Yenilenebilir enerji kaynaklarından elde edilen enerji, Avrupa Parlamentosu ve Konseyi'nin 2009/28/EC sayılı Direktifindeki tanıma göre fosil olmayan yenilenebilir kaynaklardan elde edilen enerji olup bu kaynaklar rüzgar, güneş, aerotermal, jeotermal, hidrotermal ve okyanus enerjisi, hidro, biyokütle, çöp gazı, kanalizasyon suyu arıtma tesisi gazı ve biyogazlar olarak tanımlanmaktadır.

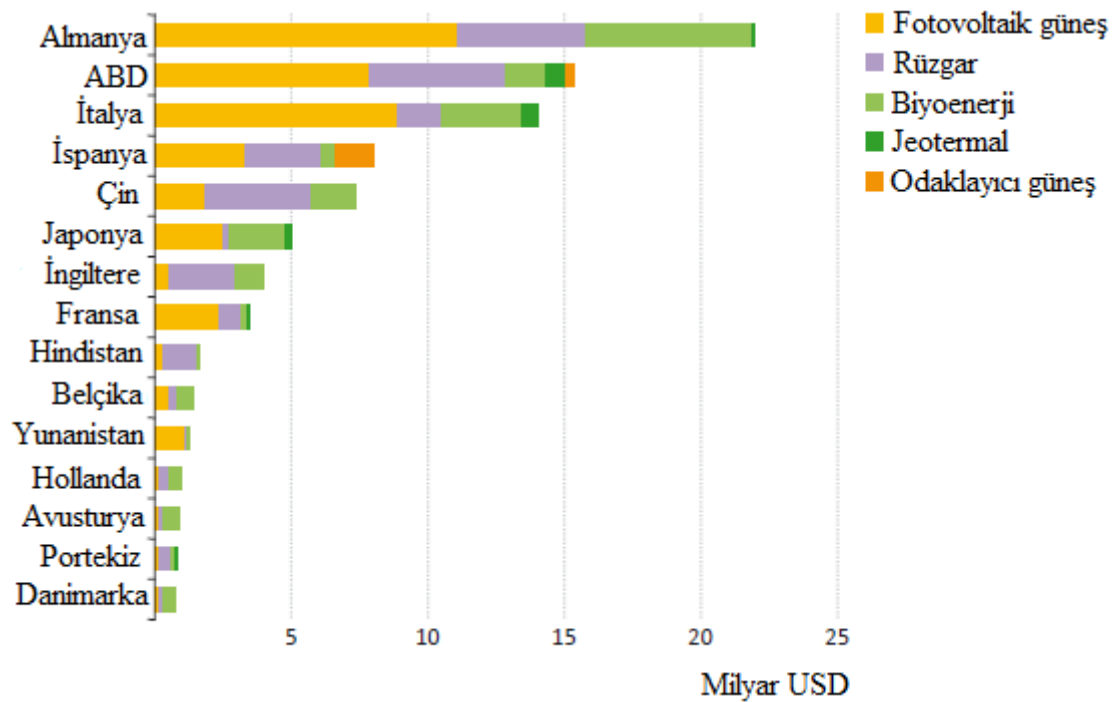
### **2.3.2 Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Teşviki**

Yenilenebilir enerji kaynakları, temel olarak çevreye verilen zararın minimize edilmesi ve fosil kaynaklarca fakir ülkelerin kendi kaynakları ile enerji ihtiyaçlarını karşılayabilmeleri amaçlarıyla teşvik edilmektedir. İklim Değişiklikleri Uluslararası Paneline göre, sera gazları yüzünden dünya 0,6 derece daha sıcak hale gelmiş bulunmaktadır ve önlem alınmadığı takdirde yüz yılın sonuna kadar 1,4 ila 5,8 derece artış olabilecektir. Yenilebilir enerji teşvikleri, ekonominin ve ekosistemin üzerinde

ciddi sonuçları olabilecek bu gelişmeye karşı fosil yakıtların yerine yenilenebilir kaynakların kullanılmasını sağlamayı amaçlamaktadır (Aslan, 2009, s.2).

Aşağıdaki şekilde (Şekil 6), 2013 yılında yenilenebilir kaynakları en fazla teşvik eden 15 ülkedeki kaynaklar bazında teşvik tutarları gösterilmektedir.

**Şekil 6:** Yenilenebilir Enerji Kaynakları Teşviklerinin Dağılımı



**Kaynak:** IEA World Energy Outlook 2014, s.277

İklim değişikliğiyle mücadele kapsamında sera gazı salımlarının azaltılmasının günümüzde dünya ülkelerinin genel kabulüne mazhar olmuş küresel hedefler arasında yer aldığı malumdur. Elektrik üretiminde konvansiyonel yöntemlerin karbon salımına neden olarak çevreye zarar vermeleri, arz güvenliği için kaynak çeşitlendirmesinin önemi, istihdam imkânları gibi nedenler, yenilenebilir enerji kaynaklarının teşvik konusu olmalarına sebep olmuştur. Dünya genelinde; yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektrik için kullanılan teşvik yöntemleri arasında garanti edilmiş sabit fiyat yöntemi (feed-in tariffs), yenilenebilir enerji yükününün ticaret konusu da edilebildiği yenilenebilir portföy standardı yöntemi (renewable portfolio

standard), yatırım yapılması planlanan yenilenebilir kapasitesinin ilan edilerek ihale edilmesi yöntemi (tender method), vergi indirimleri, başka üreticilerin zorunlu tutuldukları bazı yükümlerden muaf tutulma, bazı bedellerin süreli ya da süresiz olarak ödenmemesi veya indirimli ödenmesi gibi yöntemler sayılabilir.

Uygulanan teşvik yöntemine bağlı olarak bu yatırımların gelirleri, nakit akışları, riskleri gibi parametreler değişkenlik göstereceği için, tespit edilecek şirket değerleri de geçerli duruma göre değişecektir. Yenilenebilir enerjinin tanımına ve hangi türlerinin ne şekilde ve ne kadar süreyle hangi teşvik yönteminin kapsamında olacağına yerel otoriteler karar verdiği için, yatırımcılar açısından yerel şartların dikkate alınması ve iş planlarının bu parametrelere göre yapılması gerektiği açıktır.

En yaygın olarak kullanılan ve en etkili teşvik yöntemi olan sabit fiyata dayalı teşvik yöntemlerinde; USD, Euro gibi para birimlerine dayalı olan destekleme fiyatı uygulamaları, özellikle uluslararası yatırımcıları kur riskine karşı koruyarak bu alana çekmeyi amaçlamaktadır.

Sabit fiyatla ilgili olarak; yenilenebilir kaynaklara dayalı üretim yapan bir şirketin değeri üzerinde sabit fiyatın ne kadar olduğu, kaç yıllık olduğu, hangi para birimine dayandığı, hangi koşullarda yararlanılabildiği gibi bir dizi değişkenin birlikte rol oynayacağı belirtilmesinde fayda görülmektedir.

### **2.3.3 Yenilenebilir Enerji Kaynaklarına Dayalı Şirketlerde Değerleme**

Yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı firmaların değerlendirilmesinde tabi oldukları teşvik sistemine, bu teşvikin şartlarına, uygulanma süresine göre değerine ilişkin bir çalışma yapılması elzemdir. Teşviklerin süresinin dolduğu durumda maruz kalınacak piyasa risklerinin öngörülmesi ikinci adım olmalıdır. Bu cümleden olarak rekabet karşısında firmanın pazar payının gelişimi, özellikle veri teknoloji düzeyinin giderek farklılaşacağı göz önünde bulundurularak analiz edilmelidir.



Değerlemede artan enerji talebinin karşılanmasındaki güçlü alternatif pozisyonu, geleneksel enerji kaynaklarının fiyatlarındaki yükseliş ile birlikte yenilenebilir enerji kaynaklarından enerji üretiminde tam tersine yaşanan maliyet düşüşleri, iklim değişikliği ile mücadele kapsamında kullanımlarının artırılması için desteklenmeleri gibi olumlu faktörlerin yanında yenilenebilir kaynaklara dayalı şirketler açısından bir diğer önemli husus, bu kaynakların devamsızlık ve belirsizlik sorunu yaşatabilecek olmasıdır.

Yeni kurulacak bir şirket açısından önemli olan bir başka husus, yeni yatırım kararının zamanlaması olacaktır. Zira bu kaynaklara dayalı enerji üretimi halen gelişmeye açık bir alan olduğundan kurulum maliyetlerinin hızlı bir şekilde düşüş gösteriyor olması bütün yatırım kararlarını etkileyebilecek mahiyettedir. İletim ve dağıtım şebekelerinin daha fazla bilgi teknolojilerinden yararlanılarak yönetilmesi, yani akıllı şebekelerin tesisi de bu kaynakların şebekeye bağlanmasında ve ürettikleri enerjiden faydalanılmasında gelecekte olumlu değişikliklere neden olabilecek çok önemli bir başka değişkendir. Dolayısıyla; bu kaynaklara ilişkin değerlendirme yapılırken ister ilk yatırım kararı olsun ister işletmedeki bir tesisle ilgili olsun, hızlı değişen teknolojik ortamla beraber düzenleyici ve politik kararları da takip eden bir değerlendirme anlayışına sahip olunması elzemdir.

## **2.4 DÜZENLEMeye TABİ ŞİRKETLERİN DEĞERLEMESİ**

Rekabetçi bir piyasada faaliyet gösteren bir firmanın değerlendirilmesi ile düzenlemeye tabi bir şirketin değerlendirilmesi arasında önemli farklılıklar bulunmaktadır. Düzenlemeye tabi olmak; şirketin değerini doğrudan etkileyen çok önemli parametrelerin kendi dışında belirlenmesi, verilecek kararların doğrudan doğruya şirketin finansal sonuçlarını etkilemesi, uygulanabilecek yaptırımların benzer şekilde şirket açısından ciddi sonuçlara neden olması gibi önemli risk faktörlerini içermektedir. Diğer taraftan düzenlenen firmalar rekabetçi firmanın sahip olmadığı bir kısım olumlu özelliklere de sahiptir.

Sektörel düzenleme kurumlarının piyasaya giriş ve çıkış düzenlemesi, ekonomik parametrelerin düzenlenmesi (fiyat, mal ve hizmet kalitesi, mal ve hizmetin

pazarlanmasına ilişkin kurallar, mal ve hizmet üretiminde kullanılan hammadde ve teknolojiye ilişkin kurallar, evrensel hizmet yükümlülüklerine ilişkin kurallar) ve teknik düzenlemeler şeklinde üç ana fonksiyonları vardır (Erol, 2003, s.3). Bu fonksiyonların her biri, ilgili sektörde faaliyet gösteren firmaların değeri üzerinde direkt olarak etkiye sahiptir.

Bu bölümde düzenlenen şirketlerin farklı yönleri, düzenlenen firmanın avantaj ve dezavantajları ile tabi olunan düzenleme yönteminin etkisi açıklanmaktadır.

#### **2.4.1 Düzenlemeye Tabi Şirketlerin Farkları**

Düzenlemeye tabi bir şirketin gelirleri, giderleri, uyguladığı fiyatlar, sunduğu hizmetin kalite standartları gibi birçok parametre dışsal olarak düzenleyici otorite tarafından belirlenmekte ve şirketin hareket alanı kısıtlanmaktadır. Yatırımcıların böyle bir şirketi değerlemede, düzenlemeye tabi olmayan bir şirkete göre çok daha dikkatli olmaları ve düzenleme sistematüğını bilmeleri gerekmektedir.

Performans tabanlı ya da teşvik düzenlemesi olarak adlandırılan düzenleme yöntemlerinde şirkete bırakılan hareket alanı içerisinde gerçekleştirilen faaliyetler, şirket performansına bağlı olarak şirket değerine olumlu ya da olumsuz olarak yansıtılmaktadır. Örneğin hizmet kalitesine bağlı olarak kalite faktörü uygulandığında, şirketin bu konudaki hedefe göre iyi performansı tarife yoluyla ödüllendirilmekte, kötü performansı da aynı şekilde cezalandırılmaktadır.

Düzenlemeye tabi şirketin birçok alanda kendi başına karar verememesi, düzenleyici otoritenin kararlarından ciddi biçimde etkilenmesine ve düzenleyici riskin ortaya çıkmasına neden olmaktadır. Düzenleyici otoritenin tarife kararları, tarife dışı piyasanın işleyişine ilişkin diğer kararları ve yaptırım kararları doğrudan doğruya şirketin finansal sonuçlarını, nakit akışlarını ve nihayet değerini etkilemektedir. Bundan dolayı, bir taraftan düzenlenen şirketlerin finansal sürdürülebilirliklerini, bir taraftan tüketicilerin korunmasını amaç edinen düzenleyici otoritenin uygulamalarının öngörülebilirliği ve

koyduğu hedeflerin ulaşılabilirliği, şirketin değeri üzerinde doğrudan ve güçlü bir etkiye sahiptir.

Elektrik dağıtım ve perakende satış şirketlerinin herhangi bir finans kitabında örneği verilen sıradan bir şirketten farklı olmasının aslı sebebi “düzenlemeye tabi” olmalarıdır. Bir şirket rekabete açık bir ortamda fiyatlama stratejilerini kendisi belirler, riskleri kendisi alır, kâr ya da zarar da kendisine aittir. Düzenlenen şirket ise, başta fiyatlama konusu olmak üzere birçok konuda düzenleyici otoritenin kararlarının uygulayıcısıdır ve neticede kârı da zararı da düzenleyici kurumu ilgilendirmektedir. Düzenleyicinin kararları, bilinen bu kabil hususların yanında bilgi asimetrisi nedeniyle düzenleyici kurum tarafından tam manasıyla bilinmeyen başka faktörler nedeniyle de düzenlenen lehine ya da aleyhine ciddi etkilere yol açacaktır.

#### **2.4.2 Düzenlenen Şirketlerin Avantaj ve Dezavantajları**

Düzenlenen bir piyasa faaliyetini yürütmenin hem avantaj hem de dezavantaj sayılacak sonuçları bulunmaktadır. Düzenleyici risk şirket üzerinde etkili bir değişkendir, ancak düzenlenen firmaların fiyatları belli bir muhasebe kârı sağlayacak şekilde belirlendiğinden bu firmaların kârlarının daha istikrarlı olması ve dolayısıyla düzenlenen firmaların risklerinin göreceli olarak daha düşük olması beklenebilir (Ertürk, 2006, s.32).

Düzenleyici otoritenin siyasi etkiler ya da şirketlerin etkisi altında kaldığı ülkelerde şirketin değeri bu ilişkilerin karmaşık etkileşimlerinin bir sonucu olacaktır. Ancak; şirketin bütün bütün kendi yönetim tarzından bağımsız olmayan performansı, ekonominin genel durumu, talep seviyesindeki değişimler, hukuki gelişmeler gibi etkenler, düzenlemeye tabi olmayan şirketlerde olduğu gibi düzenlenen şirketlerde de değer üzerinde belirleyicidir.

Petrov ve diğerleri (2010:3), bir firmanın rekabetçi ortamda verdiği yatırım kararları ile düzenlemeye tabi bir piyasada verdiği yatırım kararlarını karşılaştırmaktadır. Rekabet varsa, firma yatırımın risklerini ve beklenen getirilerini eksik bilgiye dayanarak tahmin

etmek durumundadır. Yatırımla ilgili riskleri, yatırıma başlamak suretiyle firma alır ve riskleri firma kendisi yönetir. Bir düzenleyicinin kontrolü altında bulunan şebeke şirketlerinin varlığı durumunda ise, risk tahmini ve değerlendirmesi düzenleme sürecinin hayati parçalarını oluşturmaktadır. Düzenleyici, maliyetlerin yeterli şekilde karşılanmasını ve yüksek fiyatlara meydan vermeksizin istikrarlı hizmet kalitesinin sunulmasını amaçlar. Düzenleme kalitesi arttıkça, yani daha şeffaf, daha öngörülebilir, daha istikrarlı bir düzenleme anlayışı hâkim oldukça, düzenlenen firmanın maruz kalacağı risk de azalacaktır.

### **2.4.3 Düzenleme Yönteminin Önemi**

Rekabetçi bir sektörde faaliyet gösteren bir şirket rekabet riski altındayken, rekabetçi ya da rekabetçi olmayan bir sektörde faaliyet gösterip düzenlemeye tabi olan bir şirket ise düzenleyici risk altındadır. Düzenleyici risk, aynı zamanda düzenleme yöntemine de bağlıdır. Örneğin, gelir tavanına tabi bir şirket için gelir garanti edilirken, fiyat tavanına ya da maliyet artı kar yöntemine tabi bir şirket için geliri belirleyen satış miktarı olmaktadır.

Herhangi bir firmanın değerini etkileyen parametreler yanında, elektrik dağıtım ve perakende satış şirketlerinin değerlemesini özellikli hale getiren ve sıradan herhangi bir sektörle, hatta düzenlemeye tabi diğer sektörlerdeki firmalarla ilgili değerlemeden çok farklı durumlar ortaya çıkmasına neden olan parametreler de bulunmaktadır.

Elektrik dağıtım sektöründe, KK oranlarının çok yüksek olması halinde şirketler, toplum ve devlet açısından ciddi bir problem ortaya çıkmaktadır. Yüksek kayıp-kaçakların dürüst vatandaşlara fatura edilmesi haksızlık, şirkete fatura edilmesi ise iflas anlamına geleceğinden, dengeli ve tedrici bir yaklaşıma ihtiyaç bulunduğu kuşku yoktur. Rekabetçi sektörlerde, bu tarz sorunlar fiyat mekanizması içerisinde ve görece üstünlüklerin rekabet avantajına dönüşmesi şeklinde çözülürken, rekabetçi olmayan sektörlerde düzenleyici otoritenin “rekabet şartları olsaydı nasıl bir yol alınırdı” sorusu etrafında yapacağı düzenlemelerle konunun finansal boyutu yönetilmektedir. Konunun

siyasi, sosyolojik, teknik ve idari boyutları da bulunmakla birlikte bunlar tez kapsamı haricindedir.

Düzenlemenin gelir tavanı ya da fiyat tavanına göre yapılması şirket değeri açısından önemlidir. Fiyat tavanı yönteminde, şirketin daha fazla satış için çaba harcaması ve bu şekilde kârını yükseltmesi, ayrıca öngörülenden daha az gelir elde etmemek için çalışması gerekmektedir. Gelir tavanı uygulanıyor ise, başlangıçta gelirin hesaplanmasında dikkate alınan yatırım harcamalarının ilgili tarife dönemi sonunda düzenleyici otorite tarafından kontrolü yapılarak eksik gerçekleşmeye tekabül eden gelirin geri alınması, şayet düzenleyici otorite tarafından ara dönemde onaylanmış fakat tarife hesabına dâhil edilmemiş ilave yatırımlar var ise bunlara tekabül eden gelirin de şirkete verilmesi için düzeltme yapılması söz konusu olacaktır. Ayrıca, önceden tespit edilen gelirin gerçekleşmeyen kısmı (eksik ya da fazlası) şirketin yeni tarife dönemindeki gelir hesaplamasında dikkate alınacaktır. Kısaca izah edilen bu uygulamanın değerlendirme açısından anlamı şudur: Şirketin bilanço ve gelir tablosu üzerinden yapılacak nakit akışı tahmini yanıltıcı olacaktır. Örneğin, dönem içerisinde yatırım harcaması yapmayan, fakat baştan öngörülen yatırımlara göre tarifesi hesaplanan şirketin nakit akışları yüksek gözükülecektir. Değerleyicinin bu durumun takip eden tarife döneminde düzeltileceğini dikkate almaması yanıltıcı sonuçlara neden olacaktır. Keza eksik ya da fazla gelirin şirkette bırakılmayacağını dikkate alınmaması da yanıltıcı hesaplamalara yol açacaktır.

Düzenlenen şirketlere faaliyet dışı gelir elde etme imkânı verilmesi, bu gelirin bir kısmının tarifede indirim olarak değerlendirilip kalanının da şirkete bırakılması yoluyla toplumsal refaha olumlu katkı sağlayabilir. Böyle bir izin verilmiş ise, nakit akışlarının tahmininde faaliyet dışı gelirler de dikkate alınmalıdır. Eğer şirkete bu kabil gelirler elde etme imkânı verilmiyor ya da elde edeceği gelirin bir kısmı kendisine bırakılmıyor ise, doğal olarak böyle bir gelir öngörüsü nakit akışlarının tahmininde dikkate alınmayacaktır.

### 3. BÖLÜM

#### **ELEKTRİK SEKTÖRÜNDE YENİDEN YAPILANMA, DÜZENLEME, DEREGÜLASYON VE ÖZELLEŞTİRME**

Elektrik piyasasında; üretim, iletim, dağıtım, toptan satış, perakende satış faaliyetleri yürütülmektedir. Üretim faaliyeti, farklı enerji kaynaklarının elektrik enerjisine dönüştürülmesi işidir. İletim faaliyetinin konusunu, elektrik enerjisinin yüksek gerilimde üretildiği yerden dağıtım sistemine taşınması teşkil etmektedir. Dağıtım faaliyeti, elektriğin iletim seviyesinden gerilimi düşürülerek son kullanıcılara taşınması faaliyetidir. Toptan satış ve perakende satış faaliyetleri de, bu fiziki işleyişin yanında yürütülen ticari faaliyetleri ifade etmektedir. Eskiden yaygın olan piyasa yapısında, bütün bu faaliyetler tek bir yapı tarafından (genellikle devlete ait bir tekel tarafından) yürütülmekteyken, günümüzde durum değişmiştir.

Elektrik piyasasının geleneksel yapısının reforme edilmesi, rekabetin mümkün olduğu segmentlerin mümkün olmadığı segmentlerden ayrılması, düzenleme (regülasyon) ve deregülasyon kavramları ile sektörün kamu ağırlıklı işletilmekte olduğu ülkelerde görülen özelleştirme çalışmaları bu bölümde ele alınmaktadır.

#### **3.1 ELEKTRİK PİYASASI REFORMU**

Elektrik piyasasında rekabete açılabilir piyasa faaliyetleri üretim ve tedarik faaliyetleridir. Elektrik piyasasının organizasyonunda amaç verimlilik, araç ise rekabettir. Piyasanın rekabetçi yönde reforme edilmesinde, açık erişim, yeniden yapılanma ve deregülasyon kavramlarını incelemek gerekmektedir. Üretimde rekabet için, üreticilerin iletim ve dağıtım şebekelerine koşullar ve bedeller açısından ayrımcılıktan uzak şekilde erişebiliyor olmaları şarttır. Uzun dönemli planlama ve genişlemenin de ayrımcılıktan uzak bir çerçevede gerçekleşmesi elzemdir. Yeniden yapılanma, mevcut şirketlerin bölünmesi, birleşmesi ya da yeni şirketlerin kurulması gibi değişiklikleri içermektedir. Deregülasyon ise, farklı durumlarda başka anlamlarda kullanılabilse de, burada tedarikçi seçme hakkı tanınması ile birlikte rakip tedarikçilerin

piyasaya girişinin serbestleştirilmesi ve fiyatların serbest bırakılması anlamındadır (Hunt, 2002, s.5-8).

IEA (2001:23-27)'ya göre elektrik piyasası reformunun beklenen faydaları; rekabet yoluyla fiyatlarda düşme, artan elektrik ticaretiyle fiyatlarda düşme, yatırım maliyetlerinde tasarruf (daha düşük üretim kapasitesi marjı), iş gücü veriminde yükselme, yeni enerji servisleri gelişmesidir. Reformun sürükleyicileri olarak ise ülkelerin kendilerine özgü şartları (politik tercihler, özelleştirme programları, yüksek fiyatlar-düşük üretim kapasite kullanımı vb.), teknolojik trendler, ekonominin küreselleşmesi, başka ülkelerde reformun başarıya ulaşmasının diğer ülkelere örnek olup know-how transferi yapılabilmesi, ilk reform çabalarında yaşanan belirsizliklerin ve sorunların ortadan kalkmış olması sayılmaktadır.

### **3.1.1 Elektrik Piyasasının Yapısı**

Her gün milyarlarca insanın kullanımına sunulan elektriğin üretiminin, taşınmasının kullanılmasının ve elektrik iş kolunun sürdürülebilmesi için dünya çapında çok büyük bir endüstri ve altyapı tesis edilmiştir. Ölçüm şekline bağlı olmak üzere, elektrik sektörü dünyanın en büyük ikinci veya dördüncü sektörüdür. Gıda, su, sağlık, barınma, ulaşım ve iletişim/bilgi teknolojileri ile birlikte bugünkü medeniyetin, yokluğunda var olmayacağı temel altyapı alanlarından birisidir. Geleneksel anlamda elektrik sektörü dikey bütünleşik yapıda tekel konumundadır. Düzenlemeye tabi olduğu durumda, tekel hakkı verilen böyle bir yapı, tekel hakkı mukabilinde, sadece kendisinin kârlı bulunduğu kesimlere değil bölgesindeki herkese hizmet vermeyi, fiyatlarının da maliyet ve harcamaları dikkate alınmak üzere devlet kontrolünde olmasını kabul etmektedir. Günümüzde bu şekilde bir yapının yerini deregüle edilmiş halde, yani farklı fonksiyonlar farklı şirketlere bırakılmış bir yapı almış durumdadır (Philipson ve Willis, 2006, s. 1-3).

Son kullanıcıya götürülen elektriğin bir emtia tarafı (stoklanabilir olmayan elektrik enerjisi) ve bir de hizmet boyutu vardır (taşıma, sistem işletimi vb.). Elektrik arzının sağlanmasındaki fonksiyonlar ve özellikleri aşağıdaki tabloda (Tablo 7) sunulmaktadır.

**Tablo 7:** Elektrik Tedarikinin Fonksiyonları ve Özellikleri

Fonksiyon	Anahtar Ekonomik Özellikler	Sonuçlar
Üretim	-Santral seviyesinde sınırlı ölçek ekonomileri -Sistem seviyesinde koordinasyon ekonomileri -İletimle tamamlayıcı	Potansiyel olarak rekabetçi
İletim	-Şebeke dışsallıkları -Genelde doğal tekel değil <sup>7</sup> -Büyük batık maliyetler	-Yatırım teşvikleri özel dikkat gerektirir -Tek şebeke fakat potansiyel olarak birkaç sahip
Dağıtım	-Genelde doğal tekel -Büyük batık maliyetler	Rekabet yok
Sistem İşletimi	-Teknik kısıtlardan dolayı tekel	Rekabet yok
Son Kullanıcıya Arz	-Sınırlı ölçek ekonomileri -Özel bir özelliği yok	Potansiyel olarak rekabetçi
İlgili Hizmetler: -Enerji borsaları -Finansal sözleşmeler -İnşa ve bakım varlıkları	-Özel bir özelliği yok	Potansiyel olarak rekabetçi

**Kaynak:** IEA, 2001, s.18.

Elektrik piyasasında geleneksel olarak faaliyetlerin dikey bütünleşik tekel olarak yürütülmüş olması, sektörün 100 yıllık tarihinde göze çarpan dikey bütünleşme ve tekelin nedenleri Hunt (2002:25-26) tarafından şöyle açıklanmaktadır:

- (1) Dağıtımın doğal tekel yönü; yani ölçek ekonomilerinden kaynaklı olarak rekabetin ekonomik olmaması.
- (2) İletimin, hem ölçek ekonomilerinden hem de şebeke karakteristiklerinden kaynaklanan doğal tekel yönü.

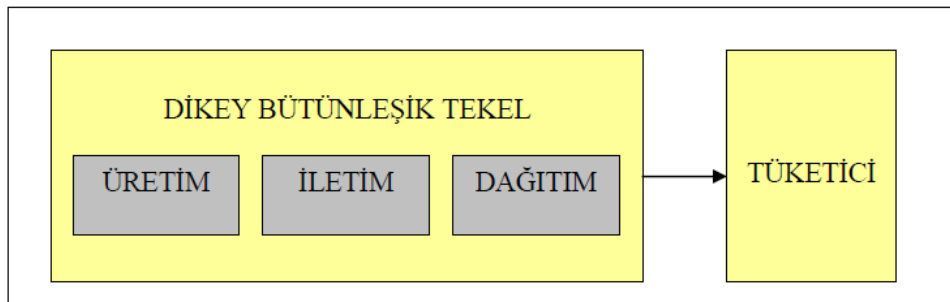
<sup>7</sup> Tek bir enterkonnekte şebekede iletimin iki iletim hattından farklı mülkiyet sahiplerince ekonomik olarak gerçekleştirilebileceği ifade edilmektedir. Ancak Hunt (2002:37), özellikle izole hatların yapılarak iletim bedeli alınabildiği durumlar olsa da bunun gerçek anlamda rekabet olmadığını, dolayısıyla elektrik iletiminin de doğal tekel olduğunu belirtmektedir.



- (3) Üretim ve iletim arasındaki koordinasyon sorunu (sistem işletmecisinin varlık nedeni), ayrılmaz birer bütün olarak düşünölmelerine neden olmuştur.
- (4) İletim ve dağıtımın uzun vadeli plânlanmasının dikey bütünleşik yapıdan avantajlı çıkması.
- (5) Üretimde santral büyüdükçe maliyetin düştüğü ölçek ekonomileri döneminin yaşanması.

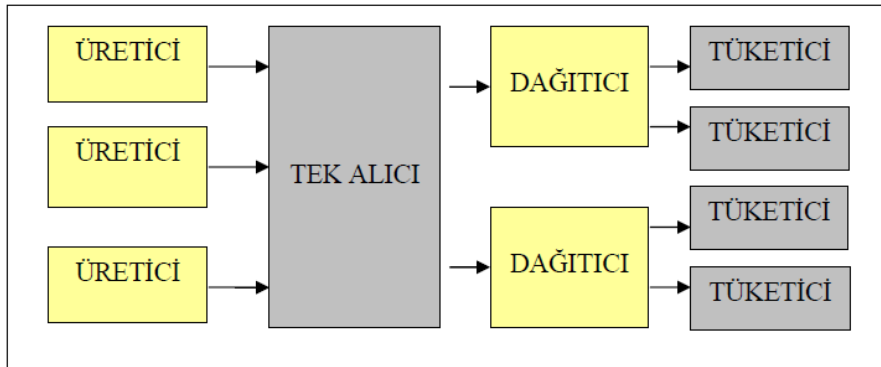
İlk iki neden, taşıma sektörlerindeki tekeli açıklamaktadır. Dikey bütünleşmenin nedenleri üçüncü, dördüncü ve beşinci maddelerde verilmiştir. İlk iki neden halen geçerlidir. Ancak, artık üretimde ölçek ekonomileri tekeli mazur gösterecek düzeyde değildir. Aşağıdaki şekilde (Şekil 7), dikey bütünleşik tekel modeli şematik olarak gösterilmektedir.

**Şekil 7:** Dikey Bütünleşik Tekel Modeli



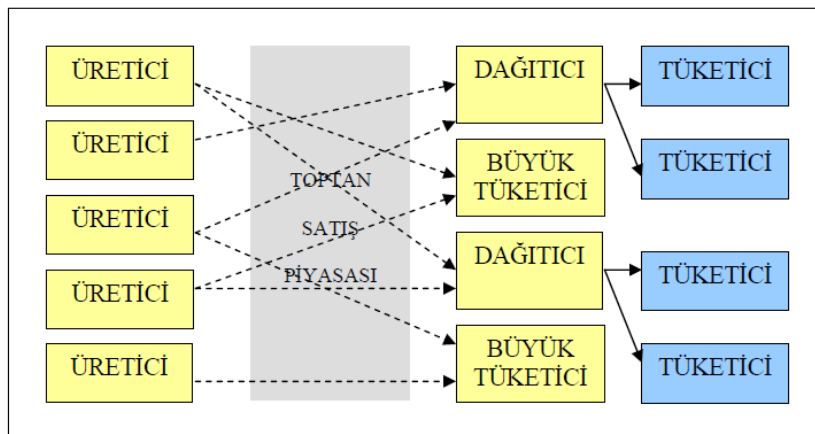
**Kaynak:** Camadan, E., 2009, s.7.

Dikey bütünleşik tekele kıyasla rekabetin üreticiler arasında tesis edildiği tek alıcı modeli, 1978 yılında ABD’de kabul edilmiş ve daha sonra serbestleşme yolunda ilk adım ve özel sektör sermayesinin elektrik sektörü yatırımlarına özendirilmesinin bir yolu olarak birçok ülkede de takip edilmiştir (Hunt, 2002, s.42). Tek alıcı modeli aşağıdaki şekilde (Şekil 8) şematize edilmektedir.

**Şekil 8:** Tek Alıcı Modeli

**Kaynak:** Camadan, E., 2009, s.7

Perakende satış hariç rekabetin tesis edildiği, üreticilerin dağıtım şirketlerine ve büyük tüketicilere satış yapabildiği toptan satış rekabeti modelinde küçük müşteriler için dağıtım şirketlerinin tekel rolü devam etmektedir (Hunt, 2002, s.46). Aşağıdaki şekilde (Şekil 9), toptan satış rekabeti modeli şematik olarak gösterilmektedir.

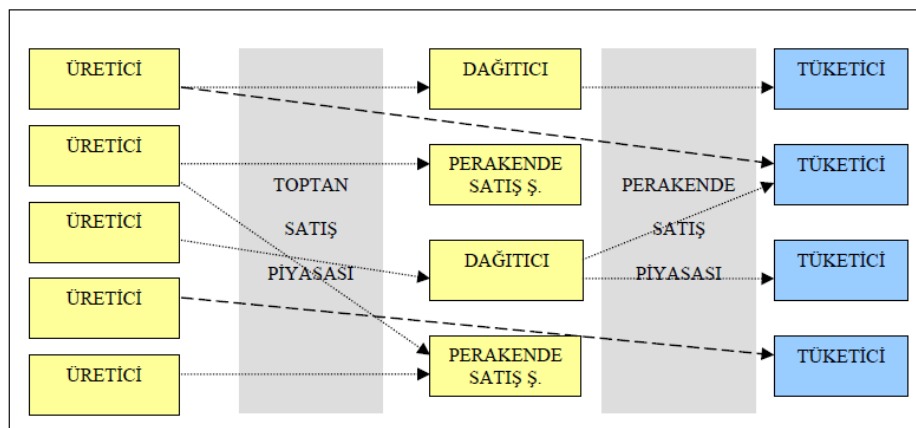
**Şekil 9:** Toptan Satış Rekabeti Modeli

**Kaynak:** Camadan, E., 2009, s.8

Son olarak perakende satışta da rekabetin tesis edildiği perakende satış rekabeti modelinde tüm tüketiciler tedarikçisini seçebilmektedir. Politika yapıcılar hangi modeli seçeceklerine karar verirken yapısal değişimin etkilerini, yeni kurumsal yapılanma ihtiyaçlarını, olası olumsuzlukları dikkate almalıdır. Toptan satış rekabeti modelinde rekabetçi piyasa amacına büyük ölçüde ulaşılmaktadır. Bu modele geçildikten sonra

perakende piyasasındaki serbestleşmeye adım adım geçilmesi, serbest tüketici limitlerinin tedrici olarak düşürülmesi ve nihayetinde herkesin tedarikçisini seçebildiği ve dağıtım şirketinin perakende faaliyetinden çıkarıldığı bir yapıya ulaşılması önerilmektedir (Hunt, 2002, s.58-59). Aşağıdaki şekilde (Şekil 9), perakende satış rekabeti modeli şematize edilmektedir.

**Şekil 10:** Perakende Satış Rekabeti Modeli



**Kaynak:** Camadan, E., 2009, s.9

### 3.1.1.1 Elektrik Piyasasında Rekabet

Piyasaların rekabetçi olması ve düzgün işlemesi için şu koşulların bulunması gerekmektedir: Çok sayıda alıcı ve çok sayıda satıcı olmalı, iki tarafta da piyasa gücü olmamalı, talep ve arz fiyata duyarlı olmalı, piyasa likit ve etkin olmalı, erişilmesi zorunlu olan yerlere eşit erişim sağlanmalı (elektrikte iletim ve dağıtım şebekesine) ve sübvansiyonlar ve çevresel kontroller piyasanın işleyişine müdahale etmemelidir (Hunt, 2002, s.69).

Her üretici, fiyatı yükseltmek, her tüketici ise düşürmek ister. Tam rekabet, her iki niyeti de boşa çıkarır. Rekabetin iktisattaki ele alınışı spordaki gibi değildir. Sporda, birbirine yakın kuvvette sadece iki rakibin bulunması tam rekabet sayılabilir. İktisatta tam rekabet, her bir rakibin piyasanın görünmez eli karşısında kayda değer etki yapamayacak kadar küçük (atomize) olması halinde söz konusudur. İktisadi manada

rekabet, elektrik arz edenlerin birbirinin müşterilerini “kapabilmek” için fiyatlarını düşürmeleri, böylece fiyatların marjinal üretim maliyetlerine kadar inmesi şeklinde çalışmaktadır. Daha aşağı fiyat verilmesi, zarar anlamına gelmektedir. Arz tarafında rekabet yeterince çetin olur ise, fiyatlar marjinal maliyetler düzeyinde kalacaktır ki bu da tam rekabet anlamına gelmektedir. Bu durumda; arz edenler piyasa fiyatını değiştiremezler, yani fiyatı veri kabul ederek satışlarını bu fiyattan yaparlar. Bu ilke, tam rekabet kavramının temel gereği ve ekonomik anlamda piyasa etkinliği kavramının üzerine kurulu olduğu ilk varsayımdır. Fiyatın veri olarak alınmadığı durumda, arz edenlerin fiyatları yükseltebilme imkânları vardır, yani piyasa gücüne sahiptirler. Görünmez el kavramıyla formüle edilen, rekabetçi piyasanın kişilerin kâr güdüsüyle çalışmalarının etkin ve sosyal olarak faydalı bir sonuç üreteceği fikri Adam Smith’ten beri dile getirilmiş ve etkinlik-rekabet ilişkisinin modern ispatları Nobel Ödülleri kazandırmıştır (Stoft, 2002, s.49-52).

Kombine çevrim gaz türbinlerindeki teknolojik ilerleme sektörün rekabete açılmasında önemli faktörlerden birisidir. 1980’lerde buhar jeneratörleri ile direkt yakıt yanmasını kombine eden bu santrallerde maksimum verimlilik %60-65’e yükselmiştir. Daha küçük boyutlu, işletmesi daha temiz, eski modellere kıyasla kurulumu daha kolay olan bu santraller, elektrik üretiminde ölçek ekonomilerinin kaçınılmaz olmadığını ortaya koymuş ve rekabetin kapısını açmıştır (Hunt, 2002, s.19).

Elektrik piyasasında rekabetin en temel unsuru, tüketicilerin tedarikçilerini seçebiliyor olmalarıdır. Yeterli sayıda rekabet eden firmanın mevcut olmaması, rekabetin önündeki engellerin başında gelmektedir. Bu kapsamda iletim ve dağıtımın ayrımcı olmayan erişim koşulları sağlanacak şekilde düzenlenmesi önem taşımaktadır. Etkinliğin sağlanması, arz güvenliğinin temini, çevrenin korunması ve sosyal nitelikli amaçların karşılanması piyasa odaklı teknik ve yaklaşımlarla yerine getirilmesi de rekabete ilişkin bir başka önemli konuyu teşkil etmektedir (IEA, 2001, s.137-138).

### 3.1.1.2 Elektrik Piyasasında Ayırıştırma

Elektrik piyasasında rekabetçi piyasa yapılarına doğru değişimde; iletim ve sistem işletimi ile üretimin, dağıtım ile perakendenin bütünleşik yapıda olması, taraflar arasında ayrımcılık yapılmaması ve çapraz sübvansiyon (örneğin düzenlenen faaliyetin rekabetçi faaliyeti sübvansiyon etmesi) gibi sorunlardan dolayı, yeniden yapılanmaya gidilmesini gerektirmiştir. Kullanılabilecek ayırıştırma yöntemleri; hesap ayırıştırması (farklı faaliyetlerin hesaplarının farklı tutulması), fonksiyonel ayırıştırma (şirket faaliyetlerin kısıtlamalara tabi olması, bir kısım bilgilerin diğer rakiplerin de eşit şekilde ulaşabileceği şekilde ayrı tutulması, personel ayırıştırması vb.), iştirak kurarak fonksiyonel ayırıştırma (bir ana şirket çatısı altında faaliyetlerin iştirakler eliyle yürütülmesi) ve ilgili faaliyetin devridir (şirket bünyesinden ayırıp satma). Ayırıştırmanın çapraz sübvansiyonu engelleme faydası ile faaliyetlerin bir arada tutulmasının sağlayacağı etkinliğin ve faydaların ortadan kalkması şeklindeki maliyetinin karşılaştırılması yoluyla, ayırıştırma ile ilgili kararların verilmesi gerekir. Perakende şirketleri için üretim santraline sahip olmak, piyasa fiyat riskine karşı koruma sağladığından bu şirketlerin perakende şirketine sahip olmaları engellenmemelidir. Aynı şekilde, dağıtım şirketinin son kaynak tedarik sorumluluğu var ise, bir anlamda perakendeci olduğu için santral sahibi olmasına izin verilmesi gerektiği öne sürülebilir. Fakat, böyle bir durumda maliyetler müşterilere yansıtılabiliyor ise (pass through), ortada bir risk olmadığından dolayı bu yaklaşım yanlıştır. Düzenlenen tarife üzerinden elektrik satan dağıtım şirketinin kendi üretim şirketinden elektrik alabiliyor olması halinde, anlaşmanın piyasa fiyatlarından gerçekleşmesi için bazı önlemler alınması gerekir. Düzenlenen fiyattan perakende satış yükümlülüğü olmayan dağıtıcının üretim şirketi sahibi olmasında, çapraz sübvansiyon potansiyeli haricinde bir problem yoktur (Hunt, 2002, s.59-61).

Sistem işletim fonksiyonu ile üretimin birlikte yürütülmesi halinde, sistem işletmecisinin ilişkili bulunduğu üreticiden yana kayırmacılık yapması söz konusu olabilir. Böyle bir sistem işletmecisinin diğer üreticiler nezdinde güvenilirliğini sağlamak mümkün olmaz. Sistem işletmecisinin bütün üreticilerden, hatta bütün piyasa katılımcılarından bağımsız olması gerekmektedir. İletimle üretimin birlikte yürütülmesi

halinde; iletim sisteminin işletilmesinde, bakımının yapılmasında ve genişletilmesinde rekabet halindeki üreticiler arasında ayrımcılık yapılmaması ilkesinin zedelenmesi olasıdır. Sisteme erişim bakımından iletim sistem işletmecisinin bağımsız olması çok önemlidir. Rekabetin tesisi için, sistem işletimi ve iletim faaliyetlerinde, açık ve ayrımcılık içermeyen erişim olmazsa olmazdır (Hunt, 2002, s.62-63).

Dağıtım ile perakendenin bütünleşik yürütülmesinde ölçek ve kapsam ekonomileri bakımından faydalar vardır. Ancak bu durumun meydana getirebileceği kayırmacılık problemleri üç başlıkta incelenebilir:

- (1) Dağıtımıcının, müşterileri kendi perakende şirketine yönlendirmesi: Örneğin, müşterilerin dağıtım şirketine olan güveninin kullanılması, en uygun teklifi araştırmaya değil kendi perakende şirketine yönlendirmesi.
- (2) İşletmecilik esnasında ve yatırım kararlarında müşterilerin perakendecisine göre karar verme: Örneğin; arıza, bakım, kesintilere müdahale gibi işlerde maliyeti minimize etmek yerine kendi perakende şirketinden elektrik alanlara öncelik verme, bir bölgede yapılacak yatırımı müşterilerin tedarikçilerine göre değerlendirme.
- (3) Müşteri bilgilerinin kullanılması: Örneğin, okuma yapan bir dağıtım şirketinin elde ettiği ticari bilgileri kendi perakende şirketi lehine kullanması (Hunt, 2002, s.64).

Dağıtım şirketi ile aynı şirketin ortaklığı olan veya dağıtım şirketinin iştiraki olan perakende şirketinin dağıtım şirketinin logosunu, markasını kullanamayacağı, dağıtım şirketinden personel kiralayamayacağı gibi düzenlemelere rastlanmakta olduğunu belirten Hunt (2002:65), bunun müşterilerin ölçek ve kapsam ekonomilerinden fayda elde etmekten mahrum bırakacağını, ayrıca bilginin saklanmasına neden olarak müşterilerin hizmet kalitesi gibi dağıtım şirketinin saygınlığıyla ilgili bilgileri tedarikçi seçiminde değerlendirmesini zorlaştıracağını belirtmektedir. Nitekim dağıtım faaliyeti doğal tekel olmakla beraber, perakende şirketinin tüketicilerin gözünde dağıtım şirketi ile ilişkili bulunması halinde dağıtımla ilgili memnuniyet ve memnuniyetsizliğin

tedarikçi seçiminde kullanılabilir olmasının, dağıtımına da bir çeşit rekabetçi baskı yapması mümkündür.

### **3.1.2 Elektrik Piyasasında Düzenleme**

Genel anlamda devletin piyasalara, biçimini ve şiddetini durumlarına göre farklı şekilde belirleyeceği müdahalelerde bulunmasına neden olan piyasa aksaklıkları arasında; dışsal ekonomiler, asimetrik bilgi, kamusal mallar, doğal tekeller ve zaman içerisinde piyasanın monopolcü/oligopolcü nitelikler kazanması sayılabilir (Odyakmaz, 2009, s.36). Elektrik piyasasında düzenleme ihtiyacına neden olan temel problem, iletim ve dağıtım segmentlerinde doğal tekellerin varlığıdır. Nitekim iktisadi düzenleme, bu alanlarda ortaya çıkmaktadır.

Elektrik piyasasında düzenleme, salt doğal tekelin düzenlenmesi olarak düşünülmemelidir. Bu kapsamda elektrik piyasasının temel düzenleme araçları lisanslar, tarifeler ve yaptırımlardır. Lisanslar, piyasaya giriş için faaliyet bazında ruhsat niteliğindedir. Lisans sahibinin hak ve yükümlülükleri lisanslarda belirlenir (Ayanoğlu, 2003, s.82-84). Tarifeler, iktisadî düzenlemenin en önemli aracıdır. Tarifesi düzenlemeye tabi olan bir piyasa oyuncusu, piyasada serbest rekabet altında işletilen herhangi bir işletme gibi davranamaz. Yaptırımlar ise, diğer düzenleme araçlarının tamamlayıcısı ve piyasa faaliyetlerinin önceden belirlenmiş kurallara göre yapılmaması halinde aykırılığın ortadan kaldırılmasının aracıdır.

#### **3.1.2.1 Elektrik Piyasasında Düzenleme İhtiyacı**

Elektrik piyasasında düzenleme ihtiyacı temelde hem elektriğin son derece önemli bir emtia olmasından, hem de sektörün belli kısımlarında gözlenen doğal tekel olgusundan kaynaklanmaktadır.

Rekabet ile düzenleme arasındaki temel fark, farklı risklere ilişkin sorumluluğun kimde olacağı ile ilgilidir. Temel riskler; piyasa talebi ve fiyatları, santralleri ekonomik olarak demode ya da en azından rekabetçi olmayan duruma getiren teknolojik değişim, bakım,

insan kaynağı ve yatırımla ilgili yönetim kararları ve kredi riskidir. Düzenlemede risklerin çoğunu tüketiciler alır, keza ödülün çoğunu da. Düzenleyiciler büyük harcamaları öngörmek için ellerinden geleni yapar ve bazen firmaları kötü yönetim kararlarından ötürü cezalandırır. Düzenlemede yeni teknoloji icat edilse bile tüketiciler eski teknoloji için ödeme yapmayı sürdürür. Rekabette ise eski teknoloji üreticilerin varlık değeri düşer. Düzenlemede talep olduğundan fazla tahmin edilirse, fazla kapasitenin maliyeti de karşılanacak şekilde fiyatlar yükselir. Rekabette ise fazla kapasite fiyatların düşmesine neden olur. Rekabette risklerin çoğunu santral sahipleri alır. Kâr da zarar da kendilerinedir. Teknolojik risk üreticilerdedir. Keza, talep ve fiyat tahmini riski de üreticilerdedir (Hunt, 2002, s.28-29).

Elektrik dağıtım işi; müşterilerin elektrik ihtiyacının karşılanması, elektrik arzının kaliteli olmasının sağlanması ve yatırımcılara kâr imkânı verilmesi amaçlarına hizmet etmektedir. Dağıtım sektöründe kullanılan varlıklar uzun ömürlü (30-50 yıl) olup yüksek sermaye yoğunluğu söz konusudur. Bütün gelişmiş ülkelerde tüketiciler dağıtım şebekesine bağlı bulunmaktadır ve nihai enerji fiyatında dağıtıma ilişkin bedellerin payı yüksektir. Piyasaların serbestleştirilmesinin ilk aşamalarında, genellikle satış potansiyeline ulaşmanın faydalı bir yolu olarak ve satın almalar yoluyla bu sektöre giriş yapılmıştır. Ancak, günümüz bilgi toplumunun yüksek oranda güvenilir elektrik arzına bağımlı olduğu ve kesintilerin %90'ının dağıtım şebekesinden kaynaklı olarak gerçekleştiği düşünüldüğünde, elektrik dağıtımının satış portföyüne erişimden öte büyük bir öneme sahip olduğu takdir edilecektir (Viljainen, 2005, s.8-9).

Elektrik dağıtım ve perakende satışında devletin düzenleyici rolü, bir kısım iktisadî gerçekliklerin sonucu olarak ortaya çıkmıştır. Bu sektörlerdeki düzenleyici faaliyetlerin iki ana başlıkta değerlendirilmesi mümkündür: Fiyat düzenlemesi ve hizmet kalitesi düzenlemesi. Fiyat düzenlemesi asli olarak, rekabetin yokluğunda tüketicileri korumak ve düzenlenen şirketlerin finansal açıdan sürdürülebilir olmasını sağlamak amaçlarına dayanmaktadır. Perakende satış faaliyetinin rekabete açılabilir oluşundan dolayı, bu alandaki fiyat düzenlemesine geçici gözüyle bakılması gerekir. Sadece son kaynak denilen, tedarikçisini seçmemiş ya da seçtiği tedarikçi bir şekilde tedarik faaliyetini yerine getiremediği için son kaynak tedarikçisi olarak görevlendirilmiş şirketten enerji



alan kullanıcılar için bir son kaynak fiyat düzenlemesinin bulunması gerektiği söylenebilir. Hizmet kalitesi düzenlemesi de, yine rekabetin sağladığı müşteri kaybetmeme motivasyonlu iyi hizmetin rekabetin olmadığı alanda da sağlanabilmesini temin etmeyi amaçlamaktadır. Perakende satış faaliyetinde de, aynı fiyat düzenlemesinde olduğu gibi özellikle tedarikçi değiştirmenin henüz yaygın olmadığı veya bir şekilde belli bir tedarikçiye bağımlı olduğu duruma mahsus bir hizmet kalitesi düzenlemesinden söz edilebilir. Ancak, kullanıcılar açısından hizmet kalitesinin asli olarak dağıtım faaliyetine göre belirlendiğini belirtmekte fayda vardır. Bir başka deyişle, perakende satış faaliyeti dağıtım faaliyetine kıyasla çok dar kapsamda hizmet kalitesi unsuruna sahiptir ve bu nedenle bu alandaki hizmet kalitesi düzenlemesi de göreceli olarak dar kapsamlıdır.

Elektrik dağıtım sektörünün düzenlemeye tabi olması gereği, doğal tekel niteliğinin bir sonucudur. Bu alanda gerçekleşmesi mümkün olmayan rekabetin “birinci en iyi çözüm” olarak düzenlemenin de “ikinci en iyi çözüm” olarak adlandırılması mümkündür. Elektrik perakende satış faaliyeti rekabete açılabilir olmakla birlikte tüketicilerin tedarikçilerini serbestçe seçebilmelerinde kademeli geçişin tercih edildiği, yani serbest tüketici limitinin hemen sıfırlanmadığı durumda tedarikçi seçme hakkı olmayan ya da bu hakkı kullanmayan tüketicilerin kullanacağı elektriğin fiyatının da düzenlemeye tabi olması söz konusu olmaktadır.

Hunt (2002:27); tekelin olduğu yerde fiyatların tüketicileri korumak amacıyla kontrol edilmesi gerektiğini, devletin tekelin sahibi olduğu durumda fiyat koyucunun devlet olduğunu, özel sektörün tekelin sahibi olması halinde ise fiyatı maliyetle ilişkilendirecek bir iktisadî düzenlemeye ihtiyaç bulunduğunu, ilaveten maliyetlerin izlenmesi ve hizmet kalitesinin düşürülmemesinin sağlanması ile etkinlik için gerekli teşviklerin uygulanması gerektiğini ifade etmektedir. Bunun standart yönteminin bağımsız bir düzenleme otoritesinin atanması olduğunu ve her ne kadar “hükümetin atadığı” ve “bağımsız” tabirleri çelişki gibi görünse de, çoğu kişinin “sektörden bağımsız” bir otoritenin varlığından mutlu olduğunu söylemektedir.

Düzenleme ihtiyacının nedenlerinden olan doğal tekel durumu, bütün talebin tek bir firma tarafından karşılandığı noktaya kadar ölçek ekonomilerinin, yani üretici firma

büyüdükçe ortalama maliyetin düşmesi eğiliminin, devam ettiği bir durumdur. Bu aynı zamanda bu tür sektörlerde rekabetin iyi işleminin beklenmemesinin bir nedenini teşkil etmektedir (Kahn, 1988, s.123-124).

Doğal tekelin arzu edilmeyen bir kısım sonuçları vardır. Joskow (2005:1), doğal tekel özelliği gösteren bir piyasada ortaya çıkacağı düşünülen bazı ekonomik performans problemlerini aşırı fiyatlar, üretim etkinsizlikleri, tesislerin masraflı şekilde çoğaltılması ve düşük hizmet kalitesi olarak sıralamaktadır. Doğal tekelin düzenlenmesine ihtiyaç duyulmasının arka planında, bu kabil olumsuz durumlar bulunmaktadır.

Aşağıdaki şekilde (Şekil 11), düzenleme ihtiyacının kaynakları özetlenmektedir.

**Şekil 11:** Düzenleme İhtiyacı



**Kaynak:** Gelissen, M., 2010, s.44.

Tek başına mükemmel bir araç olmayan düzenleme ile ilgili dikkate alınması gerekli olan bir kısım sakıncaların bulunduğu da dikkatten kaçırılmamalıdır. Erdoğan (2007:990), düzenlemenin bir kısım spesifik piyasa başarısızlığı kaynağına yönelik olarak mümkün olduğunca az kullanılması gerektiğini belirtmektedir ve bu sonuca götüren nedenleri şu şekilde açıklamaktadır:

- (1) Düzenleme, kaçınılmaz olarak değişik nedenlerden ötürü etkinlikten uzaktır. Örneğin, düzenlenen fiyatlar gerçek maliyetleri yansıtmayabilir.
- (2) Düzenleme pahalı bir iştir ve kolayca ekonomik alandan politik alana kayabilir.
- (3) Bilgi asimetrisi, kararlılık ve düzenleme kuşatmasına (regulatory capture) maruz kalma ve/veya başarısızlık düzenlemenin doğasında kaçınılmaz olarak yer almaktadır.

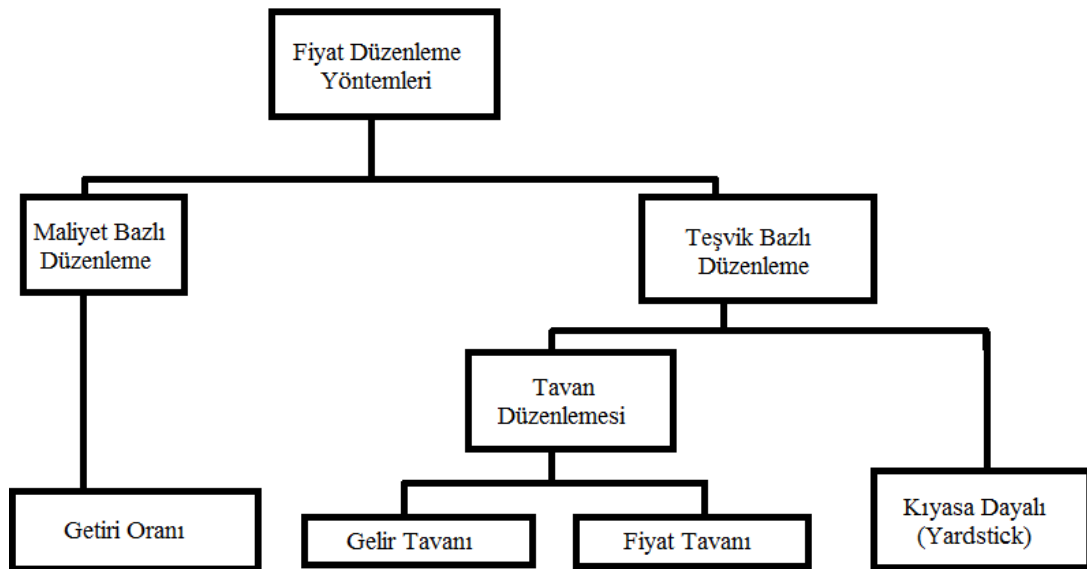
Guasch ve Hahn (1999:139), düzenlemenin performansını ele alırken bilgi asimetrisine ve kaynakların yeniden dağıtımını piyasa başarısızlıklarının düzeltilmesi yerine politikacıların çeşitli amaçları için kullandıran politik müdahaleden söz etmektedirler. Politik müdahale olgusu, düzenlemenin asli amaçlarının yerine çıkar gruplarının amaçlarının gözetilmesine neden olabilmektedir. Bilgi asimetrisi problemi de, düzenlenen firmaların yaptıkları işin tam anlamıyla düzenleyici tarafından bilinmesi mümkün olmadığından ve firmanın gerçekte olması gereken maliyetleri bilinemeyeceğinden tüketicilerin aleyhine yüksek tarifelerin onaylanması ya da veri girdi düzeyinde elde edilebilecek hizmet kalitesi düzeyinin tam olarak bilinmemesinden dolayı olması gerekenden daha düşük performans kriterleri konulması gibi tüketiciler aleyhine kararlar alınabilmektedir. Bu problemin bilhassa iş ahlakının iyi gelişmediği toplumlarda daha da ciddi etkilerinin olacağı düşünülmektedir.

Düzenleyici kurumlar elektrik piyasasında sadece doğal tekel düzenlemesi ile iştigal etmemektedirler. Nitekim 16 Avrupa ülkesini inceleyen Larsen ve diğerleri (2006:2863), az amaca sahip düzenleme kurumlarından ziyade çok amaca sahip düzenleme kurumlarının daha yaygın olduğunu belirtmektedir. Bu kapsamda, düzenleme kurumlarının amaçları arasında şunları tespit ettikleri görülmektedir: Şeffaflık ve rekabet ile bunlardan daha az yaygın görülmekte olan arz güvenliği, çevre ve sosyal sorumlu fiyatlandırmaya ilişkin amaçlar. Sınıflandırmalarında düzenleyici faaliyetleri ayırdıkları dört ana kısım ise; tekel düzenlemesi, rekabet düzenlemesi, tüketicileri koruma ve daha geniş enerji politikası sorumlulukları (örneğin arz güvenliği, çevre politikaları gibi) şeklindedir.

### 3.1.2.2 Elektrik Piyasasında Düzenleme Yöntemleri

Elektrik piyasasında iktisadi düzenleme iletim ve dağıtım faaliyetleri için yapılmaktadır. Keza son kullanıcıya satış faaliyeti de düzenlenebilmektedir. Uygulanan düzenleme yöntemleri maliyet bazlı ve teşvik bazlı olmak üzere iki temel kategoride incelenebilir. Bu kapsamda, Petrov ve diğerleri (2010:4) ise, fiyat düzenlemesini aşağıdaki gibi sınıflandırmaktadır.

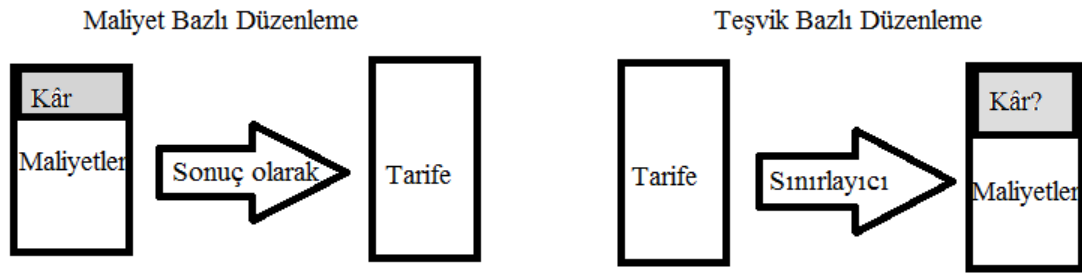
**Şekil 12:** Fiyat Düzenleme Yöntemleri



**Kaynak:** Petrov ve diğerleri, 2010, s.4

Düzenlemenin sonucunda tarife fiyatına ulaşılması (maliyet bazlı yöntemler) ya da tarife fiyatına ulaşılmasından sonra neticede kâr ya da zarar oluşmasına (teşvik bazlı yöntemler) göre farklılaşan düzenleme yöntemleri ayrımı aşağıdaki şekilde (Şekil 13) gösterilmektedir. Teşvik bazlı düzenlemede, düzenlemeye tabi firmanın kâr ya da zararı firmanın kendi performansına göre ortaya çıkacak şekilde hareket edilmektedir.

**Şekil 13:** Maliyet Bazlı ve Teşvik Bazlı Düzenlemenin Karşılaştırılması



**Kaynak:** Gammelgård, M., 2004, s.26

Geleneksel maliyete dayalı düzenlemenin beş faydasından söz etmek mümkündür:

- (1) Fiyatlar kolayca ölçülebilir olan muhasebe maliyetlerine dayanır,
- (2) Süreç şirkete makul bir getiri oranını garanti eder ve ana maliyetlerdeki beklenmedik yükselmeler kolaylıkla dikkate alınır,
- (3) Maliyet dağıtım mekanizması her bir müşteri sınıfına karşı adil olmaya çalışır,
- (4) Maliyetlerin düşürülmesi ve böylece fiyatların düşürülmesinden müşteriler memnun olabilir,
- (5) Maliyetlerinin karşılanması garanti edilen bir şirketin hizmet kalitesini düşürmesine yönelik bir baskı yoktur (Brown ve diğerleri, 1991, s.324).

Bununla birlikte bu yöntem maliyetlerin düşürülmesini teşvik etmemekte, gerekli olsun ya da olmasın yatırım harcamalarının yükseltilmesine yol açmaktadır<sup>8</sup>.

1983 tarihli ünlü Littlechild Raporu, düzenleme literatürü bakımından önemli dökümanlardan birisidir. Stephen Littlechild tarafından Kasım 1982 ile Ocak 1983 arasında 10 haftada yazılan ve Şubat 1983'te basılan rapor, ününü British Telecom (BT) için getiri oranı düzenlemesi yerine RPI-X fiyat tavanı düzenlemesi önermesinden almaktadır. Bu tavsiye İngiltere hükümeti tarafından sadece BT özelleştirmesi ile sınırlı

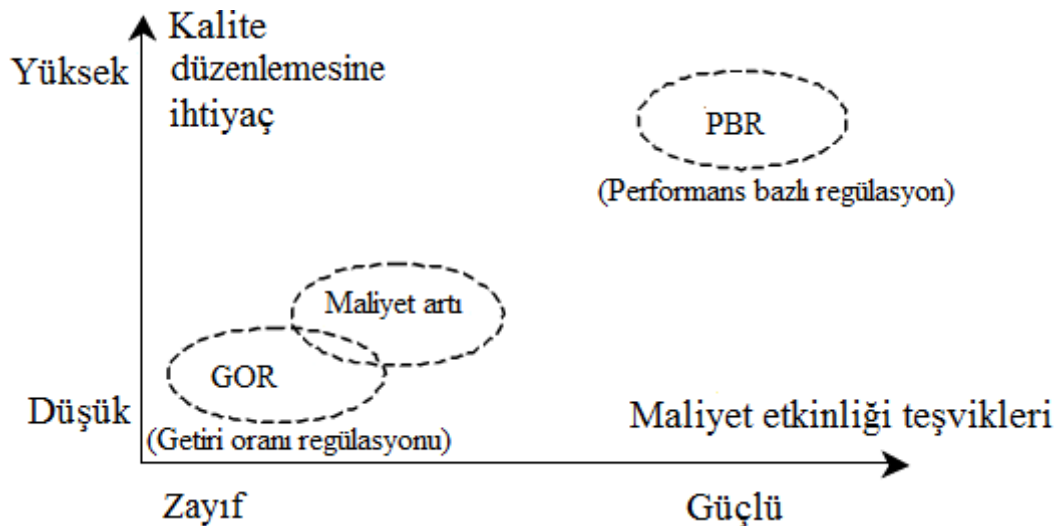
<sup>8</sup> Bu konu Harvey Averch ve Leland L. Johnson'ın, 1962 yılında American Economic Review dergisinde yayımladıkları makalede ele alınmış olup literatürde Averch-Johnson etkisi (A-J etkisi) olarak yer almaktadır.

olarak değil takip eden diğer özelleştirmeleri de içerecek şekilde kabul edilmiş, daha sonra benzer düzenleme şekli dünya çapında birçok ülkede, özellikle de getiri oranı düzenlemesinin merkezi olan ABD’de de benimsenmiştir

([http://www.bath.ac.uk/management/crri/pubpdf/Conference\\_seminar/31\\_Model\\_Utility\\_Regulation.pdf](http://www.bath.ac.uk/management/crri/pubpdf/Conference_seminar/31_Model_Utility_Regulation.pdf), Erişim Tarihi: 01/08/2014).

Teşvik bazlı düzenlemede, düzenlenen şirketin maliyetlerini düşürmesi teşvik edilmektedir. Bu yöntemlerde, maliyet bazlı düzenlemeye kıyasla şirketin maruz kaldığı risk yükselmektedir. Bu düzenleme yöntemlerinde, şirketlerin hizmet kalitesinden ödün verme riski de yükselmektedir. Düzenlemelerin maliyetleri düşürmek için hizmet kalitesinden ödün verilmesi riskine değinenlerden Solver (2005:45), düzenlemenin maliyet düşürmeyi ne kadar çok teşvik ediyorsa, hizmet kalitesini de düzenlemenin içinde tutmanın öneminin de o ölçüde arttığını aşağıdaki şekilde (Şekil 14) göstermektedir.

**Şekil 14:** Kalite Düzenlemesine İhtiyaç-Maliyet Etkinliği Teşvikleri



**Kaynak:** Solver, T., 2005, s.45

Ölçmek zor olsa da; hizmet kalitesindeki iyileşmenin sosyal ve ekonomik değerinin marjinal maliyetine eşitlendiği nokta, ekonomik manada hizmet kalitesinin optimum düzeyini göstermektedir. Gerekli teşviklerin uygulanmaması durumunda, düzenlenen

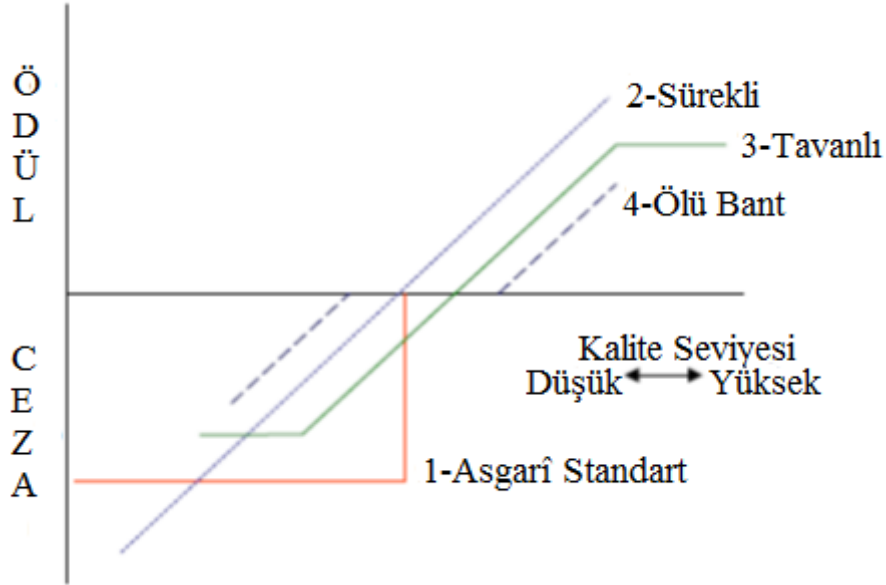
şirketlerin çok düşük hizmet kalitesi sunmaları ya da hizmet kalitesini çok pahalıya sunmaları çok muhtemeldir (Jamasp ve Pollitt, 2007, s.23).

Fiyat düzenlemesine giren fakat hizmet kalitesi düzenlemesinden gelen, literatürde kısaca Q faktörü olarak belirtilen kalite faktörü, bir dağıtım bölgesinin tamamındaki ortalama kalite düzeyinin bir ödül/ceza mekanizması çerçevesinde gelir tavanı hesaplamasına dahil edilmesinde kullanılmaktadır. Bireysel olarak alınan kalitenin artırılması içinse düzenleyici kurumun tespit ettiği tazminat ödeme kuralları uygulanmaktadır. Kalite faktörü genellikle sadece tedarik sürekliliği ile ilgili olarak uygulanmaktadır. Ticari kalite ve teknik kalite ile ilgili düzenlemeler daha ziyade bireysel tazminat mekanizmalarına dayanmaktadır. İstisnai olarak kalite faktörünün hesaplanmasında ticari kalite kapsamındaki telefonlara cevap verme süresi ve cevap kalitesi İngiltere’de, çağrı merkezi performansı da İrlanda’da bir unsur olarak yer almıştır (Fumagelli ve diğerleri, 2007, s.32,36).

Ajodhia ve Hakvoort (2005:215)’in gelir ile kalite düzeyi arasında ilişki kuran farklı ödül/ceza mekanizmalarına ilişkin gösterimine aşağıdaki şekilde (Şekil 15) yer verilmektedir.

1 numaralı mekanizmada belli bir düzeye inen kalite için sabit ceza uygulanmaktadır. Herhangi bir ödül uygulanmamaktadır. 2 numaralı mekanizmada kalitenin her bir düzeyi için belirlenmiş ödüller ve cezalar sürekli bir fonksiyon şeklindedir. Bu uygulamada, düzenlenen firmanın performansından kaynaklanacak ödülün veya cezanın sınırı yoktur. 3 numaralı mekanizmanın 2 numaralı mekanizmadan farkı, ödül ve cezanın belli limitlerle sınırlanmasıdır. Böylece düzenlemeye tabi şirketin anormal zararlara uğrayarak iflas etmesine ya da aşırı ödül uygulanarak tarifinin şişirilmesine fırsat bırakılmamaktadır. 4 numaralı mekanizmada ise, süreklilik yerine bir ölü bant boyunca ödül/ceza uygulanmaması tercih edilmektedir. Böylece kalite performansına dayalı ödül/ceza hesaplamasının her küçük performans değişiminde değil, büyük ölçüde meydana gelen değişimlerde yapılması tercih edilmektedir.

**Şekil 15:** Gelir-Kalite Düzeyi İlişisini Kuran Farklı Ödül/Ceza Mekanizmaları



**Kaynak:** Ajodhia, V. ve Hakvoort, R., 2005, s.215

### 3.1.3 Elektrik Piyasasında Deregülasyon

Deregülasyon kavramı, düzenlemelerin (regülasyonların) sona erdirilmesi anlamında olup farklı durumlarda farklı anlamlarda kullanılabilir. Kısıtlamalara, engellemelere ya da benzeri düzenlemelere tabi bulunan bir sektörde bu düzenlemelerin sona erdirilmesi deregülasyon kavramı ile ifade edilmektedir.

Daha önce de belirtildiği üzere, ‘kamu işletmeciliğinin terk edilmesi, rekabete açılabilir nitelikteki alt sektörlerin serbestleştirilmesi ve doğal tekel mahiyetinde olan iş kollarındaki firmaların düzenleyici kurumun düzenlemesine tabi olması’ şeklinde ortaya çıkan reform süreci, Avrupa açısından “regülasyon” olarak adlandırılmış, 1900’lerden itibaren sektörel iktisadî düzenlemenin yapıldığı ABD’de ise 1980’lerdeki dönüşüm ‘düzenlenen özel tekelin faaliyet alanında serbestleşme’ olarak tezahür etmiş ve bu reform sürecine ABD’de “deregülasyon” adı verilmiştir (Ertürk, 2006, s.2). Bu kapsamda; 1970-1980 dönemi ABD açısından deregülasyona geçiş dönemi, 1980 sonrası dönem de deregülasyonun uygulanma dönemi olmuştur (Akça, 2007, s.40).



Elektrik piyasasında deregülasyon, fiyatlar ve piyasaya giriş üzerindeki kontrolün sonlandırılması anlamına gelmektedir. Dolayısıyla elektrik piyasasında deregülasyon yeterli önlemlerin alınmadan veya destekleyici piyasa şartları oluşmadan yapılır ise, tüketiciler için yıkıcı sonuçlara neden olacaktır (Hunt, 2002, s.7-8).

### **3.2 ELEKTRİK PİYASASINDA ÖZELLEŞTİRME**

Özelleştirme kavramı dar anlamda Kamu İktisadi Teşebbüslerinin (KİT) mülkiyet ve/veya yönetimlerinin özel sektöre devredilmesi, geniş anlamda ise ekonomik, mali, sosyal ve siyasi saiklerle ekonomideki kamu payının azaltılması demektir. Özellikle 1980'lerde dünya çapında özelleştirmenin popülerlik kazandığı görülmüştür. Bu durumun arkasında yatan faktörler arasında şunları saymak mümkündür: Firma içi etkinliğin düşük olmasının kamu işletmeciliğine bağlanmasından dolayı etkinlik artışının amaçlanması, küreselleşmenin getirdiği uluslararası rekabete açılma zorunluluğundan dolayı şirketlerin daha rahat ortak girişimlerde bulunup sermaye piyasası olanaklarını kullanabilmelerinin sağlanmasının amaçlanması, hisse senedi sahipliğini yaygınlaştırmak, mülkiyeti tabana yaymak ve sermaye piyasasının gelişmesine katkı sağlanmak amaçlarının güdülmesi ve zarardaki kamu işletmelerine kamu bütçesinden kaynak aktarımının sona erdirilmesinin amaçlanması (Seyidoğlu, 2002, s.484-485). Kaynak israfına yol açan, etkin ve verimli olmayan kamu işletmeciliği söz konusu olduğunda firmaların varlığını sürdürmesi için fiyatların arttırılması ya da zararın devlet bütçesinden karşılanması gerekmektedir ki, sonuç olarak her şekilde oluşan maliyet toplumun sırtına yüklenmektedir (Ertürk, 2006, s.12).

Avrupa Konseyi Parlamenterler Meclisinin 953/1990 sayılı kararında; genel anlamda özelleştirmenin verimliliği arttırma ihtiyacı, fiyatları düşürmek, kıt kaynakların toplum çapında daha etkin dağıtımını sağlamak, zarara yol açan kamu faaliyetlerinin varlığı halinde devlet bütçesini küçültmek, gelir sağlamak, devletin maaş ödemelerini azaltmak ve bazı ülkelerde de tekel ayrıcalıklarına sahip sendikaların gücünün azaltılması gerekçeleriyle yapıldığı belirtilmektedir.

Özelleştirmenin yapılıp yapılmaması kadar, ne şekilde yapılacağı da ayrı bir tartışma konusudur. Nitekim dünyada farklı yöntemlerle özelleştirmeler yapıldığı bilinen bir gerçektir. Bir ülkede uygulanacak özelleştirme yöntemlerini belirleyen faktörler Yazıcı (1997:62) tarafından; devletin amaçları, KİT'lerin örgütsel biçimi, KİT'lerin finansal durumu ve performansı, KİT'lerin sektörel durumu, sermaye piyasalarının gelişmişliği ve sosyopolitik unsurlar olarak belirtilmektedir.

Elektrik sektörü yatırımlarının çok büyük boyutlarda olmasından dolayı, özelleştirmelerin devlet bütçesindeki yatırım yükünün azaltılmasına katkı sağlaması beklenmelidir. Ayrıca daha verimli işletmecilik yapılması, ortaya çıkan pozitif farkın fiyatlara indirim olarak yansıtılması, rekabete açık segmentlerdeki özelleştirmelerde rekabetten beklenecek avantajların elde edilmesi, kayıp ve kaçaklarla daha iyi mücadele edilmesinin sağlanması, yeniliğe ve değişime daha açık olunmasının temin edilmesi ve hizmet kalitesinin artırılması gibi faydalar da elektrik sektörü özelleştirmelerinden beklenecek faydalar arasındadır.

Tarihsel perspektifle bakıldığında, elektrik piyasasında kamu ağırlıklı yapının 1980'lere kadar normal kabul edildiği ve sorgulanmadığı görülmektedir. İkinci Dünya Savaşı'ndan sonra sanayileşmiş ülkelerdeki hızlı büyümenin beraberinde getirdiği elektrik talep artışı neticesinde; üretim, iletim ve dağıtım tesisleri yenilenmiş ve teknolojik olarak iyileştirilmiştir. Üretimdeki artışla beraber elektrik fiyatlarında da reel düşüş yaşanmıştır. 1970'lerdeki petrol krizine kadar büyük elektrik yatırımları finanse edilebilirken, krizle beraber alternatif kaynaklara yönelme ile birlikte yatırımların finansmanı ve sektörün yapısı sorgulanmaya başlamıştır. Elektrik sektörünün kamu borçlanma gereğini arttıran bir sektör haline gelmesi ve kamu işletmeciliğinin yukarıda bahsedilen dezavantajları da düşünülerek, sektörde özel sektör katılımının sağlanması gündeme gelmiştir (Kulalı, 1997, s.41).

Devlet tarafından işletilmekte olan elektrik piyasası şirketlerinin özel sektöre devri, verilmekte olan hizmetlerin geliştirilmesinin, ekonomik kalkınmanın ve devlet bütçesinin iyileştirilmesinin çok önemli bir parçası kabul edilmektedir. Özelleştirme devlete fon sağlamış, sermaye yatırımlarını arttırmış, rekabetçi piyasalar yaratmış ve

ekonomideki devlet rolünü azaltmıştır. Bu kapsamda etkinlik artışı, sermaye sahipliğinin genişletilmesi ve elektrik ile ilgili hizmetlerin güvenilirliğinin artışı sağlanmıştır. Bu kapsamda dünyada 1980'lerde geniş çaplı elektrik piyasası özelleştirmeleri yaşanmıştır. Yöntem açısından ise, özelleştirmelerin ülkeden ülkeye farklılık gösterdiği görülmektedir. Örneğin Arjantin gibi bazı ülkelerde mülkiyetin devlette kalıp işletme hakkının belli bir süreyle özel sektöre devri şeklinde özelleştirme yapılırken, Guatemala gibi bir kısım ülkelerde ise özel sektör devlet ortaklığıyla gerçekleştirilmiştir (Lesser ve Giacchino, 2007, s.287-288).

## 4. BÖLÜM

### TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASI REFORMU VE ELEKTRİK PİYASASI ÖZELLEŞTİRMELERİ

Bu bölümde; Türkiye elektrik piyasasının tarihsel bir perspektifle ele alınarak hangi aşamalardan geçerek bugüne geldiği açıklanmakta, düzenleyici kurumun kurulması ile gelinen son aşama sunulmakta, elektrik dağıtım ve perakende satış faaliyetlerine ilişkin düzenlemeler hakkında bilgi verilmekte ve özelleştirme tecrübesi ele alınmaktadır.

#### 4.1 TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASI VE REFORMU

Dünyada yaşanan gelişmelere paralel olarak 2001 yılından itibaren çok farklı bir çizgide ilerlemeye başlayan Türkiye elektrik piyasasının tarihsel gelişimi, reform süreci, düzenlenmesi ve güncel yapısı bu alt bölümde incelenmektedir.

##### 4.1.1 Türkiye Elektrik Piyasasının Tarihçesi

Türkiye elektrik piyasasının tarihi, bir anlamda elektrik piyasası faaliyetlerinin özel sektör eliyle de yürütülebilmesinin tarihi olarak ele alınabilir. Son aşamada 2001 yılında 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ile başlayan süreçte, özel sektöre kapalı ya da yalnızca İmtiyaz Usulü, Yap-İşlet-Devret (YİD) Modeli, Yap-İşlet (Yİ) Modeli veya İşletme Hakkı Devri (İHD) gibi bir kısım finansman modelleri kapsamında açık bulunan faaliyetlerin lisans usulü kapsamında özel sektör katılımına açılması (liberalleşme, serbestleşme), kamu eliyle yürütülen üretim ve dağıtım faaliyetlerinin özel sektöre devri ve mümkün olan piyasa bölümlerinde iktisadî düzenlemeye tabi olmayan rekabetçi bir yapının tesisi olarak özetlenebilecek yeni bir anlayış ortaya çıkmıştır.

Türkiye elektrik piyasasının geçmişten bugüne geçirdiği aşamalar ana hatlarıyla bellidir. Ancak, farklı kaynaklarda Türkiye elektrik piyasası tarihi ile ilgili farklı bölümlendirmeler yapıldığı göze çarpmaktadır.

Bu kapsamda, tarihsel olarak Türkiye elektrik piyasasının geçtiği aşamalar aşağıdaki kronoloji tablosunda (Tablo 8) özetlenmektedir.<sup>9</sup>

**Tablo 8:** Türkiye Elektrik Piyasası Tarihçesi

<p><b>1902-1939: Cumhuriyet Öncesi Dönem ve Cumhuriyetin İlk Yılları</b></p> <p><b>1902</b> Tarsus'ta 2 kW gücünde elektrik üretim tesisi kuruldu</p> <p><b>1914</b> İstanbul Silahtarağa'da ilk termik santral kuruldu</p> <p><b>1926</b> İlk özel Türk elektrik şirketi olan Kayseri ve Civarı Elektrik T.A.Ş. kuruldu</p> <p><b>1930</b> Belediyelere elektrik tesisi kurma ve işletme yetkisi verildi</p> <p><b>1935</b> Etibank, Elektrik İşleri Etüt İdaresi (EİEİ) ve Maden Tetkik Arama Genel Müdürlüğü (MTA) kuruldu</p>
<p><b>1939-1970: TEK Öncesi Dönem</b></p> <p><b>1953</b> Türkiye Birinci İstişarî Enerji Kongresi Ankara'da toplandı</p> <p><b>1954</b> Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü (DSİ) kuruldu</p> <p><b>1963</b> Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) kuruldu</p>
<p><b>1970-1994: TEK Dönemi (Dikey Bütünleşik Yapı)</b></p> <p><b>1970</b> TEK kuruldu</p> <p><b>1981</b> 2464 sayılı Kanun yayımlandı (Belediye Gelirleri Kanunu)</p> <p><b>1982</b> Elektrik hizmetleri belediyelerden TEK'e devredildi</p> <p><b>1984</b> 3096 sayılı Kanun yayımlandı (Türkiye Elektrik Kurumu Dışındaki Kuruluşların Elektrik Üretimi, İletimi, Dağıtım ve Ticareti ile Görevlendirilmesi Hakkında Kanun)</p> <p><b>1984</b> 3093 sayılı Türkiye Radyo-Televizyon Kurumu Gelirleri Kanunu yayımlandı</p> <p><b>1993</b> Enerji Fonu uygulaması başladı (3291 sayılı Kanuna eklenen Ek 2 nci madde ile)</p> <p><b>1993</b> TEK, Türkiye Elektrik Üretim İletim A.Ş. (TEAŞ) ve Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. olarak şirketleştirildi ve ikiye ayrıldı</p> <p><b>1994</b> TEK'in bölünmesi fiilen gerçekleşti</p>

<sup>9</sup> Elektrik dağıtım ve perakende satış sektörü tarihiyle ilgili daha geniş bilgi için bkz. Başçıl (2008).

### **1994- 2001: Yeniden Yapılanma Öncesi Dönem**

**2000** Türkiye elektrik piyasası mevzuatının Avrupa Birliği (AB) elektrik piyasası müktesebatına uyumlu hale getirilmesi ve sektörün yeniden yapılandırılmasına yönelik çalışmalar başlatıldı

**2001** 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu yürürlüğe girdi, EPDK kuruldu TEAŞ; Elektrik Üretim A.Ş (EÜAŞ), Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ) ve Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş. (TETAŞ) olarak üçe bölündü

### **2001-Günümüze: Yeniden Yapılanma Dönemi**

**2006** TEDAŞ'tan bölünerek kurulan 20 dağıtım şirketine lisans verildi, Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği (DUY) yürürlüğe girdi

**2011** Gün Öncesi Piyasası faaliyete geçti

**2013** 4628 sayılı Kanuna 5784 sayılı Kanunla eklenen, dağıtım ve perakende satış şirketlerinin ayrıştırılması hükmü yürürlüğe girdi

**2013** 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu yürürlüğe girdi

**2008-2013** İlk dağıtım özelleştirme ihaleleri (Başkent EDAŞ ve Sakarya EDAŞ) ile başlayan ve Toroslar EDAŞ'ın devri ile sona eren özelleştirme süreci

**Kaynaklar:** Ulusoy, A., 2005, s.1-2, TETAŞ, 2014, s.4, s.6, Altınay, G., 2007, s.3, Özelleştirme İdaresi Başkanlığı, www.enerji.gov.tr, Başçıl, A., 2008, s.21.

#### **4.1.2 Türkiye Elektrik Piyasasının Güncel Yapısı**

Genç nüfusu ve dinamik ekonomisiyle elektrik talebi her yıl ortalama %7 artan Türkiye'nin; yakın geçmişte kamunun finansman zorlukları, sürekli verilen iptal kararları, denenen finansman modelleri, özel sektör işlemeciliğine imtiyaz sözleşmesi ile verildikten sonra el konulan şirketler ile anılan serüveninden, dikey bütünleşik yapıdan şirketleşmeye ve ayrıştırmaya, nihayet serbestleşmeye, özel sektör katılımına, rekabete, düzenlemeye ve özelleştirmeye uzanan gelişmeler sonunda geldiği güncel durum, büyük resmin görülebilmesinde önemli bir yere sahiptir.

AB sürecinden ve 2001 krizinden sonraki siyasi ve ekonomik ortamdan büyük ölçüde etkilenen elektrik piyasası, son 10 yılda nispeten daha stabil bir görüntü çizmektedir. Özelleştirme çalışmaları gecikmeli de olsa nihayete ermiş, 21 dağıtım bölgesinde

dağıtım şirketleri ve yasal ayrıştırılmayla kurulmuş bulunan perakende satış şirketleri özel sektör işletmeciliğine geçmiş bulunmaktadır.

Elektrik piyasasında gerçekleştirilen faaliyetlerin ve ilgili lisansların durumunun özetlenmesi, bu piyasadaki işleyişin anlaşılmasında önemli bir yere sahiptir. 14/03/2013 tarihli ve 6446 Sayılı Elektrik Piyasası Kanununda elektrik piyasası faaliyetleri; üretim, iletim, dağıtım, toptan satış, perakende satış, piyasa işletim, ithalat ve ihracat faaliyetleri olarak sayılmaktadır. Piyasa faaliyetlerinin yürütülebilmesi için alınması gereken lisans türleri ise üretim lisansı, iletim lisansı, dağıtım lisansı ve tedarik lisansıdır.

Aşağıdaki tabloda (Tablo 9), 6446 sayılı Kanun çerçevesinde lisanslar ve faaliyetler özetlenmektedir.

**Tablo 9:** Elektrik Piyasasında Lisanslar ve Faaliyetler

Türkiye Elektrik Piyasasındaki Faaliyetler								
Lisans	Üretim	İletim	Dağıtım	Perakende Satış	Toptan Satış	İthalat	İhracat	Piyasa İşletim
Üretim	✓	X	X	✓(1) <sup>10</sup>	✓(1)	X	✓(2)	X
İletim	X	✓(3)	X	X	X	X	X	✓(4)
Dağıtım	X	X	✓(5)	X	X	X	X	X
Tedarik	X	X	X	✓(6)	✓(7)	✓	✓	X
Piyasa İşletim	X	X	X	X	X	X	X	✓(8)

**Kaynak:** Alma, H., 2013, s.6-7.

✓ :Yapabilir

X : Yapamaz

Türkiye, Elektrik Enerjisi Sektörü Reformu ve Özelleştirme Strateji Belgesinde (Strateji Belgesi) öngörüldüğü şekilde, 21 elektrik dağıtım bölgesine ayrılmıştır. Aşağıdaki tabloda (Tablo 10) bu bölgeler ve kapsadıkları iller gösterilmektedir. Strateji Belgesinde

<sup>10</sup> (1)-(8) no.lu açıklamalar için orijinal kaynağa bakılabilir.

bölgeler numaralarla gösterilmiş olup TEDAŞ'tan ayrılarak kurulan ve lisans alan şirketler ve 3096 sayılı Kanun kapsamında özel sektör işletmeciliğinin yapılmakta olduğu bölgelerle beraber güncel yapı tablodaki gibidir.

**Tablo 10:** Elektrik Dağıtım Bölgeleri ve Kapsadıkları İller

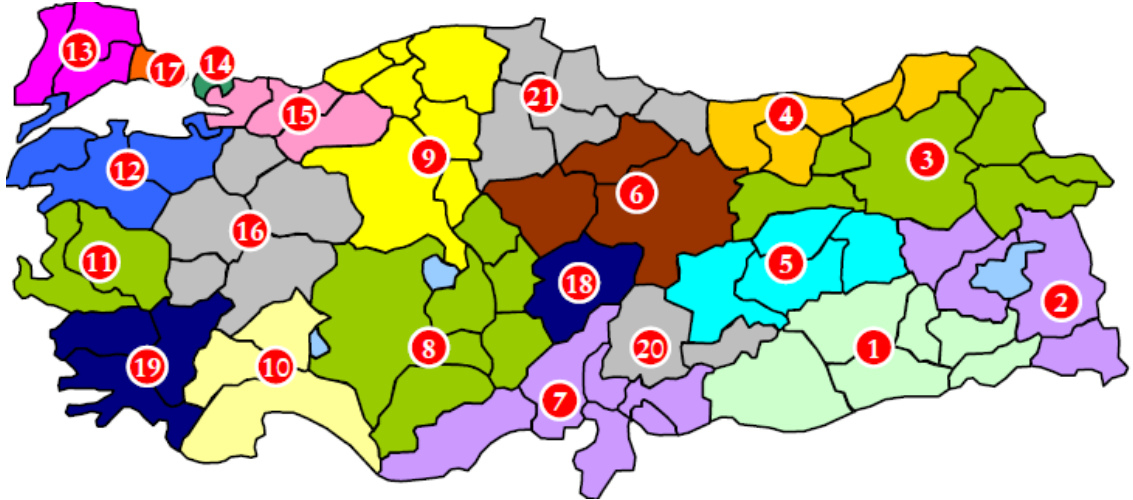
Bölge No	Şirket	Dağıtım Bölgesinde Yer Alan İller
1	Dicle EDAŞ	Diyarbakır, Mardin, Siirt, Şanlıurfa, Batman, Şırnak
2	Vangözü EDAŞ	Bitlis, Hakkari, Muş, Van
3	Aras EDAŞ	Ağrı, Erzincan, Erzurum, Kars, Bayburt, Ardahan, Iğdır
4	Çoruh EDAŞ	Artvin, Giresun, Gümüşhane, Rize, Trabzon
5	Fırat EDAŞ	Bingöl, Elazığ, Malatya, Tunceli
6	Çamlıbel EDAŞ	Sivas, Tokat, Yozgat
7	Toroslar EDAŞ	Adana, Mersin, Osmaniye, Hatay, Gaziantep, Kilis
8	Meram EDAŞ	Kırşehir, Nevşehir, Niğde, Aksaray, Konya, Karaman
9	Başkent EDAŞ	Ankara, Bartın, Çankırı, Karabük, Kastamonu, Kırıkkale, Zonguldak
10	Akdeniz EDAŞ	Antalya, Burdur, Isparta
11	Gediz EDAŞ	İzmir, Manisa
12	Uludağ EDAŞ	Balıkesir, Bursa, Çanakkale, Yalova
13	Trakya EDAŞ	Tekirdağ, Kırklareli, Edirne
14	AYEDAŞ	İstanbul (Anadolu Yakası)
15	Sakarya EDAŞ	Sakarya, Bolu, Düzce, Kocaeli
16	Osmangazi EDAŞ	Afyon, Bilecik, Eskişehir, Kütahya, Uşak
17	Boğaziçi EDAŞ	İstanbul (Avrupa Yakası)
18	KCETAŞ	Kayseri (Sivas ilinin bazı köyleri de lisans bölgesindedir)
19	Aydem EDAŞ	Aydın, Denizli, Muğla
20	Akedaş EDAŞ	Adıyaman, Kahramanmaraş
21	Yeşilirmak EDAŞ	Amasya, Çorum, Ordu, Samsun, Sinop

Her bölgede ayrıca görevli tedarik şirketi olarak anılan, dağıtım şirketinden ayrılarak kurulmuş olan perakende satış şirketleri de faaliyet göstermektedir. Dağıtım faaliyeti fiziki bir faaliyet olup bölge ile sınırlıdır. Perakende satış faaliyetini yürüten tüzel kişi ise, başka bölgelerde bulunan serbest tüketicilere de satış yapabilir, dolayısıyla kendi bölgesindeki serbest tüketiciler de başka bölgelerdeki görevli tedarik şirketi niteliğindeki perakende satış şirketlerinin ya da herhangi bir bölgeyle ilişkili olmayan diğer tedarikçilerin müşterisi olabilir.



Aşağıdaki şekilde (Şekil 16), 21 dağıtım bölgesi Türkiye haritası üzerinde gösterilmektedir.

**Şekil 16:** Elektrik Dağıtım Bölgeleri Haritası



- |                  |                  |                     |
|------------------|------------------|---------------------|
| 1- Dicle EDAŞ    | 8- Meram EDAŞ    | 15- Sakarya EDAŞ    |
| 2- Vangözü EDAŞ  | 9- Başkent EDAŞ  | 16- Osmangazi EDAŞ  |
| 3- Aras EDAŞ     | 10- Akdeniz EDAŞ | 17- Boğaziçi EDAŞ   |
| 4- Çoruh EDAŞ    | 11- Gediz EDAŞ   | 18- KCETAŞ          |
| 5- Fırat EDAŞ    | 12- Uludağ EDAŞ  | 19- Aydem EDAŞ      |
| 6- Çamlıbel EDAŞ | 13- Trakya EDAŞ  | 20- Akedas EDAŞ     |
| 7- Toroslar EDAŞ | 14- AYEDAŞ       | 21- Yeşilirmak EDAŞ |

**Kaynak:** Türkiye Elektrik Dağıtım Sektörü Özelleştirmesi Tanıtım Dökümanı'ndan ([www.oib.gov.tr](http://www.oib.gov.tr)) güncellenmiştir.

Son olarak belirtilmesinde fayda görülen bir diğer husus da; Türkiye elektrik piyasasında yaşanan reforma ve özelleştirmelere rağmen, halen devlet ağırlığının yüksek seviyede devam ettiği.

Buna bir örnek olmak üzere, TETAŞ'ın elektrik piyasasındaki ve PS şirketlerinin elektrik alımlarındaki payı aşağıdaki tabloda (Tablo 11) gösterilmektedir. Tablodan görüleceği üzere TETAŞ, halen Türkiye toplam tüketiminin %52'sini karşılamakta olup tüm satışlarının %76'sını PS şirketlerine yapmıştır. PS şirketlerinin elektrik alımları içerisinde TETAŞ'ın payı ise %83'tür.

**Tablo 11:** TETAŞ'ın Elektrik Piyasasındaki Ağırlığı (2013)

TETAŞ'ın Türkiye toplam tüketimindeki payı	%52
Türkiye toplam tüketimi (TWh)	245
TETAŞ'ın satışlarında perakende satış şirketlerinin payı	%76
TETAŞ'ın toplam satışları (TWh)	129
TETAŞ'ın satışlarında perakende satış şirketlerine satışı (TWh)	98
Perakende satış şirketlerinin düzenlenen tarifeden toplam satışı (TWh)	118
TETAŞ'ın PS şirketi alımlarındaki payı	%83

**Kaynak:** TETAŞ 2013 Faaliyet Raporu, EPDK

### 4.1.3 Türkiye'de Elektrik Dağıtımının Düzenlenmesi

Bu bölümde Türkiye'de elektrik dağıtımının düzenlenmesi, fiyat düzenlemesi ve hizmet kalitesi düzenlemesi ana başlıkları altında incelenmektedir.

#### 4.1.3.1 Elektrik Dağıtımında Fiyat Düzenlemesi

Elektrik dağıtımında fiyat düzenlemesi gelir tavanı yöntemine göre yapılmakta olup yapılan düzenlemeler içerisinde ana başlıklar olarak şu hususlar yer almaktadır:

- Yatırım bütçesinin onaylanması, birim bedellerin tespiti ve yatırımlarla ilgili diğer düzenlemelerin yapılması,
- İşletme giderlerinin onaylanması,
- KK hedeflerinin tespiti,
- KK enerjinin teminine ilişkin hususların tespiti,
- Verimlilik faktörünün tespiti,
- Getiri oranının tespiti,
- Uygulama döneminin süresinin tespiti,
- İtfa süresinin tespiti,
- Yatırım Farkı Düzeltme Bileşeninin (YFDB) tespiti,
- Gelir Gereksiniminin (GG) tespiti,
- Gelir Farkı Düzeltme Bileşeninin (GFDB) tespiti,
- Gelir tavanının tespiti,
- Talep tahminlerinin onaylanması.

Bu faaliyetlerin çoğu uygulama dönemi öncesinde gerçekleştirilmektedir. Ancak, uygulama dönemi içerisinde ortaya çıkan durumlarla ilgili olarak da düzenlemeler yapılmaktadır. Takip eden dönemde yeni düzenleme alanları, örneğin faaliyet dışı gelir elde edilmesine izin verilip verilmeyeceği gibi konular da gündeme gelecektir.

Ayrıca; şeffaf, eşitlikçi ve rekabetçi satın alma kurallarının tespiti, tarifeler yoluyla AR-GE projelerinin desteklenmesi gibi daha geniş çaplı düzenlemelerle ekonomik etkinliğin artırılmasına çalışılmaktadır.

Konunun mevzuat boyutu incelendiğinde; TEİAŞ, TETAŞ, dağıtım şirketleri ve perakende satış şirketlerinin gelir ve/veya ortalama fiyat tavanlarının düzenlenmesine ilişkin usul ve esasların ana hatlarıyla Elektrik Piyasası Tarifeler Yönetmeliğinde (Tarifeler Yönetmeliği) düzenlendiği görülmektedir. Tarifeler Yönetmeliğine dayalı olarak çıkarılan tebliğlerde de ayrıntılara yer verilmiştir. Bu kapsamda; dağıtım sistemi gelirineline ilişkin düzenlemeler Dağıtım Sistemi Gelirinin Düzenlenmesi Hakkında Tebliğde (Dağıtım Geliri Tebliği), yapılan düzenlemelere esas olan hesaplamalar ve raporlamalar Elektrik Piyasasında Gelir ve Tarife Düzenlemesi Kapsamında Düzenlemeye Tabi Unsurlar ve Raporlamaya İlişkin Esaslar Hakkında Tebliğde (RAG Tebliği<sup>11</sup>) düzenlenmektedir. Yatırımlar ile ilgili düzenlemeler de esas itibarıyla RAG Tebliğine dayalı olarak çıkarılmış bulunan Elektrik Piyasası Dağıtım Sistemi Düzenlemeye Esas Yatırım Harcamalarının Belirlenmesi ve Gerçekleşmesinin İzlenmesine İlişkin Usul ve Esaslarda (Yatırım Usul Esasları) düzenlenmiş bulunmaktadır.

Yatırım Usul Esasları'nda yatırımlar; şebeke kapasite artış, iyileştirme, yenileme yatırımları, yeni standart bağlantı yatırımları, yeni standart olmayan bağlantı yatırımları, yük dağılım değişimine bağlı yatırımlar, çevre, güvenlik ve diğer yasal zorunluluğu olan

---

<sup>11</sup> Bu Tebliğ eki tablolara RAG (Regulatory Accounting Guideline-Düzenleyici Muhasebe Kılavuzu) Tabloları denildiğinden Tebliğ de bu şekilde kısaltılmaktadır.

yatırımlar, aydınlatma yatırımları, şebeke işletim sistemi yatırımları ve yatırım harcaması niteliğindeki diğer harcamalar şeklinde sınıflandırılmıştır. Bunlardan şebeke kapasite artış yatırımları birim bedel metodolojisine tabidir. Yani tarife hesaplamalarında; yapılan yatırımların miktarları, EPDK tarafından belirlenmiş bulunan birim bedellerle çarpılarak bulunan tutarlar esas alınmakta, parasal olarak yapılan yatırım tutarı dikkate alınmamaktadır. Söz konusu birim bedeller, elektrik dağıtım şirketleri için Orta Gerilim ve Alçak Gerilim dağıtım tesisi unsurları bazında 2011-2015 Uygulama Döneminde geçerli olmak üzere belirlenmiştir.

Birim bedel mekanizması, bu tutarların altında fiyatlarla belirtilen fiziki ilaveyi yapmaları halinde aradaki fark kendilerine kaldığından dolayı elektrik dağıtım şirketlerini daha uygun maliyetle çalışmaya teşvik etmeyi amaçlamaktadır.

Bu mekanizma; belirlenen bedellerin gerçekçi olmaması, dayandığı varsayımların gerçekçi olmaması (örneğin trafo merkezinin hangi maliyetlerden oluşacağı gibi), bölgeselliği dikkate almaması, bazı tür yatırımların ekonomik ve/veya teknik açıdan uygun olmasa bile fiyat avantajından dolayı tercih edilmesine neden olduğu gibi açılardan eleştiri konusu edilebilmektedir. Ancak, düzenleme dinamik bir süreç olup takip eden uygulama dönemlerinde ilk dönem verilerinin kullanılarak daha isabetli kararların alınması mümkün bulunmaktadır.

RAG Tebliği'nin 4 üncü maddesine göre düzenlemeye esas işletme giderleri; Tek Düzen Hesap Sistemi çerçevesinde Satışların Maliyeti hesap grubunda izlenen ve söz konusu faaliyetle doğrudan ilgili olarak oluşması beklenen amortisman giderleri hariç olmak üzere personel, bakım, onarım, malzeme, dışarıdan sağlanan fayda ve hizmetler gibi maliyet kalemleri, Faaliyet Giderleri hesap grubunda izlenen amortisman ve finansal kiralama giderleri hariç olmak üzere dolaylı maliyetlerden ilgili faaliyete düşen payları ve Diğer Faaliyetlerden Olağan Gider ve Zararlar hesap grubunda ve Olağandışı Gider ve Zararlar hesap grubunda izlenen giderlerden faaliyet için gerekli olanları kapsamaktadır. Onaylanan işletme giderleri düzeltmeye tabi değildir. Onaylanandan az işletme gideri harcanması halinde kazanç şirkete kalırken, fazla harcanırsa fark telafi

edilmemektedir. Şirket Kontrolünde Olmayan İşletme Giderleri (ŞKOİG) ve AR-GE giderleri bundan istisnadır.

Verimlilik faktörü (X faktörü) ise, firmaya özgü değişkenlerin diğer firmalarla kıyaslanmasından elde edilen göreceli verimlilik skorlarının firmaları daha verimli çalışmaya teşvik için işletme giderlerinin onaylanmasında dikkate alınmaktadır.

Yatırım harcamaları ve işletme giderleri onaylandığında, şirketler için yıllık gelir gereksinimleri de hesaplanabilir hale gelmektedir. GG, yatırım harcaması karakterli ve işletme gideri karakterli bileşenlerden oluşmaktadır. Yatırım karakterli bileşenler yatırımların itfası ve itfa edilmemiş yatırımlar için getiri tutarıdır. İtfa, yatırım harcamalarının anapara geri ödemeleri olarak düşünülebilir. Mali mevzuatta elektrik dağıtım varlıklarının amortisman süresi 30 yıldır<sup>12</sup>. Ancak EPDK tarafından itfa 10 yıllık sürede tamamlanacak şekilde hesaplanmaktadır. İtfanın amortismanına göre daha büyük olmasından dolayı, yatırım harcamalarının amortisman şeklinde giderleştirilmesi daha düşük tutarlarda gerçekleşmekte ve dolayısıyla şirketler ilk yıllarda daha fazla, takip eden yıllarda daha az vergi ödemektedir. EPDK tarafından, ortaya çıkan vergi farkı da GG hesabında dikkate alınmaktadır (ilk yıllarda artı, son yıllarda eksi şeklinde). Getiri tutarı ise, yapılan yatırımlardan yıllar içerisinde düzenleyici kurum tarafından kabul edilen getiri oranına bağlı olarak değişmektedir. Yatırım harcamalarının yıllar içerisinde geri dönmesi, elektrik şebekesinin maliyetinin onu yıllar içerisinde kullanan tüketicilere ödetilmesini sağlamaktadır. Kuşkusuz burada birebir eşleştirme yapılması mümkün değildir. İşletme giderleri ise, harcaması ilgili yılda yapılan ve aynı yılda tüketilen faydalara ilişkin olduğundan yıllara yayılmaksızın ilgili yıl GG hesabına girmektedir.

AOSM, yatırım harcamaları için itfa edilmemiş tutara uygulanacak getiri oranı olarak kullanılmakta ve EPDK tarafından belirlenmektedir. GG'nin yatırım harcamalarından gelen iki bileşeninden biri olan getiri tutarının (diğeri itfa tutarı) hesaplanmasında kullanılan getiri oranı, 2011-2015 dönemi için reel ve vergi öncesi %10,49 olarak

---

<sup>12</sup> VUK'un 327 nci maddesi gereği, İHD kapsamındaki şirketler için amortisman süresi İHD süresinin kalan süresi kadardır.

hesaplanmıştır. Bu oran, dönem ortası düzeltmesi sonrasında %9,97 olarak uygulanmaktadır.

Yıllık GG hesaplanırken öngörülen yatırım harcamaları dikkate alınmaktadır. Ancak, uygulama dönemi sonunda yapılan incelemede öngörüldüğünden farklı harcama yapıldığında, takip eden dönemlerde bu farkın düzeltilmesi gerekecektir. YFDB bu amaçla kullanılmaktadır. Keza dağıtım şirketinin öngörülen gelirden farklı gelir elde etmesi halinde de GFDB kullanılarak gerekli düzeltme sağlanmaktadır.

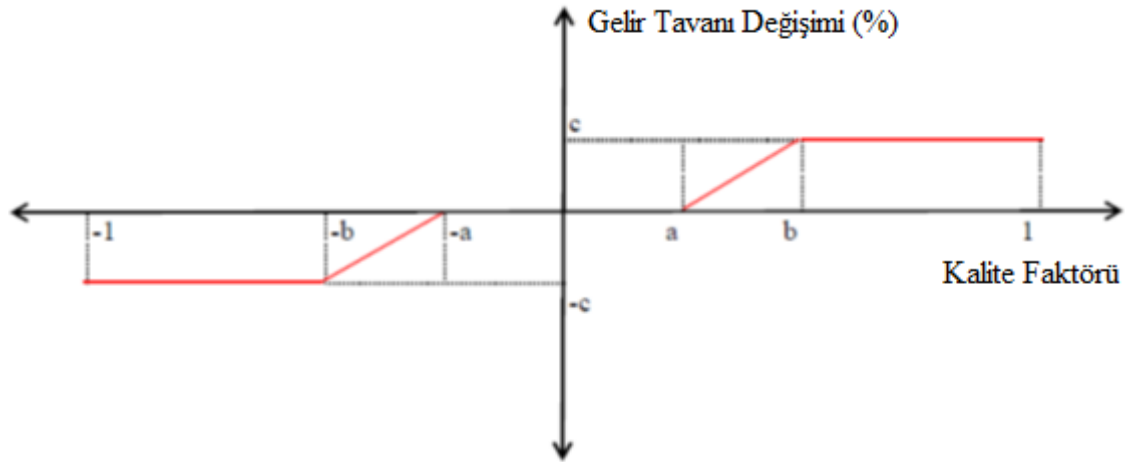
#### **4.1.3.2 Elektrik Dağıtımında Hizmet Kalitesinin Düzenlenmesi**

Elektrik dağıtımında hizmet kalitesinin düzenlenmesi Elektrik Dağıtımı ve Perakende Satışına İlişkin Hizmet Kalitesi Yönetmeliği (Kalite Yönetmeliği) kapsamında düzenlenmektedir. Bu düzenlemede ana başlıklar olarak şu hususlar yer almaktadır:

- Tedarik sürekliliği kapsamında; bireysel bir kullanıcının belli bir sürede maruz kalacağı kesintilerin süre ve sayısına göre hak edeceği tazminatların tespiti, gelir tavanını etkileyecek kalite faktörü uygulamasının unsurlarından biri olan dağıtım bölgesi ortalama kesinti süresi ve sayısı endekslerinin sınır değerlerinin tespiti, sağlıklı veri üretimi ve raporlamasının sağlanması (Kalite Yönetmeliği ekinde yer alan Tablo 1, Tablo 2, Tablo 3, Tablo 4, Tablo 5 ve Şekil 1 bu amaçlarla ilgilidir),
- Ticari kalite düzenlemeleri kapsamında; müşteri ile şirket arasındaki ilişkilerin standartlarının belirlenmesi, bunların ihlali halinde ödenecek tazminat tutarlarının belirlenmesi (Kalite Yönetmeliği eki Tablo 6/A ve Tablo 6/C’de düzenlenmiştir),
- Teknik kalite konusunda yapılması gereken işlerin, uyulması gereken parametrelerin ve ihlal halindeki yaptırımların tespiti, sağlıklı ölçüm yapılması için gerekli işlemlerin tespiti, örnekleme şeklindeki ölçümlerin yerlerinin tespiti (Kalite Yönetmeliği ekinde yer alan Tablo 10, Tablo 11, Tablo 12 ve Tablo 13 bu amaçlarla ilgilidir).
- Cihaz hasarı halinde izlenecek adımlar.

Kalite faktörü ile gelir tavanı arasında öngörülen ilişkinin mekanizması Kalite Yönetmeliği ekinde Şekil 1 olarak yer alan aşağıdaki şekilde (Şekil 17) açıklanmaktadır.

**Şekil 17:** Gelir Tavanı-Kalite Faktörü İlişkisi



Buna göre; ölü bant içerisinde ( $\pm a$ ) gelir ile kalite düzeyi ilişkisi söz konusu olmayacak, belli bir aralıkta ( $\pm b$ 'ye kadar) doğrusal olan ilişki daha sonra tavana tabi olacaktır. Bu sınırlar ve kalite faktörünün içeriği ile ilgili diğer hususlar EPDK tarafından henüz tespit edilmemiştir. Dağıtım Geliri Tebliğinde 01/12/2012 tarihinde yapılan bir değişiklikle kalite göstergesi hedef değerlerinin ilk olarak 2015 yılı için belirleneceği hükme bağlanmıştır.

#### 4.1.4 Türkiye'de Elektrik Perakende Satışının Düzenlenmesi

Bu alt bölümde, Türkiye'de elektrik perakende satışında fiyat ve hizmet kalitesine ilişkin düzenlemelere yer verilmektedir.

##### 4.1.4.1 Elektrik Perakende Satışında Fiyat Düzenlemesi

Perakende Satış Hizmet Geliri ile Perakende Enerji Satış Fiyatlarının Düzenlenmesi Hakkında Tebliğ'in (PSH ve PS Tebliği) 4 üncü maddesinde, perakende satış lisansı sahibi tüzel kişinin ortalama perakende enerji satış fiyatı tavanının (OPESFT) hesaplanma şekli düzenlenmektedir. OPESFT; ortalama enerji alım fiyatı (kr/kWh) ile BKMT'nin çarpımı ile bulunan tutara, gün öncesi piyasası ve dengeleme güç piyasası kapsamında oluşan alım satım işlemleri kapsamında tarifesi düzenlenen tüketicilere yansıtılacak enerji bedeli ve diğer bedellerin eklenmesi ile bulunmaktadır.

Ortalama enerji alım fiyatında değişik alım kaynaklarından alınan enerjinin fiyatına yer verilmektedir. TETAŞ alımlarından EPDK tarafından belirlenen tarife esas alınırken, ikili anlaşmalarla yapılan alımlarda ise gün öncesi piyasasında oluşan Piyasa Takas Fiyatı (PTF) esas alınmaktadır.

#### **4.1.4.2 Elektrik Perakende Satışında Hizmet Kalitesinin Düzenlenmesi**

Elektrik perakende satışında hizmet kalitesi sadece ticari kaliteden oluşmaktadır. Zira tedarik sürekliliği ve teknik hususlar perakende şirketlerinin değil dağıtım şirketlerinin görevi kapsamındadır. Düzenleme, belirlenen standartları ve bunların ihlali halinde müşterilere ödenecek tazminatları içermekte olup Kalite Yönetmeliğinin ekinde yer alan Tablo 6/B ve Tablo 6/C’de detaylandırılmıştır.

#### **4.1.4.3 Perakende Satış Hizmeti Faaliyetine İlişkin Düzenlemeler**

Faturalama ve benzeri faaliyetlere ilişkin olan perakende satış hizmeti faaliyeti, dağıtım faaliyetine benzer şekilde gelir tavanı yöntemine uygun şekilde düzenlenmekte ve birim bedellere dönüştürülmektedir. İlgili düzenlemeler, PSH ve PS Tebliği’nde detaylandırılmıştır.

#### **4.1.5 Fiyat Eşitleme Mekanizması**

Kısmen mülga 4628 sayılı kanunla<sup>13</sup> önce 31/12/2012’de bitmesi öngörülen ancak daha sonra 31/12/2015’e ertelenen ve halen 6446 sayılı Kanun’un Geçici 1 inci maddesi kapsamında Bakanlar Kurulu tarafından 5 yıla kadar uzatılmasına karar verilebilecek şekilde uygulanmakta olan ulusal tarife; düzenlemeye tabi tarifeler üzerinden elektrik enerjisi satın alan tüketicileri, dağıtım bölgeleri arası maliyet farklılıkları nedeniyle var

---

<sup>13</sup> Bu kanunun adı, 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ile değiştirilmiştir.



olan fiyat farklılıklarından koruyacak şekilde tesis edilmiş olan fiyat eşitleme mekanizmasına dayanmaktadır.

Fiyat eşitleme mekanizması ile; nihai faturada yer alan dağıtım bedeli, perakende satış hizmeti bedeli, perakende satış bedeli, iletim bedeli ve tüm hesaplama dâhil unsurlar ülke çapında eşitlenmektedir. Elde edilecek gelirden az gelir elde eden şirketlere, fazla elde edenlerden toplanan destekleme tutarları yoluyla ödeme yapılmaktadır. Aşağıda yer alan tabloda basit bir örnekle fiyat eşitleme mekanizmasının işleyişi izah edilmektedir.

**Tablo 12:** Fiyat Eşitleme Mekanizmasının İşleyişi

Şirket	Düzenlenen Gelir (TL)	Dağıtılan Elektrik (kWh)	Elde Edilen Gelir (TL)	Destekleme Tutarı (TL)
A	19	1000	20	1
B	20	1050	21	1
C	21	950	19	-2

Örnekte üç şirketten oluşan bir piyasa farz edilmektedir. Düzenleyici kurum A, B ve C şirketlerinin gelirlerini sırasıyla 19 TL, 20 TL ve 21 TL olarak belirlemiştir. Bu şirketlerin sırasıyla 1000 kWh, 1050 kWh ve 950 kWh elektrik dağıtacakları tahmin edilmektedir. Bu durumda toplam 60 TL gelir, toplam 3000 kWh enerjiden elde edileceğine göre, bu 3 şirketin hepsinin eşit olarak uygulayacağı dağıtım bedeli (bölgesel yerine ulusal dağıtım bedeli) 0,02 TL/kWh olarak hesaplanmaktadır. Bu durumda A şirketi 20 TL, B şirketi 21 TL ve C şirketi 19 TL gelir elde edecektir. A ve B şirketlerinin her birinin fazladan elde ettiği 1 TL, C şirketinin eksik elde ettiği 2 TL'yi kapatmak üzere destekleme tutarı olarak hesaplanmaktadır.

## 4.2 TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASINDA ÖZELLEŞTİRME

Türkiye'de elektrik sektöründeki özelleştirme çabaları; 1980'lerde askeri yönetimin yerini sivil yönetime bırakmasından itibaren bir kısım finansman modellerinin denenmesi gibi ilk örneklerle başlayarak 24/11/1994 tarihinde kabul edilen 4046 sayılı Özelleştirme Uygulamaları Hakkında Kanun kapsamında değişik aşamalardan ve

girişimlerden geçen ve sıklıkla yargı engeline takılarak yavaş ilerleyen bir süreç olarak ortaya çıkmıştır.

Özelleştirmenin daha önce bahsedilen geniş anlamı kapsamında, elektrik sektörü özelleştirmelerinin esas olarak piyasanın özel sektör katılımına açılması yoluyla kamu ağırlığının azaltılmaya başlanması olarak ele alınması daha uygun olacaktır. Dolayısıyla, bu tanımdan hareketle Türkiye’de elektrik sektöründe özelleştirmenin gerçek anlamda 2001 yılından itibaren gerçekleştirilmeye başlandığı söylenebilir.

Dünyada olduğu gibi Türkiye’de de elektrik piyasasında kamu işletmeciliğinin terk edilerek devlet şirketlerinin özel sektöre devri söz konusu olmuştur. Türkiye elektrik piyasasında, kamu tarafından işletilmekte olan elektrik üretim şirketlerinin özelleştirme süreci halihazırda devam etmektedir. Dağıtım ve dağıtımla bütünleşik iken ayrıştırılan perakende satış faaliyetlerini yürüten şirketlerin ise tamamı özel sektör tarafından işletilmektedir.

#### **4.2.1 Elektrik Dağıtım ve Perakende Satış Özelleştirmeleri**

Elektrik dağıtım ve perakende satış özelleştirmelerinin yöntemi, amaçları, ilkeleri, süreç ve sonuçlar bu bölümde ele alınmaktadır.

##### **4.2.1.1 Yöntem, Amaç ve İlkeler**

Özelleştirme İdaresi Başkanlığı (ÖİB) tarafından özelleştirme yöntemleri; satış, kiralama, işletme hakkı devri, mülkiyetin gayri ayni haklar tesisi ile gelir ortaklığı modeli ve sair hukuki tasarruf olarak belirtilmektedir. Satış, varlık satışı ya da hisse satışı şeklinde yapılmaktadır. İşletme hakkı devrinde, kuruluşların veya varlıklarının mülkiyet hakkı saklı kalmak üzere belli bir süreyle işletilme hakkı verilmektedir. Mülkiyetin gayri ayni haklar tesisi, kuruluşların mal ve hizmet üretim bitimleri ve varlıklarına ilişkin intifa, irtifak vb. haklar tesis edilmektedir ([http://www.oib.gov.tr/program/uygulamalar/ozellestirme\\_yontemleri.htm](http://www.oib.gov.tr/program/uygulamalar/ozellestirme_yontemleri.htm), 10/06/2013).

Elektrik dağıtım ve perakende satış şirketlerinin özelleştirilmesinde hisse satış yöntemi uygulanmıştır. Varlıkların mülkiyeti devlette olup lisans süresi sonunda TEDAŞ'tan aldıkları işletme hakkı da sona erecektir.

Elektrik Enerjisi Sektörü Reformu ve Özelleştirme Strateji Belgesinde (Strateji Belgesi), elektrik enerjisi sektörü reformu ve özelleştirmelerden beklenen temel faydalar aşağıdaki şekilde belirtilmektedir:

- (1) Elektrik üretim ve dağıtım varlıklarının etkin ve verimli bir şekilde işletilmesi suretiyle maliyetlerin düşürülmesi.
- (2) Elektrik enerjisi arz güvenliğinin sağlanması ve arz kalitesinin artırılması.
- (3) Dağıtım sektöründeki teknik kayıpların Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Örgütü (OECD) ülkeleri ortalamalarına indirilmesi ve kaçakların önlenmesi.
- (4) Gerekli yenileme ve genişleme yatırımlarının kamu tüzel kişilerine herhangi bir yükümlülük getirilmeden özel sektörce yapılabilmesinin sağlanması.
- (5) Elektrik enerjisi üretimi ve ticareti faaliyetlerinde oluşacak rekabet yoluyla ve hizmet kalitesinin düzenlenmesiyle sağlanan faydanın tüketicilere yansıtılması.

Yine Strateji Belgesinde, özelleştirme sürecinde aşağıdaki ilkelerin esas alınacağı belirtilmektedir:

- (1) Özelleştirmeler, ÖİB tarafından 4046 sayılı Kanun çerçevesinde yapılacaktır.
- (2) Özelleştirme uygulamalarında sadece gelire odaklı bir yaklaşım sergilenmeyecektir.
- (3) Özelleştirmeler sonrasında elektrik fiyatlarında kalıcı artışlara yol açılmamasına dikkat edilecektir.
- (4) Özelleştirmelere, serbest bir elektrik piyasası amaç ve hedeflerini gerçekleştirme kabiliyetine sahip ve mali açıdan güçlü şirketlerin katılımları özendirilecektir.
- (5) Zaruri işletme ve bakım faaliyetleri ile zaruri yatırımlar, özelleştirme sürecinden bağımsız olarak aksatılmaksızın sürdürülecektir.

- (6) Üretim ve dağıtım varlıklarının özelleştirilmesinin hızlandırılması ve kolaylaştırılması açısından ÖİB tarafından ihtiyaç duyulması halinde, bu belge kapsamında gerekli görülen yasal düzenlemeler yapılacaktır.
- (7) Serbestleşmiş bir piyasada perakende satış lisansı sahibi dağıtım şirketlerinin üretim faaliyeti gösteren veya gösterecek yatırımcılara güven verecek bir yapıda olması gerektiğinden dolayı, özelleştirmelere dağıtım sektöründen başlanacaktır.
- (8) Elektrik enerjisi üretiminde rekabetçi bir yapı oluşturulmasını teminen, üretim varlıkları uygun bir şekilde gruplandırılarak özelleştirilecektir.
- (9) Özelleştirme uygulamalarında, mevcut kamu yükümlülüklerinin dikkate alındığı ve devlet garantilerinin gerekmediği bir sistem oluşturulacaktır.

#### 4.2.1.2 İhale Süreci

Elektrik dağıtım ve perakende satış özelleştirmelerinde bütün ihale süreçleri devirle sonuçlanmamıştır. Bu kapsamda, iptal olan ihaleleri ve başarıyla sonuçlanan ihaleleri ayrı incelemekte fayda bulunmaktadır.

Yatırımcıların toplamda 270.000.000 USD tutarında geçici teminatlarının irat kaydedilmesi pahasına devralmadıkları dağıtım şirketleri, iptal edilen ihalelerde ortaya çıkan fiyatlar ve irat kaydedilen geçici teminat mektubu tutarları aşağıdaki tabloda (Tablo 13) sunulmaktadır. Devir sürecinin tamamlanmamış olması, tabloda yer alan ve ilgili ihalede ortaya çıkmış olan fiyatların ilgili şirketlerin gerçek değerlerinin üzerinde olduğunun işaretidir. Bu da, yatırımcıların teklif aşamasında bir şekilde yüksek fiyat teklif ettiklerini göstermektedir.

**Tablo 13:** İrat Kaydedilen Teminat Mektubu Tutarları ve İhale Fiyatları (USD)

Şirket	İhale Sonucunda Oluşan Fiyat	Teminat Mektubu Tutarı
Boğaziçi	2.990.000.000	60.000.000
Gediz	1.920.000.000	30.000.000
Akdeniz	1.165.000.000	30.000.000
AYEDAŞ	1.813.000.000	75.000.000
Toroslar	2.075.000.000	75.000.000

**Kaynak:** Özelleştirme İdaresi Başkanlığı

Başarıyla sonuçlanan ihaleler kapsamında, elektrik dağıtım ve perakende satış özelleştirmelerinde teklif veren yatırımcıların sayısı aşağıdaki tabloda (Tablo 14) verilmektedir.

**Tablo 14:** Teklif Veren Yatırımcı Sayıları

Şirket	Teklif Sayısı	Şirket	Teklif Sayısı
Başkent	5	Trakya	10
Sakarya	5	Boğaziçi	12
Meram	5	Akdeniz	4
Osmangazi	12	Gediz	10
Uludağ	16	Aras	2
Çamlıbel	11	Dicle	6
Yeşilirmak	12	Vangözü	5
Çoruh	5	AYEDAŞ	6
Fırat	8	Toroslar	9

**Kaynak:** Özelleştirme İdaresi Başkanlığı

En az teklifin 2 adetle Aras EDAŞ/EPAŞ'a ve en fazla teklifin ise 16 adetle Uludağ EDAŞ/EPAŞ'a verildiği görülmektedir. Söz konusu yatırımcılar Ek-1'de listelenmiştir.

İhale sürecinde, rekabetçiliği engelleyen ve dolayısıyla fiyatların düşük çıkmasına yol açabilecek kısıtlamalar bulunup bulunmadığının değerlendirilmesi kapsamında, 18/12/2012 tarihli Resmi Gazete'nin ilanlar bölümünde yer alan Toroslar EDAŞ, AYEDAŞ, Dicle EDAŞ ve Vangözü EDAŞ özelleştirmelerine ilişkin ilan örnek olarak incelenmiştir. Bu kapsamda, yatırımcıların teklif verebilmeler için istenen geçici teminat tutarlarının AYEDAŞ ve Toroslar EDAŞ'ın her biri için 25.000.000 USD, Dicle EDAŞ için 10.000.000 USD ve Vangözü EDAŞ için de 5.000.000 USD olduğu görülmektedir. Bu tutarların giriş engeline neden olabilecek maliyetlere tekabül etmediği ortadadır. İhalelere yalnızca tüzel kişiler ile ortak girişim gruplarının katılabileceği, ihalelere katılabilmek için Gizlilik Taahhünamesi imzalanması, şirketler hakkında hazırlanan Tanıtım Dokümanı ile İhale Şartnamesi'nin alınması ve ön yeterlilik kriterlerinin karşılanmasının zorunlu olduğu hususları da ilanda belirtilen diğer şartlardan olup bunların da kısıtlayıcı nitelikte olmadığı değerlendirilmektedir.

#### 4.2.1.3 Gerçekleşmeler

Elektrik dağıtım ve perakende satış özelleştirmelerine ilişkin ihale tarihi, özel sektöre devir tarihi, ihaleyi kazanan yatırımcı ve devir bedeli bilgileri aşağıdaki tabloda (Tablo 15) sunulmaktadır.

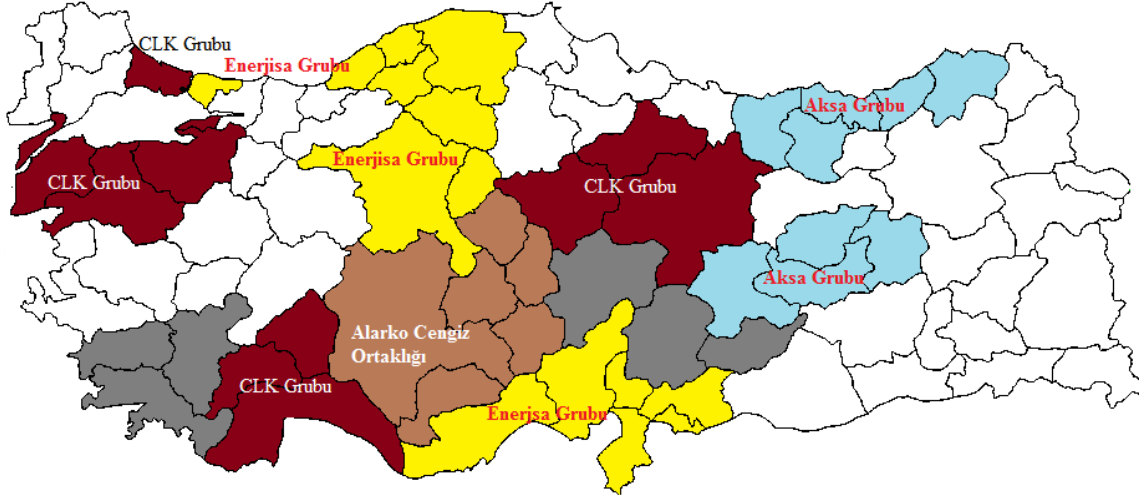
**Tablo 15: Özelleştirme Sonuçları**

Özelleştirilen Şirket	İhale Tarihi	Devir Tarihi	Kazanan Yatırımcı	Devir Bedeli (USD)
Başkent	01/07/2008	28/01/2009	Enerjisa-Verbund	1.225.000.000
Sakarya	01/07/2008	11/02/2009	Akcez	600.000.000
Meram	25/09/2008	30/10/2009	Alarko-Cengiz	440.000.000
Osmangazi	06/11/2009	31/05/2010	Eti Gümüş	485.000.000
Uludağ	18/02/2010	31/08/2010	Limak-Kolin-Cengiz (CLK)	940.000.000
Çamlıbel	18/02/2010	31/08/2010	Limak-Kolin-Cengiz (CLK)	258.500.000
Yeşilirmak	06/11/2009	29/12/2010	Çalık Enerji	441.500.000
Çoruh	06/11/2009	30/09/2010	Aksa Elektrik	227.000.000
Fırat	18/02/2010	31/12/2010	Aksa Elektrik	230.250.000
Trakya	09/08/2010	30/12/2011	IC Holding	575.000.000
Boğaziçi	14/12/2012	28/05/2013	Limak-Kolin-Cengiz (CLK)	1.960.000.000
Akdeniz	12/11/2012	28/05/2013	Limak-Kolin-Cengiz (CLK)	546.000.000
Gediz	19/12/2012	29/05/2013	Elsan-Tümaş-Karaçay	1.231.000.000
Aras	25/09/2008	28/06/2013	Kiler Alışveriş Hizmetleri	128.500.000
Dicle	15/03/2013	28/06/2013	İşkaya-Doğu	387.000.000
Vangözü	15/03/2013	26/07/2013	Türkerler	118.000.000
AYEDAŞ	15/03/2013	31/07/2013	Enerjisa	1.227.000.000
Toroslar	15/03/2013	30/09/2013	Enerjisa	1.725.000.000

**Kaynak:** Özelleştirme İdaresi Başkanlığı

Bu sonuçlardan hareketle, aşağıdaki şekilde (Şekil 18) aynı grubun satın aldığı şirketlerin dağıtım bölgeleri harita üzerinde renklendirilmiş olarak gösterilmektedir.

**Şekil 18:** Dağıtım Özelleştirmeleri Haritası



Grup şirketleri aynı renkle işaretlenmiştir. CLK ve Alarko-Cengiz gruplarında ortak hissedar bulunduğu için haritada ayrıca gösterilmiştir.

#### 4.2.1.4 Basına Yansımaları

Elektrik dağıtım ve perakende satış özelleştirmeleri, basında geniş yankı bulmuştur. Konunun toplumun her kesimini ilgilendirmesinden dolayı bu ilginin oluşması normal karşılanmaktadır. Bu bölümde bu hususta birkaç örneğe yer verilmektedir.

Başkent EDAŞ özelleştirmesinin ardından, ihaleyi alan grup adına yapılan açıklamada üretimde olduğu gibi dağıtımda da kararlı bir şekilde yol alındığı, dağıtım özelleştirmelerinde fizibilitesi uygun olmayan yerlere gitmeyecekleri ve sınırları zorlayan bir fiyat verdikleri belirtilmiştir (<http://www.radikal.com.tr>, Erişim Tarihi: 21/01/2015).

Enerji ile ilgili yayın yapan bir internet sitesinde, Dicle EDAŞ bölgesini satın alan yatırımcının bir senede pes ettiği devletin söz konusu şirketi kendisinden geri almasını istediği haberleştirilmiştir. Haberde; söz konusu dağıtım bölgesindeki yüksek KK oranlarından dolayı, şirketin 400 milyon TL mesabesinde zarara uğradığı, devletin kendisine verdiği sözleri tutmadığı, devlet geri almazsa bölgede elektriği kesmek zorunda kalacaklarını açıkladığına yer verilmektedir (enerjienstitusu.com, Erişim Tarihi: 21/01/2015).

## 4.2.2 Elektrik Üretim Özelleştirmeleri

Elektrik üretim santrallerinin özelleştirilmesi kapsamında tamamlanan ve devam eden özelleştirme çalışmalarına bu bölümde yer verilmektedir.

### 4.2.2.1 Tamamlanan Özelleştirmeler

Tamamlanan elektrik üretim özelleştirmeleri aşağıda maddeler halinde verilmektedir:

- 1) Özelleştirme Yüksek Kurulu'nun (ÖYK) 2006 yılında özelleştirme kapsam ve programına aldığı EÜAŞ'a bağlı Tercan, Kuzgun, Mercan, İkizdere, Çıldır, Ataköy ve Beyköy Hidroelektrik Santralleri (HES) ile Engil Gaz Türbinleri Santrali ve Denizli Jeotermal Santrali, sermayesinin tamamı ÖİB'ye ait olan Ankara Doğal Elektrik Üretim ve Ticaret A.Ş. bünyesine alınmış ve toplam 141 MW toplam kapasiteye sahip olan bu 9 santralin özelleştirilmesi 2008 yılında tamamlanmıştır.
- 2) 2009 yılında ÖYK'nin özelleştirme programına aldığı İHD yöntemi ile özelleştirilmesi öngörülen 56 Akarsu santrali 10 gruba ayrılmış, bunlardan Koyulhisar HES afet bölgesinde yer aldığı için ihalesi gerçekleştirilememiştir. Kurulu gücü toplam 98,8 MW olan 10 grubun devir işlemleri tamamlanırken 8 grubun ihaleleri ise iptal edilmiştir. ÖYK'nin 2011 yılında özelleştirme kapsam ve programına aldığı santraller ile 2010 yılında yapılan ihaleler sonucunda devir işlemleri gerçekleştirilemeyen akarsu santralleri için 10 grup halinde 13/07/2012 tarihinde ihaleye çıkmıştır. Bazı grupların devri yapılırken diğer bazı gruplarla ilgili iptaller ve yeniden yapılan ihalelerden sonra tüm grupların devir işlemleri Haziran 2013 itibarıyla tamamlanmıştır.
- 3) Önceki ihalelerde devirleri gerçekleştirilemeyen 3 grubun özelleştirilmesine ilişkin çalışmalar sonucunda İHD sözleşmeleri 2014 yılı içerisinde imzalanmıştır.
- 4) ÖYK'nin 2010 yılında hisse satış yöntemi ile özelleştirilmesine karar verdiği Hamitabat Elektrik Üretim A.Ş. %100 oranındaki hissesinin satışı için yapılan ilk ihale



ilanına yeterli teklif alınamamış, 10/08/2012 tarihli ikinci ihale ilanı ile başlayan süreç sonunda hisse atış sözleşmesi 01/08/2013 tarihinde imzalanmıştır.

5) ÖYK'nın 2012/161 no.lu kararı ile özelleştirilmesine karar verilen Seyitömer Termik Santralının, santral tarafından kullanılan taşınmazların, Seyitömer Linyitleri İşletmesi tarafından kullanılan taşınır ve taşınmazların Varlık Satışı yöntemiyle ve 2594, 31743 ve 200702650 no.lu maden ruhsatları ve bu ruhsatların kapsadığı maden sahalarının İşletme Hakkının Verilmesi yöntemiyle bir bütün halinde özelleştirilmesi amacıyla yapılan çalışmalar sonucunda 17/06/2013 tarihinde satış sözleşmesi ile İHD sözleşmesi imzalanmıştır.

6) ÖYK'nın 2012/156 no.lu kararı ile özelleştirilmesine karar verilen Kangal Termik Santralının, santral tarafından kullanılan EÜAŞ ve Hazine mülkiyetindeki taşınmazların Varlık Satışı yöntemiyle, 53318 ve 72760 no.lu maden ruhsatları ve bu ruhsatların kapsadığı maden sahalarının İşletme Hakkının Verilmesi yöntemiyle bir bütün halinde özelleştirilmesi amacıyla yapılan çalışmalar sonucunda 14/08/2013 tarihinde satış sözleşmesi ile İHD sözleşmesi imzalanmıştır.

7) ÖYK'nın 2013/146 sayılı kararı ile özelleştirilmesine karar verilen Yeniköy Yatağan Elektrik Üretim ve Ticaret A.Ş.'ye ait Yatağan Termik Santralının, Güney Ege Linyitleri İşletmesi tarafından kullanılan taşınırların, Yatağan Termik Santrali tarafından kullanılan taşınmazların, Güney Ege Linyitleri İşletmesi'nin üzerinde bulunduğu taşınmazların ve kullandığı taşınmazların Varlık Satışı yöntemiyle; 62689, 7390, 64436, 20060472, 20058130, 200902506 ve 72732 no.lu maden ruhsatları ve bu ruhsatların kapsadığı maden sahalarının İşletme Hakkının Verilmesi yöntemiyle bir bütün halinde özelleştirilmesi amacıyla yapılan çalışmalar sonucunda 01/12/2014 tarihinde satış sözleşmesi ile İHD sözleşmesi imzalanmıştır.

8) ÖYK'nın 2013/56 sayılı kararı ile özelleştirilmesine karar verilen Çatalağzı Termik Santrali ve santral tarafından kullanılan taşınmazların Varlık Satışı yöntemiyle özelleştirilmesi yönelik çalışmalar sonucunda 22/12/2014 tarihinde Satış Sözleşmesi imzalanmıştır.

9) ÖYK'nın 2013/146 sayılı kararı ile özelleştirilmesine karar verilen Kemerköy Termik Santralının, Yeniköy Termik Santralının ve Yeniköy Linyitleri İşletmesi tarafından kullanılan taşınırların, Kemerköy ve Yeniköy Termik Santralleri tarafından kullanılan taşınmazların, Yeniköy Linyitleri İşletmesi üzerinde bulunduğu taşınmazların ve kullanmakta olduğu taşınmazların Varlık Satışı yöntemiyle; 10413, 32234, 20058131, 20068010 ve 72706 no.lu ruhsatların ve bu ruhsatların kapsadığı maden sahaları ile Kemerköy İskelesi ve geri sahasında bulunan taşınmazların İşletme Hakkının Verilmesi yöntemiyle özelleştirilmesi amacıyla yapılan çalışmalar sonucunda satış sözleşmesi ve İHD sözleşmesi 23/12/2014 tarihinde imzalanmıştır  
([http://www.oib.gov.tr/portfoy/elek\\_uretim\\_santralleri.htm](http://www.oib.gov.tr/portfoy/elek_uretim_santralleri.htm), Erişim Tarihi: 05/01/2015).

#### **4.2.2.2 Devam Eden Özelleştirmeler**

Devam eden elektrik üretim özelleştirmeleri aşağıda maddeler halinde verilmektedir:

1) Anamur, Bozyazı, Mut-Derinçay, Silifke ve Zeyne HES'in bir bütün halinde özelleştirilmesine ilişkin ihaleye 30/05/2014 tarihinde çıkmış olup nihai pazarlık görüşmeleri 13/08/2014 tarihinde gerçekleştirilmiştir. Bu özelleştirmeye ilişkin onay süreci devam etmektedir.

2) EÜAŞ'a ait Orhaneli Termik Santrali ve Tunçbilek Termik Santrali'nin, Soma Elektrik Üretim ve Ticaret A.Ş.'ye ait Bursa Linyitleri İşletmesi tarafından kullanılan taşınırların, Orhaneli Termik Santrali ve Tunçbilek Termik Santrali ile Bursa Linyit İşletmesi tarafından kullanılan taşınmazların Varlık Satışı yöntemiyle, 79528 ve 73021 no.lu ruhsatlar ve bu ruhsatların kapsadığı maden sahalarının İşletme Hakkının Verilmesi yöntemiyle bir bütün halinde özelleştirilmesi ihalesine 23/09/2014 tarihinde çıkmış olup nihai pazarlık görüşmesi 17/12/2014 tarihinde yapılmıştır.

3) Soma Elektrik Üretim ve Ticaret A.Ş.'ye ait Soma B Termik Santrali ve bu santral tarafından kullanılan taşınmazların Varlık Satışı yöntemi ile özelleştirilme ihalesine

23/09/2014 tarihinde çıkılmış olup nyeterlilik ve son teklif verme tarihi olan 19/12/2014 tarihinde 4 teklif alınmıştır.

4) zelleştirilmesi planlanan EüAş'a ait diğer termik ve hidroelektrik santrallerine yönelik hazırlık çalışmalarına devam edilmektedir  
([http://www.oib.gov.tr/portfoy/elek\\_uretim\\_santralleri.htm](http://www.oib.gov.tr/portfoy/elek_uretim_santralleri.htm), Erişim Tarihi: 05/01/2015).

## 5. BÖLÜM

### ELEKTRİK DAĞITIM VE PERAKENDE SATIŞ ŞİRKETLERİ ÜZERİNDE BİR UYGULAMA

Tezin bu bölümünde; yapılan uygulamanın kapsamı, kullanılan değerlendirme yöntemi ve modeli, tahmin edilen değişkenler, elde edilen sonuçlar, teorik ve gerçekleşen değerlerin karşılaştırılması ile farklılıkların analizine ilişkin yapılan çalışmalara yer verilmektedir.

#### 5.1 UYGULAMANIN KAPSAMI

2001 yılından itibaren Türkiye’de yeniden yapılmış olan elektrik piyasasında daha önceki dönemde yapılmak istenen fakat türlü engellerden dolayı başarıya ulaşamayan özelleştirme çalışmaları, 2008-2013 döneminde 18 şirketin 4046 sayılı Kanun kapsamında özelleştirilerek özel sektöre devredilmeleri ile tamamlanmış oldu. Daha önceki bölümlerde anlatıldığı üzere, 21 bölgede faaliyet gösteren dağıtım şirketlerinden biri olan KCETAŞ özel hukuk tüzel kişisi olarak Cumhuriyet döneminden itibaren, ara dönemler yaşanmış olmakla beraber, faaliyetlerine devam etmektedir. Yıllar süren hukuki süreç nihayet sonuçlanarak, Aydem EDAŞ için 2008 yılında ve Akedaş EDAŞ için 2010 yılında 3096 sayılı Kanun kapsamındaki özel sektöre devir süreci tamamlanmıştır. Kalan 18 bölgede ise kamu şirketlerinin hisseleri, yukarıda bahsedildiği üzere ihaleler sonucunda özel sektöre her biri hisse satışı yöntemiyle devredilmiştir. Söz konusu şirketlerle TEDAŞ arasında imzalanmış bulunan işletme hakkı devri kapsamında, şirketlerin işlettikleri varlıkların mülkiyeti lisans süreleri sonunda TEDAŞ’a devredilecektir. Bazı şirketler için özelleştirme sonrasında yapılan ayrıştırma, bazıları içinse ayrıştırmadan sonra yapılan özelleştirme kapsamında her dağıtım şirketinin bünyesinden bir adet de özel perakende satış şirketi doğmuş ve bugünkü piyasa yapısı ortaya çıkmıştır.

Bu bölümde; bahsi geçen 18 adet dağıtım bölgesinde faaliyet halinde olan 36 adet şirketin değeri, dağıtım ve perakende satış şirketi özelleştirmeleri kapsamındaki hisse devirleri hem dağıtım hem de perakende satış şirketi hisselerini kapsadığı için tek bir

şirketin değerlemesi yapıyor gibi yapılmış ve sonuç olarak hesaplanan teorik değer ihalelerde ortaya çıkan değerleri ile kıyaslanmıştır.

Aşağıdaki tabloda (Tablo 16) Türkiye’de elektrik dağıtımı ile iştigal eden tüzel kişilerin lisans başlangıç ve bitiş tarihleri sunulmaktadır. Değerlemede esas alınan lisans süreleri bu tablodaki bilgilere dayanmaktadır. İHD sözleşmeleri, lisans süresi sonuna kadar geçerli olacak şekilde (sonradan yapılacak lisans süresi uzatmaları dikkate alınmamak üzere) imzalanmıştır. Tabloda lisans süresinin bitiş tarihi farklı olan şirketler bulunmaktadır. Bu şirketler ihale öncesinde lisans süreleri ve İHD sözleşmesi süreleri uzatılan ve bu şekilde ihaleye çıkarılan dört şirkettir: AYEDAŞ, Toroslar EDAŞ, Vangözü EDAŞ ve Dicle EDAŞ.

**Tablo 16:** Lisans Başlangıç ve Bitiş Tarihleri

Şirket	Lisans Başlangıç Tarihi	Lisans Bitiş Tarihi
Yeşilirmak EDAŞ	01/09/2006	01/09/2036
Osmangazi EDAŞ	01/09/2006	01/09/2036
AYEDAŞ	01/09/2006	30/12/2042
Uludağ EDAŞ	01/09/2006	01/09/2036
Gediz EDAŞ	01/09/2006	01/09/2036
Akdeniz EDAŞ	01/09/2006	01/09/2036
Toroslar EDAŞ	01/09/2006	30/12/2042
Çamlıbel EDAŞ	01/09/2006	01/09/2036
Fırat EDAŞ	01/09/2006	01/09/2036
Çoruh EDAŞ	01/09/2006	09/01/2036
Aras EDAŞ	01/09/2006	01/09/2036
Vangözü EDAŞ	01/09/2006	30/12/2042
Dicle EDAŞ	01/09/2006	30/12/2042
Meram EDAŞ	01/09/2006	01/09/2036
Sakarya EDAŞ	01/09/2006	01/09/2036
Boğaziçi EDAŞ	01/09/2006	09/01/2036
Başkent EDAŞ	01/09/2006	01/09/2036
Trakya EDAŞ	01/09/2006	01/09/2036

Not 1: Her bölgedeki dağıtım şirketi ile görevli tedarik şirketinin lisans bitiş tarihleri aynıdır.

Not 2: Tez kapsamında değerlemeye konu olmayan şirketlerin lisans başlangıç ve bitiş tarihleri şöyledir: Akedaş EDAŞ 27/12/2010 - 01/01/2041, KCETAŞ 15/07/2009 - 15/07/2039, Aydem EDAŞ 17/07/2008 - 17/07/2038.

**Kaynak:** [http://lisans.epdk.org.tr/epvys-web/faces/pages/lisans/elektrik\\_Dagitim/elektrik\\_DagitimOzetSorgula.xhtml](http://lisans.epdk.org.tr/epvys-web/faces/pages/lisans/elektrik_Dagitim/elektrik_DagitimOzetSorgula.xhtml)

## 5.2 YÖNTEM

Değerlemede İNA Yöntemi kullanılmıştır. Nakit akışları, FCFE olarak hesaplanmıştır. Bu bölümde değerlemenin aşamaları ve değerlendirme yönteminin çerçevesi hakkında bilgi verilmektedir.

### 5.2.1 Değerleme Aşamaları

Değerleme çalışması şu ana aşamalardan oluşmaktadır:

- (1) Değerleme; reel TL nakit akışları tahmin edilerek, bu nakit akışlarının TL cinsinden reel ve vergi sonrası AOSM ile indirgenmesi şeklinde yapılmaktadır. Nakit akışları dağıtım, perakende satış ve perakende satış hizmeti faaliyetleri için ayrı ayrı hesaplanmıştır.
- (2) Özelleştirme ihalesi tarihi esas alınarak, yatırımcı açısından beklenebilecek makul devir tarihine göre değerlendirme yapılmıştır. Örneğin, Aras EDAŞ ihalesi 2008'de yapılmış olup yatırımcının devrin 2009'da gerçekleşmesini bekleyerek fiyat teklifi sunmuş olduğu varsayılmıştır. Gerçekte ise Aras EDAŞ'ın devri mahkeme süreci nedeniyle 28/06/2013 tarihinde gerçekleşmiştir.
- (3) Nakit akışlarının yıllık hesaplanması ve yıl ortasında gerçekleşmiş olma varsayımı, ya da bir başka deyişle yıla dağılmış şekilde ortaya çıktıkları için yıl ortasının temsil edici kabul edilmesi nedeniyle, bulunan değer yıl ortası düzeltme faktörü ile çarpılmıştır.
- (4) TL cinsinden bulunan değer, özelleştirme ihalesinin yapıldığı tarihteki USD kuru kullanılarak USD'ye çevrilmiştir. Bu tarihin USD açısından volatil dönemlere denk geldiği durumlarda daha uzun sürelerden hesaplanan ortalama kur dikkate alınmıştır.
- (5) Nihai değere ulaşılırken bazı değişkenlerin artı ve eksi yönlü etkilerinin mahsup edici etkisi dikkate alınmıştır. Örneğin, şirketlerin TEDAŞ döneminden kalma bir kısım alacakları tahsil etme hakları verilmiştir (resmi daireler, belediyeler ve tarımsal sulama alacakları hariç). Ayrıca faaliyet dışı gelir elde edilmesine izin verilmesi mümkün olabilecektir. Bu kaynaklardan elde edilecek nakit akışlarının

bugünkü değerinin, yıllık net nakit harici işletme sermayesi ihtiyacı değişiminin bugünkü değere etkisi ve mali borcun nihai değere etkisini ortadan kaldıracak şekilde mahsuplaştırılmasının uygun olacağı kabul edilmiştir.

### 5.2.2 Değerleme Yönteminin Çerçevesi

Değerleme yönteminin çerçevesi şu şekildedir:

- (1) 4046 sayılı Kanun kapsamında özelleştirilen, 18 dağıtım bölgesinde faaliyet gösteren dağıtım ve perakende satış şirketleri değerlendirilmiştir. Diğer 3 dağıtım bölgesinde faaliyet gösteren ve özelleştirilmeleri 4046 sayılı Kanun kapsamında yapılmamış olan dağıtım ve perakende satış şirketleri, bu tez kapsamında değerlemeye konu edilmemiştir.
- (2) Her bir şirketin özelleştirme tarihinin hemen öncesindeki koşullar dikkate alınarak değerlendirilmiştir ve böylece gerçekleşen değerler ile teorik değerlerin kıyaslanabilir olması sağlanmıştır. Bazı uygulama ve değerlerin yatırımcılar tarafından öngörülmüş olduğunun kabul edildiği özel durumlar ise yeri geldikçe açıklanmaktadır.
- (3) Fiyat eşitleme mekanizması bir tür aracılık faaliyeti olduğundan göz ardı edilmiştir. Her bir şirketin eksik ya da fazla tahsil ettiği tutarlar, daha sonra TETAŞ aracılığıyla şirketlerin tahsil etmeleri gereken tutara eşitlendiğinden, nakit akışlarının doğrudan doğruya tahsil etmeleri gereken tutarlar dikkate alınarak hesaplanması tercih edilmiştir.
- (4) Şirketlerin ömürlerinin lisans süresi ile sınırlı olacağı düşünülmüş ve bu kapsamda açık tahmin dönemi olarak ihale tarihinden itibaren lisans süresi sonuna kadar olan dönem alınmıştır. İhalelerde kazanan yatırımcıya, lisans süresi sonunda bir öncelik hakkı tanınmadığından yatırımcının sadece bu dönem için işletme hakkını elinde tutacağı öngörüsüne göre değerlendirilmiştir. Dolayısıyla devam eden değer (terminal value) hesaplanmamıştır.

### 5.3 KULLANILAN MODEL

Değerleme modeli kapsamında; nakit akışlarına ulaşmada kullanılan büyüklüklerin yapılan varsayımlar çerçevesinde tahmin edilerek her bir yıl için nakit akışları bulunmuş, bulunan her bir nakit akışı AOSM ile indirgenerek toplam net bugünkü değer hesaplanmıştır. Kullanılan modele ilişkin ilkeler, tahmin edilen değişkenler ve modelin sahip olduğu kısıtlılıklar bu bölümde açıklanmaktadır.

#### 5.3.1 Modele İlişkin İlkeler

Kullanılan değerlendirme modelinin ilkeleri şu şekildedir:

- (1) Sadelik: Model, sadeleştirme ve basitleştirme ilkelerine göre kurulmuştur. Örneğin, fiyat eşitleme mekanizmasının öngördüğü alacak-borç ilişkilerine girilmeksizin doğrudan net sonuçlara göre nakit akışlarının dikkate alınması tercih edilmiştir.
- (2) Önemlilik: Nakit akışları üzerinde olumlu ya da olumsuz etkisi olabilecek olan fakat önemli miktarlara ulaşmayan faktörler dikkate alınmamıştır. Bu tarz küçük miktarların birbirini sıfırlayarak toplam etkilerinin daha da küçülmesi beklenmektedir.
- (3) Etkililik: Sonuca etkisi olmayan işlemler dikkate alınmamıştır. Örneğin, şirketin tahsil ettiği fakat tarife yoluyla kendisinden geri alınan kalemlerin net sonuca etkisi olmadıklarından dolayı hesaplamalarda yer almaması benimsenmiştir.

#### 5.3.2 Tahmin Edilen Parametreler

Dağıtım şirketleri ve perakende satış şirketleri için ayrı ayrı olmak üzere nakit akışlarını hesaplayabilmek için tahmin edilmesi gereken parametrelere bu bölümde yer verilmektedir.



### 5.3.2.1 Dağıtım Şirketleri İçin Tahmin Edilen Parametreler

Elektrik dağıtım şirketlerinin düzenlemeye tabi olmalarından dolayı, yatırımcıya kalan nakit akışının hesaplanmasında standart yöntemin bir uyarlaması yapılmıştır. Dağıtım şirketlerinin fiyat düzenlemesinde gelir tavanı yöntemi kullanılmaktadır. Bu yöntem gereği, belirli bir yılda dağıtım şirketinin belirlenen gelir tavanından daha az ya da daha fazla gelir elde etmesi halinde farka ilişkin düzeltme ilgili yıldan iki yıl sonra yapılmaktadır.

Şirket değerlemesi yapılırken, şirketin her yıl kendisinden öngörüldüğü şekilde performans göstereceği varsayımına dayalı olarak nakit akışları tahmin edilmiştir. Alternatif olarak her bir yıl için bu öngörülere göre meydana gelmesi beklenen sapmaların da tahmin edilmesi düşünülebilirdi. Fakat böyle bir tahminin bulunmaya çalışılan şirket değeri bakımından bir faydası olmadığı gibi, bu tahminin yapılması da neredeyse imkansızdır. Dolayısıyla, nakit akışı tahmininde düzenlenen değerlerden farklılaşmaları dikkate almaksızın her yıl için önceden tespit edilen geliri dikkate almak süreci kolaylaştırmaktadır.

Bu kapsamda, bir elektrik dağıtım şirketinin gelecek yıllardaki yatırımcıya kalan nakit akışları aşağıdaki bileşenler kullanılarak hesaplanmıştır:

#### 1) Faaliyet Kârı

Faaliyet Kârına (FK) ulaşmak için; EPDK tarafından tespit edilen GG tutarına dağıtım şirketinin EPDK tarafından verilen hedef KK oranlarına kıyasla daha iyi performans sergilemesinden sağlanacak ilave kâr eklenmekte ya da GG tutarından verilen bu hedeflere göre daha kötü performanstan kaynaklanacak zarar çıkarılmakta (Kayıp-Kaçak Kâr ya da Zararı-KKKZ) ve en son olarak Gerçekleşen İşletme Giderleri (GİG) ve amortismanlar çıkarılmaktadır.

$$FK_{EDAŞ} = GG \mp KKKZ - Amortismanlar - GİG$$

KKKZ bileşeni dağıtım şirketinin performansına bağlı olarak değişmektedir. EPDK tarafından verilen KK oranlarında hedefe göre iyileştirme sağlanırsa, örneğin hedef %10 iken %9 gerçekleştirilirse, dağıtım şirketinin bu iyileştirmeden sağladığı kâr kendisine bırakılmaktadır. Bu nedenle nakit akışlarının tahmin edilmesinde bir gelir kalemi olarak dikkate alınmıştır. Hedefe göre daha kötü performans durumunda, örneğin hedef %10 iken %11 KK gerçekleştirilirse, bu durumda ortaya çıkan zarar da dağıtım şirketinin nakit akışının tahmininde nakit çıkışı olarak dikkate alınmaktadır.

GG hesaplanırken, ilgili yıl için onaylanan işletme giderlerine yer verilmektedir. GİG ise fiilen gerçekleşen işletme giderlerini ihtiva etmektedir. Aradaki olumlu ya da olumsuz fark EPDK tarafından şirkete bırakıldığından, faaliyet kârına olumlu ya da olumsuz etkisi şirketin performansına bağlı olmaktadır.

**2) Faaliyet Kârı Üzerinden Vergi:** FK üzerinden lisans süresi boyunca %20 Kurumlar Vergisi oranıyla hesaplanmıştır.

**3) Net Faaliyet Kârı:** (Faaliyet Kârı) – (Faaliyet Kârı Üzerinden Vergi) şeklinde hesaplanmaktadır.

**4) Brüt Nakit Akışı:** (Net Faaliyet Kârı) + (Amortismanlar) şeklinde hesaplanmıştır. Nakit çıkışına neden olmayan amortisman giderleri geri eklenmektedir.

**5) Brüt Yatırım:** Sabit sermaye yatırımı ile nakit dışı net işletme sermayesindeki artış toplamıdır.

**6) Maddi Olmayan Duran Varlıklar (MODV) Öncesi Net Nakit Akışı:** (Brüt Nakit Akışı) - (Brüt Yatırım) şeklinde hesaplanmaktadır.

**7) MODV Yatırımı:** Maddi olmayan duran varlıklara (MODV) yapılan yatırımlardır.<sup>14</sup>

---

<sup>14</sup> Muhasebe tasnifinde, elektrik dağıtım şirketlerinin işletme hakkını haiz oldukları varlıklar, maddi olmayan duran varlıklar arasında yer almaktadır (Tek Düzen Hesap Planınının 264 numaralı Özel

**8) Net Nakit Akışı:** (MODV Öncesi Net Nakit Akışı) - (MODV Yatırımı) şeklinde hesaplanmıştır.

**9) Faaliyet Dışı Nakit Akışı:** Şirkete ilişkin faaliyet dışı nakit akışı öngörüsüdür.

**10) Yatırımcılara Kalan Nakit Akışı:** (Net Nakit Akışı) + (Faaliyet Dışı Nakit Akışı) şeklinde hesaplanmaktadır.

### 5.3.2.2 Perakende Satış Şirketleri İçin Tahmin Edilen Parametreler

Tez kapsamında değerlemesi yapılan perakende satış şirketlerinin serbest olmayan ya da serbest tüketici olmakla beraber tedarikçisini değiştirmemiş olan tüketicilere yaptıkları satışlar EPDK tarafından düzenlenen fiyatlara göre gerçekleştirilmektedir. Bu nedenle, yatırımcıya kalan nakit akışının hesaplanmasında EPDK tarafından kullanılmakta olan yöntem dikkate alınmıştır. Bu yöntem gereği, perakende satış şirketi için bir kâr marjı öngörülmektedir. Elde edecekleri gelir ise, belli bir tavana tabi değildir.

Perakende satış hizmeti faaliyeti ise, gelir tavanı yöntemi uygulandığından dolayı dağıtım faaliyeti ile benzer şekilde dikkate alınmıştır.

Bu kapsamda, bir elektrik perakende satış şirketinin gelecek yıllardaki yatırımcıya kalan nakit akışları aşağıdaki sıralamaya göre hesaplanmıştır:

#### 1) Faaliyet Kârı:

Faaliyet Kârına ulaşmak için; serbest tüketicilere yapılacak satış miktarını (STS) ve serbest tüketicilere uygulanacak ortalama kâr marjını (STKM), serbest olmayan ya da

---

Maliyetler hesabı). Zira bu varlıkların mülkiyeti kamu adına TEDAŞ'a aittir ve lisans süresi sonunda işletme hakkı TEDAŞ'a (ya da yeni ihaleyi kazanan şirkete) devredilecektir. Ancak, mahiyeti itibarıyla maddi duran varlık (MDV) olan bu aktif kalemleri nakit akışı hesabında MODV olarak değerlendirilmemiştir. Muhasebe anlamında dağıtım şirketinin kullanımındaki tüm maddi ve maddi olmayan duran varlıklar MODV olsa da, bu kısımda MODV olarak dikkate alınmamaktadır.

serbest olmakla beraber tedarikçisini seçmemiş tüketicilere yapılacak satış miktarları (SOTS) ile EPDK tarafından tespit edilen brüt kâr marjını dikkate alarak hesaplanan ortalama elektrik satış kârı marjı (OKM) kullanılarak hesaplanan gelirlerden, faaliyet giderleri ve amortismanların düşülmesi gerekmektedir.

$$FK_{EPAŞ} = (STS * STKM) + (SOTS * OKM) - \text{Faaliyet Giderleri}$$

Uygulama yapılırken, ağırlıklı ortalama satış fiyatı (AOSF) ile satış miktarı üzerinden satış hasılatı hesaplanmıştır. AOSF, serbest ve serbest olmayan tüketicilere satış fiyatını tüm abone grupları için temsil eden tek bir fiyat olarak dikkate alınmıştır.

**2) Faaliyet Kârı Üzerinden Vergi:** Dağıtım için yapıldığı şekildedir.

**3) Net Faaliyet Kârı:** Dağıtım için yapıldığı şekildedir.

**4) Amortismanlar:** Perakende satış hizmeti faaliyeti kapsamında, dağıtım için yapıldığı şekildedir.

**5) Brüt Nakit Akışı:** Dağıtım için yapıldığı şekildedir.

**6) Brüt Yatırım:** Perakende satış hizmeti faaliyeti kapsamında dağıtım için yapıldığı şekildedir.

**7) MODV Öncesi Net Nakit Akışı:** Dağıtım için yapıldığı şekildedir.

**8) MODV Yatırımı:** Perakende satış hizmeti faaliyeti kapsamında dağıtım için yapıldığı şekildedir.

**9) Net Nakit Akışı:** Dağıtım için yapıldığı şekildedir.

**10) Faaliyet Dışı Nakit Akışı:** Dağıtım için yapıldığı şekildedir.

**11) Yatırımcılara Kalan Nakit Akışı:** Dağıtım için yapıldığı şekildedir.

### **5.3.3 Modelin Kısıtlılıkları**

Değerleme modelinin sahip olduğu kısıtlılıklar aşağıda açıklanmaktadır:

- (1) EPDK tarafından onaylanacak yatırım tutarları, işletme gideri tutarları, uygulama döneminin süresi, uygulanacak getiri oranı kat'ı olarak bilinemez. Keza düzenleme yönteminde, genel işleyişinde ya da Kurumlar Vergisi oranı gibi değişkenlerde meydana gelebilecek değişiklikler önceden tahmin edilemez.
- (2) Düzenleyicinin düzenleme kuşatmasına düşmesinin boyutları ve etkileri kesin olarak bilinemez.
- (3) KK hedefleri ve KK bedelinin yansıtılmasına ilişkin olarak izlenecek politika kesin olarak bilinemez. Nakit akışları üzerinde çok büyük etkisi olan, şirketlerin KK performansları kesin olarak tahmin edilemez.
- (4) Dağıtılan ve satılan elektrik tahminleri, geçmiş dönem büyüme gerçekleştirmeleri esas alınarak yapılmıştır.
- (5) Satış fiyatı hem rekabete açık alanda hem de açık olmayan alanda önemli değişiklikler gösterebilir. Piyasada belli bir zaman sonunda, düzenlenen fiyat sadece son kaynak fiyatı olabilir. Tedarikçi değiştirme oranları ve oluşacak fiyatlar, sonucu çok büyük ölçüde etkileyebilir.
- (6) Şirket değerini etkileyecek fakat gizli ve özel olması nedeniyle erişilemeyen veriler bulunmaktadır.
- (7) İskonto oranı hedef sermaye yapısına göre hesaplanmıştır. Yani, şirketlerin özelleştirme sonrası bu yapıya hemen geçecekleri varsayılmıştır.
- (8) Elektrik fiyatları öngörülürken, ulusal tarife şirketler için bölgesel tarife olarak alınmıştır.

## **5.4 DEĞİŞKENLERİN TAHMİN EDİLMESİ**

Dağıtım şirketleri ve perakende satış şirketleri için, Birinci Bölümde ele alınan FCFF'nin hesaplanabilmesi için tahmin edilmesi gerekli olan finansal parametreler ve

bunlar arasındaki ilişkiler, 1.2.1.1 numaralı bölümde açıklanmıştır. Bahsi geçen parametrelerin elde edilebilmesi için, bu şirketlerin faaliyet alanlarından kaynaklanan kendine özgü değişkenlerin dikkate alınması gerekmektedir. Bu değişkenler ve bu değişkenlerin gelecek değerlerinin tahmin edilmesinde kullanılan yaklaşımlar, bu bölümde ele alınmaktadır.

**Tablo 17:** Faaliyetler Bazında Tahmin Edilen Değişkenler

<b>Faaliyet</b>	<b>Tahmin Edilen Değişkenler</b>
Dağıtım	Dağıtılan elektrik miktarı, iskonto oranı, KK performansı, KK enerji bedeli, GG, işletme giderleri, amortisman, sabit sermaye harcaması, faaliyet dışı nakit akışı
PS	Satılan elektrik miktarı, iskonto oranı, BKMT, NKM, enerji bedeli
PSH	İskonto oranı, GG, işletme giderleri, amortisman, sabit sermaye harcaması

#### 5.4.1 Dağıtılan Elektrik Miktarı

Bu tahmin, devir öncesi dönemden lisans sonuna kadar olan süreyi kapsamakta olup dağıtım bölgelerinde faaliyet gösteren dağıtım şirketleri tarafından dağıtılan elektrik enerjisinin tahminine dayanmaktadır. Kavramsal olarak dağıtılan elektrik, dağıtım bölgesi içerisinde tedarikçisi kim olursa olsun dağıtım seviyesinden şebekeye bağlı kullanıcılara dağıtılan elektriği ifade etmektedir. Bu nedenle, dağıtılan elektrik miktarına KK elektrik de dahildir. KK enerji, atmosfere ve kaçak elektrik kullananlara dağıtılan elektrik olarak düşünülebilir. İletim seviyesinden şebekeye bağlı tüketicilerin tüketimleri ise, bu bölgedeki görevli tedarik şirketinin müşterisi olsalar bile (diğer bir ifadeyle ayrıştırma öncesi dağıtım şirketinin müşterisi olsalar bile) dağıtılan elektrik miktarına dahil değildir.

Dağıtılan elektrik tahmini, dağıtılan elektrik miktarında geçmiş yıllarda gerçekleşmiş olan büyüme ortalaması dikkate alınarak elde edilen ve gelecekte ortaya çıkması makul bulunan büyüme oranının yıllar itibariyle dağıtılan elektrik miktarı ile çarpılması yoluyla yapılmıştır. Büyüme oranının, lisans süresi boyunca aynı kalması beklenmediği gibi bazı yıllarda düşme yaşanması da olasıdır. Ancak, bu temsili büyümenin makul bir gelişme çizgisine işaret edeceği düşünülmektedir. İleriki alt bölümde, dağıtılan elektrik

miktarı o bölgedeki görevli tedarik şirketinin satışlarının tahminine esas alınmıştır. Tez kapsamındaki 18 dağıtım şirketinin her biri için yapılan dağıtılan elektrik tahminleri Ek-2’de sunulmuştur.

#### **5.4.2 Satılan Elektrik Miktarı**

Bu tahmin, devir öncesi dönemden lisans sonuna kadar olan süreyi kapsamaktadır. Dağıtım bölgelerinde faaliyet gösteren perakende satış şirketlerinin hem kendi görevli oldukları dağıtım bölgesindeki serbest ve serbest olmayan tüketicilere hem de bu bölgenin dışındaki serbest tüketicilere yaptıkları satışın tahminine dayanmaktadır. Elektrik dağıtımını doğal tekel özelliğinden dolayı bölgedeki dağıtım şirketinin yaptığı dağıtım seviyesinden şebekeye bağlı kullanıcılardan, tedarikçisi bölgedeki görevli tedarik şirketi (diğer bir ifadeyle ayrıştırma öncesi dağıtım şirketi) olmayanlar da mevcuttur. Dağıtılan elektrik ile satılan elektrik kavramları hem tanım olarak hem de “dağıtan” ve “satan” tüzel kişilerin farklı olması açılarından birbirinden farklı kavramlardır.

Perakende satış şirketinin elindeki portföyün erimesi, yani serbest tüketicilerinin başka tedarikçilere gitmesi en büyük risk faktörü olarak ortaya çıkmaktadır. Başka bölgelerdeki serbest tüketicilerin portföye eklenmesi ise aynı gerçeğin fırsat boyutudur<sup>15</sup>. 18 perakende satış şirketinin her biri için yapılmış bulunan satılan elektrik miktarı tahminleri, Ek-3’te sunulmaktadır.

#### **5.4.3 Kayıp-Kaçak Performansları**

Elektriğin fiziki özelliklerinden dolayı şebeke işletimi esnasında ısıya dönüşerek kaybolan enerji (hat kaybı, trafo kaybı ve korona kaybı) ile bunun dışındaki tüm teknik olmayan kayıp elektrik dağıtım şirketinin KK performansını belirlemektedir. Kaçak

---

<sup>15</sup> Bir bölgedeki perakende satış şirketine, asıl olarak o bölgedeki müşteri portföyü için değer biçildiği düşünülmektedir. Çünkü, başka bölgelerden ya da ilgili bölgeden yeni müşteri almak için, perakende satış şirketini ve yanında dağıtım şirketini satın almak yerine tedarik şirketi kurmak daha uygun olurdu.

elektrik olgusu; hırsızlık, sayaca müdahale, okumaya müdahale, profillemeye hatası vb. nedenlerle ortaya çıkmaktadır. Teknik ve teknik olmayan kayıp birlikte ölçülebildiğinden dolayı (şebekeye giren enerji ile fatura tahakkuk ettirilen enerjinin farkı), toplam değerden metodolojik bir yaklaşımla belli varsayımlara ve bilimsel ölçütlere dayalı olarak teknik kayıp olarak kabul edilen kısım düşüldüğünde kaçak elektrik miktarı hesaplanmaktadır.

**Tablo 18:** 2007-2013 Dönemi Kayıp-Kaçak Gerçekleşmeleri (%)

EDAŞ	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Akdeniz	9,72	9,40	9,29	8,30	8,47	9,78	11,32
Aras	29,32	27,16	27,67	25,47	34,02	33,79	27,58
AYEDAŞ	9,14	8,71	7,47	6,92	6,91	6,88	7,59
Başkent	8,63	8,48	8,88	8,55	9,17	8,67	7,90
Boğaziçi	12,15	10,84	9,56	9,75	10,76	10,24	9,89
Çamlıbel	8,76	9,21	8,10	7,31	9,20	8,32	7,58
Çoruh	11,98	10,63	11,44	11,57	11,24	10,19	9,42
Dicle	64,81	64,54	73,39	65,48	76,55	71,74	75,03
Fırat	10,99	10,44	13,61	12,24	11,11	10,85	9,49
Gediz	10,23	7,48	8,89	8,84	8,83	7,81	9,73
Meram	8,27	8,80	9,01	9,64	8,93	8,98	7,14
Osmangazi	6,26	5,64	6,78	9,11	7,14	7,15	7,86
Sakarya	6,53	7,55	8,04	6,41	7,00	7,14	6,64
Toroslar	10,61	9,85	9,84	8,92	13,77	13,22	15,24
Trakya	7,61	7,18	7,11	6,80	8,26	6,46	6,14
Uludağ	8,59	7,52	7,30	7,38	8,92	7,32	7,03
Vangözü	56,19	55,91	55,56	57,15	59,05	59,07	65,84
Yeşilirmak	9,09	9,24	10,86	12,89	7,80	7,26	10,46

**Kaynak:** EPDK

Yukarıdaki tabloda (Tablo 18), 2007-2013 dönemi KK gerçekleştirmelerine yer verilmektedir. Değerleme çalışması kapsamında, dağıtım şirketlerinin geçmiş dönem performansları ve EPDK'nın verdiği hedefler dikkate alınarak değerlendirme süreci boyunca elde edilebilecek KK oranlarının tahmin edilmesi gerekmektedir. Teknolojide sağlanabilecek iyileştirmeler, akıllı şebeke yatırımları vb. değişkenler bu oranları etkileyebilir. Ancak, tahminler veri şartları altında yapılmaktadır. Bulunan tahmini



değerler, EPDK tarafından verilen ve verilmesi öngörülecek KK hedeflerine göre karşılaştırılarak dağıtım şirketlerinin gelirlerinin tahmininde kullanılmıştır.

EPDK'nın 16/12/2010 tarihli ve 2932 sayılı Kurul Kararı ve 15/11/2012 tarihli ve 4128 sayılı Kurul Kararı sonucu ortaya çıkan 2011-2015 dönemi KK hedefleri tablosu (Tablo 19) aşağıda yer almaktadır.<sup>16</sup>

**Tablo 19:** 2011-2015 Dönemi Kayıp-Kaçak Hedefleri (%)

EDAŞ	2011	2012	2013	2014	2015
Dicle	60,96	50,63	71,07	59,03	49,03
Vangözü	46,15	38,33	52,10	43,27	35,94
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
Sakarya	7,66	7,31	6,96	6,64	6,33
Osmangazi	7,21	7,21	7,21	7,21	7,21
Yeşilirmak	10,35	9,87	9,41	8,97	8,78
Aras	22,92	19,04	25,70	21,35	17,73
Toroslar	9,38	8,94	11,80	11,25	10,72
Boğaziçi	9,12	8,69	10,76	10,26	9,78
Çoruh	10,90	10,39	10,15	10,15	10,15
Fırat	12,59	11,65	11,11	10,59	10,09
Çamlıbel	7,72	7,36	7,02	6,92	6,92
Meram	8,59	8,28	8,28	8,28	8,28
Başkent	8,47	8,07	7,88	7,88	7,88
Akdeniz	8,86	8,45	8,05	8,02	8,02
Gediz	8,48	8,08	7,70	7,34	7,00

**Kaynak:** <http://www.epdk.org.tr/index.php/elektrik-piyasasi/mevzuat?id=142>

Bu hedeflerde zaman içerisinde mücbir sebepler (Suriye’de yaşanan karışıklıklardan dolayı Türkiye’ye yerleşen göçmenlerin sebep olduğu kaçak elektrik kullanımı artışı gibi) ya da kamu döneminde bu oranların gerçek büyüklükleri ile tespit edilmediği gibi gerekçelerle EPDK tarafından farklılaştırmalar yapılmıştır. Ancak daha önce de

<sup>16</sup> Güncel değerler EPDK internet sitesinden takip edilebilir.

belirtildiği üzere değerlemede öncelikle yatırımcının özelleştirme ihalesi sürecinde sahip olduğu bilgiler dikkate alınmaktadır.

Camadan (2010:8) kaçak elektrik kullanımının sebeplerini ekonomik sebepler, algı/alışkanlık/bilinçsizlik kaynaklı sebepler, yönetim/denetim kaynaklı sebepler ve yozlaşma olarak kategorize etmektedir. Dağıtım şirketinin performansı bakımından değerlendirildiğinde, bu sebeplerin pek azının yönetilebilir olduğu ortadadır. Dolayısıyla, özellikle çok aşırı KK oranlarına sahip dağıtım bölgelerinde şirketlerin elinden gelen çok fazla bir seçenek bulunmadığı düşünülmektedir. Diğer taraftan, zor olsa da KK oranlarının düşürülmesinin başarılması halinde mevcut tarife metodolojisi ile bu durumun şirkete büyük finansal katkılarının olacağı da bu gerçeğin fırsat boyutu olarak ifade edilmelidir. Değer üzerindeki büyük etkisinden dolayı, bir bölgedeki dağıtım şirketini satın almak isteyen yatırımcının bütün bu hususları iyi değerlendirmesi icap etmektedir.

18 dağıtım şirketinin her biri için; özellikle de yüksek KK oranlarına sahip Dicle EDAŞ, Vangözü EDAŞ ve Aras EDAŞ için yapılmış olan KK performansı tahminleri Ek-4'te sunulmaktadır. KK performansının değer üzerindeki etkisi en fazla bu 3 şirkette yaşanmaktadır.

#### **5.4.4 Kayıp-Kaçak Enerji Fiyatı**

Hali hazırda kaçıp-kaçak elektriğin temin edilmesinde EPDK tarafından dağıtım şirketlerine uygulanmakta olan TETAŞ fiyatı, reel olarak sabit KK fiyatı kabul edilmiştir. Uygulamanın farklılaşması, TETAŞ fiyatının değişkenlik göstermesi gibi durumlar için ilave bir öngöründe bulunulmamıştır.

#### **5.4.5 Brüt Kâr Marjı Tavanı ve Net Kâr Marjı**

Brüt Kâr Marjı Tavanı (BKMT), elektrik satış fiyatı düzenlemeye tabi olan perakende satış şirketleri için enerji alım maliyetlerine uygulanarak bölgesel nihai fiyatların oluşturulmasında kullanılan bir parametredir. Bölgesel fiyatlar da, fiyat eşitleme

mekanizması kullanılmak suretiyle ülke çapında uygulanan tüketici grupları bazında tek fiyata dönüşümde girdi olarak yer almaktadır. BKMT 875 sayılı Kurul Kararında %2,33 olup 09/12/2010 tarihli ve 2914 sayılı Kararla 2011 ve 2012 yılları için de %2,33 oranı karara bağlanmıştır (<http://www.epdk.gov.tr/index.php/elektrik-piyasasi/tarifeler?id=84>, Erişim tarihi: 30/08/2014).

BKMT; operasyonel giderler payı, damga vergisi, finansman giderleri payı, dengesizlik risk primi ve teminat giderleri dikkate alınarak hesaplanmaktadır. Bu giderlerin bir kısmı sabit gider niteliğindedir.

19/10/2012 tarihli ve 4089 sayılı Kurul Kararı ile perakende satış lisansı sahibi tüzel kişiler için 2013-2015 yıllarında geçerli olacak BKMT'nin %3,49 olarak onaylanmasına karar verilmiştir. Geleceğe dönük olarak, erken dönemde özelleştirilen şirketler için ilgili yıllar için özelleştirme tarihinde geçerli olan BKMT kullanılmakta ve şirketlerin yeni BKMT oranını doğru tahmin ettikleri varsayılarak 2013'ten itibaren bu oran dikkate alınmaktadır. 2016'dan itibaren lisans süresi sonuna kadarki BKMT de %3,49 olarak kabul edilmektedir. EPDK tarafından, tüm tüketicilerin serbest tüketici kabul edilmesiyle perakende satış tarifelerinin düzenlenmesine son verilip sadece son kaynak tarifesi yapılması, perakende satışta fiyatların piyasada oluşması uygulamasına geçilmesi söz konusu olabilecektir. Böyle bir durumda ortaya çıkacak rekabetin kâr marjına etkisi, toplam arz ve toplam talebin gelecek yıllardaki ulaşacakları değerler gibi hususlar tahmin dışında tutulmaktadır.

NKM hesaplanırken, ikili anlaşmalar kapsamında alınan ve PTF üzerinden fiyatlanan enerji için ilave bir kar marjı öngörülmesi gerekebilir, çünkü PTF'den daha ucuza temin edilen enerji, PS şirketi için BKMT'den elde edilen kâra ilave bir kâr marjı sağlamaktadır. Ancak, elektrik piyasasında ikili anlaşmalarda referans fiyat PTF olduğundan dolayı, kısa vadede bir kısım farklar olsa bile uzun vadede ikili anlaşmalarda PTF'ye kıyasla bir kâr marjı kalması beklenmemektedir.

#### 5.4.6 Elektrik Satış Fiyatı (Enerji Bedeli)

Elektrik satış fiyatı olarak da ifade edilen enerji bedeli, farklı abone gruplarını temsil eden tek bir ortalama fiyat olarak tahmin edilmiştir. Alternatif olarak abone grupları için satış tahminlerini ayrı yapıp fiyat tahminini de ayrı yapmak ve hasılatı elde etmek için iki değeri çarpmak tercih edilebilirdi. Fakat böyle bir tercihin uygulaması daha zor ve başarılı sonuç vermesi de daha az olasıdır.

Bu kapsamda; özelleştirme tarihi itibarıyla mevcut bulunan, satışların tarife gruplarına dağılımına dayalı AOSF hesaplanmıştır. Bu fiyat, lisans döneminin sonuna kadar reel olarak dönem sonuna kadar sabit alınmıştır. Yatırımcının daha uygun bir veri kullanması pek mümkün görünmemektedir. Bu tezin amacı kapsamında, yatırımcıların değerlemede kullanmış olmaları muhtemel varsayımların kabul edilmesi en uygun seçeneği teşkil etmektedir. Yine bu cümleden olarak, her ne kadar bugün özelleştirme tarihinden sonra gerçekleşen fiyatlar bulunsa da, değerlemenin yatırımcının teklif verdiği tarihte bulunuluyor gibi yapılması daha uygun olacağı için sonradan gerçekleşen fiyatlar değil, bütün şirketler için ihale tarihindeki reel ağırlıklı ortalama fiyatlar esas alınmıştır.

Vurgulanması gereken bir diğer husus da şudur: Elektrik fiyatlarını etkileyen faktörler etkilerini orta ve uzun vadede gösterirken, tahmindeki sapmaların nakit akışlarının bugünkü değere etkisi de vade uzadıkça azalmaktadır. Zaten petrol fiyatları, doğal gaz fiyatları, arz ve talebin seyri, teknolojik ilerleme, rekabetin gelişimi, düzenlemenin gelişimi gibi hususları tez kapsamındaki şirketlerin uzun lisans dönemleri için tahmin etmek mümkün bulunmamaktadır. Bu sebeplerle; reel sabit fiyatın eldeki en doğru ve geçerli fiyat olarak alınması uygun görülmüştür. Tarihsel verilere bakıldığında, enerji bedeli (düzenlenen elektrik satış fiyatları) istikrarlı bir seyir izlememiştir. Gelecekte reel hareketin yönü, enerji bedelini etkileyen faktörlere bağlı olarak aşağı yönlü olabileceği gibi yukarı yönlü de olabilecektir.

Düzenlenen enerji fiyatı, düzenlenmeyen fiyat için referans olmaktadır. Dolayısıyla tarife belirleyen EPDK, aynı zamanda piyasa yapıcı olarak da işlev görmektedir. Serbest

tüketicilere genellikle EPDK'nin tespit ettiği fiyatlar üzerinden indirim teklif edilmektedir. Hesaplamalarda kullanılan AOSF, düzenlenen ve düzenlenmeyen fiyatların her ikisini de temsil eden bir fiyat olarak ele alınmıştır.

Amortisman süresini doldurmuş olan EÜAŞ santrallerinin ürettiği elektrik düşük maliyetlidir.<sup>17</sup> Yİ, YİD ve İHD modelleri çerçevesinde üretim yapan santraller, alım garantileri devam ettiği sürece ürettikleri elektriği yüksek fiyattan satmaktadır. Kamu adına bu alımı yapan TETAŞ, EÜAŞ'ın elektriği ile bu maliyetleri dengelemektedir. Düzenlenen fiyatın diğer unsurları, organize toptan satış piyasasından yapılan alımlar ile diğer tedarik kaynaklarından yapılan alımlardır. EÜAŞ santrallerinin elektrik arzının artan talep karşısında oransal olarak daha az talebi karşılayabilir olmaları zaman içerisinde TETAŞ maliyetlerinin düzenlemeye tabi fiyatları aşağı çekme kabiliyetini düşürecektir. Yİ, YİD ve İHD modelleri kapsamındaki santrallerin alım garantileri sona erdikçe de tersine alım maliyetleri düşeceğinden TETAŞ'ın düzenlemeye tabi fiyatları aşağı çekme kabiliyeti yükselecektir. Bu nedenle; anılan modeller kapsamındaki alım garantilerinin sona erecekleri tarihler ve talepte beklenecek artış dikkate alınıp arz-talep dengesi gözetilerek TETAŞ fiyatları ile ilgili tahminlerin yapılması, organize toptan satış piyasasında oluşabilecek fiyatların tahmin edilmesi ve diğer tedarik kaynaklarının maliyetlerinin tahmin edilmesi sonucunda düzenlenen satış fiyatlarının ve bu fiyatlar referans alındığında öngörülecek ikili anlaşmalar kapsamındaki satış fiyatlarının tahmin edilmesi mümkün olabilecektir. Ancak bu çalışma başlı başına ayrı bir tez konusu olarak ele alınabilir ve değerlendirme açısından elde edilecek tahminlerin daha iyi olacağı da garanti edilemez.

Yapılan hesaplamada kullanılan bir diğer varsayım, bölgelerin değerlemesi yapılan şirketlerin enerji alım fiyatları arasında çok büyük farklılıklar olmadığı şeklindedir. Fiyat eşitlemesine tabi tutulan diğer kalemlerde, örneğin dağıtım sistem kullanım bedellerinde (DSK bedeli) çok önemli farklılaşmalar olsa da, enerji alım bedellerinin birbirine yakın olması beklenmektedir. Zira bölgelerin birbirinden farklı çıkması

---

<sup>17</sup> TETAŞ'a düşük fiyattan satılmaktadır.

beklenen fiyatları, dağıtım gibi fiziki tarafı ağır basan işlerin fiyatıdır. Mevcut piyasa yapısı içerisinde, perakende satış faaliyeti gösteren bir şirketin alım kaynakları ile diğerlerinininki arasında çok ciddi farklılık bulunmamaktadır.

Yukarıda açıklanan varsayımlar ve hesaplama yöntemi kapsamında her bir şirketin değerlemesinde satış fiyatı olarak alınan tahmini enerji fiyatları Ek-5'te sunulmuştur.

#### **5.4.7 Gelir Gereksinimi**

Dağıtım şirketlerinin fiyat düzenlemesinde gelir tavanı yöntemi kullanılmaktadır. Bu yöntem gereği, tarife uygulama döneminin her bir yılı için her şirketin elde etmesi gereken toplam geliri ifade eden GG önceden hesaplanmaktadır. GG asli olarak, yatırım harcaması karakterli olan itfa ve getiri kalemleri ile işletme giderlerinden oluşmaktadır. GG öngörülen bir büyüklük olup şirketin yatırım gerçekleştirmelerine ve gelir gerçekleştirmelerine göre düzeltme bileşenleri daha sonradan uygulanmaktadır. Tezde GG'nin herhangi bir düzeltmeye tabi olup olmayacağı hususuna girilmemiştir. GG bir anlamda ideal durumu göstermekte olup bunun dışına çıkan durumları öngörmek de mümkün değildir.

Dağıtım şirketlerinin 2006-2010 ve 2011-2015 uygulama dönemleri için gelir gereksinimleri EPDK tarafından belirlenmiş olup takip edecek uygulama dönemleri için gelir gereksinimlerinin tahmin edilmesi gerekmektedir. EPDK tarafından 2011-2015 dönemi GG tutarları açıklanmadan önce özelleştirilen şirketler için, yatırımcıların bu tutarları yaklaşık olarak tahmin edebildikleri varsayılmıştır. 2015'ten lisans sonuna kadar dağıtım şirketleri için onaylanacak yatırım harcaması tahmini yapılırken, baz senaryoda her bir uygulama dönemi için bir öncekinin %80'i kadar, yüksek senaryoda %100'ü kadar ve düşük senaryoda %60'ı kadar yatırım harcamasının onaylanacağı kabul edilmiştir. İtfa süresi 10 yıl olarak ve getiri oranı %10,49 (yıl ortası düzeltmesi ile %9,97) olarak sabit alınmıştır. Birim bedel metodolojisi kapsamında şirketlerin %5 kazanç elde etmeleri öngörülmüştür, yani GG hesabına 100 birim olarak giren yatırım harcaması karşılığında 95 birim sabit sermaye harcaması gerçekleşeceği varsayılmıştır.

Kalite faktöründen kaynaklı herhangi bir kâr ya da zarar öngörülmemiştir. GG'nin altında veya üstünde gerçekleşen gelir, EPDK tarafından GFDB uygulaması ile paranın zaman değeri de dikkate alınarak düzeltilmektedir. Bu nedenle GG'den hareketle hesaplanacak nakit akışları, gerçekte yıllar itibariyle farklılaşsa da sonuçta aynı değeri verecek şekilde düzeltileceği için, değerlendirme kapsamında dikkate alınması uygun nakit akışlarıdır.

#### **5.4.8 İşletme Giderleri**

Daha önce de belirtildiği üzere işletme giderleri herhangi bir düzeltmeye tabi tutulmamaktadır. Yani, bu giderler onaylanandan az yapılırsa ise fark şirkete kalmakta, fazla yapılırsa ise fark sonradan telafi edilmemektedir. Şirketlerin bir uygulama dönemi içerisindeki işletme gideri gerçekleşmesinin takip eden uygulama dönemleri için onaylanacak işletme giderlerinin onaylanmasında EPDK tarafından baz olarak alınacağından hareketle, işletme giderlerini azaltma hususunda isteksiz davranacakları değerlendirilmiş ve bu nedenle işletme giderlerinde azalma öngörülmemiştir. Burada iki hususun vurgulanmasında fayda bulunmaktadır: Birincisi, EPDK'nın işletme gideri onaylama metodolojisi değişikliğe uğrar ve geçmiş performansın etkisi azaltılır ya da ortadan kaldırılırsa işletme gideri gerçekleşmeleri azalabilir. Bu da şirketlerin değerine olumlu olarak yansıtılması gereken bir husus olarak düşünülebilir. Ancak, halihazırda bu kabil bir uygulama mevcut olmadığından nakit akışlarının tahmininde bu ihtimalin yansıtılması mümkün olmamıştır. İkinci olarak, şirketlerin işletme giderlerini grup şirketleri aracılığıyla gerçekleştirmek suretiyle hem işletme giderlerini yüksek tutma hem de harcamalardan elde edilecek kârı yatırımcıların ilave değer olarak düşünmüş olmaları olasıdır. Burada da hem EPDK'nın işletme giderleri üzerinde yapacağı değerlendirmelerin ne şekilde sonuçlanacağına bilinmemesi hem de bu ihtimal gerçekleşse bile bir şirketin değerinin kendi nakit akışlarına göre belirlenmesi ilkesi nedeniyle bu ihtimal de değere yansıtılmamıştır. Ancak, gerçekleşen değer ile teorik değer karşılaştırıldığı bölümde bu hususa işaret edilmektedir.

Dağıtım şirketlerinin 2006-2010 ve 2011-2015 uygulama dönemleri için işletme giderleri EPDK tarafından belirlenmiş olup takip edecek uygulama dönemleri için

işletme giderlerinin tahmin edilmesi gerekmektedir<sup>18</sup>. EPDK tarafından 2011-2015 dönemi işletme giderleri açıklanmadan önce özelleştirilen şirketler için, yatırımcıların bu tutarları yaklaşık olarak tahmin edebildikleri varsayılmıştır. 2015'ten lisans sonuna kadar dağıtım şirketleri için işletme giderleri tahmini, 2015 yılının işletme gideri yıllar itibariyle eşit şekilde aynen kabul edilerek yapılmıştır.

#### **5.4.9 Amortisman**

Amortisman hesabında aşağıdaki hususlar dikkate alınmıştır:

- (1) Daha önce de belirtildiği üzere, elektrik dağıtım ve perakende satış şirketleri varlık satışı yöntemiyle değil İHD yöntemiyle özelleştirildiğinden dolayı, yatırımlar Maddi Duran Varlıklar hesabında değil Özel Maliyetler hesabında muhasebeleştirilmektedir. Bu kapsamda, Vergi Usul Kanununun (VUK) 327 nci maddesi uyarınca amortisman işlemlerinde İHD süresi esas alınmaktadır. Bu nedenle amortisman; her yıl için İHD süresinin kalanına göre eşit yüzdelerde ayrılmaktadır.
- (2) Amortisman hesabında, önceki yıllar yatırımları enflasyonla güncellenmeden diğer yıllara yayıldığından enflasyon tahminine dayalı olarak amortisman tahminini gerçekleştirmek gerekli olmuştur<sup>19</sup>. Dönem sonunda kadarki enflasyon oranlarının tahmininde, AOSM hesabında dikkate alınan beklenen enflasyon oranları esas alınmıştır.

#### **5.4.10 Sabit Sermaye Harcaması**

Sabit sermaye harcamaları dağıtım ve perakende satış hizmeti faaliyetleri kapsamında düzenlemeye tabi olup EPDK tarafından belirlenmektedir. GG hesabına girecek olan itfa ve getiri tutarları bu kaleme bağlıdır. Dolayısıyla şirketler bu kalemin EPDK

<sup>18</sup> Esasen GİG'in, onaylanan işletme giderinden farklı olması öngörülmediği durumda değer üzerinde bir etkisi olmamaktadır.

<sup>19</sup> Mevcut mevzuatta öngörülen enflasyon düzeltmesi koşullarının oluşmayacağı varsayılmıştır.



tarafından yüksek onaylanmasını talep etmektedirler. Düzenlemenin optimumu bulma özelliği burada ortaya çıkmaktadır. Şirketlerin, tatmin edici getiri oranı varsayımı altında, getiri elde etmek için yüksek sabit sermaye harcaması yapmaları bir etkinsizlik nedeni olacağı gibi, gerekenden az harcama yapmaları da bir başka etkinsizlik sebebidir. EPDK toplumsal refah için optimal noktayı bulmaya çalışmaktadır. Şirketler, onaylanan yatırım harcamalarını yapmakla mükelleftir. Onaylanandan fazla yapılan yatırım ise, tarife hesaplamalarına dahil edilmemektedir.

Daha önceden belirtildiği üzere, gerçekleşecek harcamaların birim bedel metodolojisi kapsamında onaylanan tutardan %5 daha düşük olacağı öngörülmüştür.

#### **5.4.11 İskonto Oranı**

Uygulamada kullanılacak olan iskonto oranı, lisans süresinin sonuna kadar olan dönemde elde edilecek nakit akışlarının riskini temsil eden, yine bir kısım varsayımların dikkate alınması ile hesaplanacak olan AOSM oranı olacaktır. Yatırımcıların dağıtım faaliyetinden ve perakende satış faaliyetinden bekledikleri getiri oranı, bu hesaplamada esas alınacak olan özsermaye maliyeti oranıdır. Borçla finanse edilen sermaye için de borçlanma maliyetleri hesaplamaya dahil edilecektir.

AOSM, özsermaye maliyeti ve borç maliyeti hesaplanarak öngörülen borç-özsermaye oranı ile ağırlıklandırma yapılması suretiyle hesaplanmıştır. Özsermaye hesabında CAPM kullanılmıştır. Türkiye’de hisseleri borsada işlem gören elektrik dağıtım-perakende satış şirketi bulunmamaktadır. Bu nedenle uluslararası Beta değerleri kullanılmıştır.

Aşağıdaki tabloda (Tablo 20) gösterildiği şekilde 0,35 olarak bulunan ortalama Beta değeri baz senaryoda AOSM hesaplamalarına dahil edilmiştir. Beta değeri; düşük senaryoda tablodaki en yüksek değer olan 0,40 ve yüksek senaryoda da en düşük değer olan 0,30 olarak esas alınmıştır.

**Tablo 20:** Uluslararası Örneklerde Beta Değerleri

Ülke	Beta Değeri
Almanya	0,32
Polonya	0,40
Finlandiya	0,40
Çek Cumhuriyeti	0,35
Fransa	0,33
Slovakya	0,30
Ortalama	0,35

**Kaynak:**

[http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Mapping\\_power\\_and\\_utilities\\_regulation\\_in\\_Europe/\\$FILE/Mapping\\_power\\_and\\_utilities\\_regulation\\_in\\_Europe\\_DX0181.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Mapping_power_and_utilities_regulation_in_Europe/$FILE/Mapping_power_and_utilities_regulation_in_Europe_DX0181.pdf)

Uluslararası örneklerden elde edilen Kaldıraçsız Beta değerleri, öngörülen borçluluk düzeyine göre Kaldıraçlı Beta'ya çevrilmiştir.

Kaldıraçlı Beta şu formülle hesaplanmaktadır:

$$\beta_L = \beta_U * \left( 1 + (1 - t) * \frac{D}{E} \right)$$

Burada;

$\beta_L$ : Kaldıraçlı Beta,

$\beta_U$ : Kaldıraçsız Beta,

t: Vergi Oranı,

$\frac{D}{E}$ : Borç-Özsermaye Oranıdır

(Sipahi ve diğerleri, 2011, s.148).

Hesaplamalarda borç-özsermaye oranı olarak, EPDK tarafından da varsayılan %50-%50 şeklinde kabul edilmiştir. Bu kapsamda, şirketlerin hedef sermaye yapısına ulaşmalarının kayda değer bir süre almayacağı varsayılmıştır.

Piyasa risk priminin ABD için uzun dönemde tarihsel verilerden hareketle %5-%6 olarak alındığı dikkate alınarak ortalama %5,5 değerine Türkiye için 10 yıl vadeli USD

cinsinden Eurotahvil getirisi ile 10 yıl vadeli ABD hazine bonusu getirisi arasındaki farktan hesaplanan ülke risk primlerinin ortalaması (%2,93) ilave edilmek suretiyle %8,43 olarak alınmıştır.

Ülke risk primi hesabının detayları Ek-6'da gösterilmektedir.

Risksiz getiri oranı olarak, Hazine Müsteşarlığı internet sitesinden temin edilen, özelleştirme ihalesine en yakın tarihlerde yapılmış TL cinsi kupon ödemeli hazine bonusu ihalelerinde oluşan yıllık bileşik faiz oranlarının ortalaması alınmıştır.

Özelleştirme ihale tarihi itibarıyla her bir şirket için kullanılacak risksiz getiri oranı, o tarihteki ABD piyasalarındaki risksiz getiriye (10 yıllık tahvilin getirisi) uzun dönem ülkeler arası enflasyon farkı ve ülke risk primi eklenerek bulunmuştur. ABD ve Türkiye uzun dönemli enflasyon farkı olarak Gözen (2011:56) tarafından hesaplanan %3 oranı esas alınmıştır.

Borçlanma maliyetini hesaplamak üzere; borç risk primi (BRP) olarak risksiz getiriye baz senaryoda 3 puan, düşük senaryoda 4 puan ve yüksek senaryoda 2 puan eklenmiştir.

Vergi sonrası nominal AOSM, 1.2.1.3 no.lu bölümde yer alan formülasyon kullanılarak hesaplanmıştır. Reel nakit akışları hesaplanarak indirgeme yapılacağı için iskonto oranının da reel olması amacıyla enflasyon dikkate alınarak reel AOSM hesaplanmıştır. Bu hesaplamada, AOSM'nin geleceğe dönük olmasından hareketle TCMB beklenen enflasyon anketi sonuçlarından alınan beklenen enflasyon oranları kullanılmıştır.

Vergi oranı %20 olarak alınmış olup aşağıdaki tabloda (Tablo 21), şirketler için hesaplanan AOSM değerleri sunulmaktadır.

Her bir şirket için yapılan hesaplamaların açıklamaları Ek-7'de yer almaktadır.

**Tablo 21:** Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyetleri (%)

Şirket	Düşük Senaryo	Baz Senaryo	Yüksek Senaryo
Akdeniz	5,01	4,28	3,55
Aras	5,68	4,96	4,23
AYEDAŞ	5,65	4,91	4,17
Başkent	6,00	5,27	4,54
Boğaziçi	5,02	4,28	3,55
Çamlıbel	6,31	5,58	4,85
Çoruh	6,43	5,70	4,97
Dicle	5,65	4,91	4,17
Fırat	6,31	5,58	4,85
Gediz	5,22	4,48	3,75
Meram	5,68	4,96	4,23
Osmangazi	6,43	5,70	4,97
Sakarya	6,00	5,27	4,54
Toroslar	5,65	4,91	4,17
Trakya	5,46	4,73	4,00
Uludağ	6,31	5,58	4,85
Vangözü	5,65	4,91	4,17
Yeşilirmak	6,43	5,70	4,97

#### 5.4.12 Net Nakit Harici İşletme Sermayesi Değişimi

Brüt nakit akışı sabit sermayeye ya da işletme sermayesine yatırılmaktadır. İşletme sermayesi bir yıldan diğerine azalıyor, aradaki fark nakit akışı için olumlu, artıyorsa olumsuz bir unsur olarak hesaplamalara dahil edilmektedir. Değerleme yaklaşımıyla bakıldığında, net işletme sermayesi ihtiyacındaki değişim hazır değerler hariç olarak hesaplanmaktadır (İvgen, 2003, s.46).

Net işletme sermayesinin artması daha fazla nakdin dönen varlıklara bağlanması, bu da nakit akışlarında azalma anlamına gelmektedir. Örneğin; diğer değişkenler sabitken ticari alacakların artması nakde dönmeyen tahakkukların artışı, keza stokların artışı bu kaleme yapılan yatırımı göstermektedir ki her iki durumda da ilgili döneme ait nakit akışları azalmaktadır. Ticari borçların azalması da yine aynı anlama gelmektedir.

Bu hesaplamalar yapılırken sadece ticari borçların dikkate alınması, finansal borçların hariç tutulması gerekmektedir. Zira finansal borç sermaye maliyeti hesabında dikkate alınmakta olup iki defa dikkate alınması yanlış olacaktır (Damodaran, 2002, s.261).

İhale şartnamesi gereği, özelleştirilen şirketlerin hisse satış sözleşmesinin imzalandığı tarihten önceki ayın son günü itibariyle resmi daireler, belediyeler ve tarımsal sulama alacakları TEDAŞ'a aktarılmaktadır. Ticari borçlardan da son ay faturası hariç olmak üzere, EÜAŞ ve bağlı şirketlerine, TETAŞ'a ve TEİAŞ'a olanlar TEDAŞ'a devredilmektedir. Bu kapsamda, net işletme sermayesi değişimi TEDAŞ alacakları ile karşılaştırılarak değerlendirilmede ayrıca yer verilmemiştir. Bu kabul; hem toplam ticari alacağın özelleştirilen şirkete kalacak olan payının hem de şirketin bu alacakları tam olarak tahsil etmeyi başarıp başaramayacağına ilişkin yeterli veriye ulaşılamamasından kaynaklanmış olmakla beraber, niteliği itibariyle değerlendirilmedeki etkileri birbirini nötrleyecek faktörler olmaları itibariyle işletme sermayesi artış ihtiyacı ile TEDAŞ'tan şirkete intikal eden alacakların değerlendirilme üzerindeki toplam etkisinin çok fazla olmayacağı düşünülmektedir. Basına yansıyan bilgilere göre, özelleştirilen bazı şirketlerde nakit değerlerin de devir aşamasında TEDAŞ'a aktarılmadığı bilinmektedir. Hangi şirketlerde bu durumun söz konusu olduğu, tutarların ne kadar olduğu ve şirketlere göre dağılımı konusunda yeterli veri elde edilememiştir. Fakat vurgulamak gerekirse, bu bilgi de burada yapılan kabulü güçlendiren bir bilgi mahiyetindedir.<sup>20</sup>

---

<sup>20</sup> İşletme sermayesi ihtiyacındaki değişimin yukarıda izah edilen TEDAŞ dönemine ait tahsilatlar yoluyla karşılanabileceği varsayımını sınamak amacıyla, işletme sermayesi değişim ihtiyacının yıllık satış değişiminin yüzdesi olarak tahmini yoluna gidilmiştir. Sektör ortalamasından elde edilen, %5'lik 'nakit harici net işletme sermayesi/satışlar' oranı kullanılarak, her yıl için öngörülen satışlardaki artışın %5'i kadar net işletme sermayesi artışı öngörülmüş ve bu kapsamda nakit akışlarında meydana gelen azalmanın bugünkü değeri hesaplanmıştır. Bu değer ile, şirketlerin ticari alacakları esas alındığında TEDAŞ döneminden kalan alacakların tahsilinden elde edilebilecek nakit girişinin büyüklüğü karşılaştırılmıştır (bu kapsamda devirden önceki toplam ticari alacakların %30'u makul kabul edilmiştir). Sonuçta, yukarıdaki varsayımın değerlendirilme amaçları bakımından tutarlı olduğu görülmüştür.

#### 5.4.13 Faaliyet Dışı Nakit Akışı

Dağıtım şirketinin dağıtım faaliyeti dışında başka bir faaliyetle iştigal edemeyeceğini hükme bağlayan 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanununun 9 uncu maddesinde, dağıtım faaliyetiyle birlikte yürütülmesinin verimlilik artışı sağlayacağı piyasa dışı bir faaliyetin yürütülmesine ilişkin usul ve esasları EPDK'nın yönetmelikle düzenleyeceğini hükme bağlanmıştır.

Verimlilik artışı sağlamak kriteri net olmamakla beraber, şirketlerin bazı işleri (dağıtım varlıklarına reklam almak gibi) yaparak elde edecekleri gelirin bir kısmını kendilerine almalarına, kalan kısmın da tarifelere indirim olarak yer almasına yönelik olduğu düşünülen bu uygulamanın kapsamı özelleştirme ihalelerinin yapıldığı dönemde netleştirilmemiş olduğundan tez kapsamındaki nakit akışı hesaplamalarına dâhil edilmemiştir.

#### 5.4.14 Borçların Piyasa Değeri

Bu tezde, elektrik dağıtım ve perakende satış şirketlerinin özelleştirme ihalelerinde ortaya çıkan değer ile teorik olarak hesaplanan değer karşılaştırılması amaçlanmaktadır. İhalelerde ortaya çıkan değer, özkaynakların değeridir. Şirketin değerini oluşturan ve özsermayeye olan nakit akışlarından hesaplanan değeri aşan kısım ise, kreditorlere ait değeri ifade etmektedir.

Bu nedenle, şirket değeri hesaplandıktan sonra borçların piyasa değerinin tespit edilerek şirket değerinden düşülmesi gerekmektedir. Borçların piyasa değeri, tahvil gibi piyasa değeri olan enstrümanlarla borçlanmış şirketler için kolaylıkla veri olarak alınabilir. Kredi ve benzeri şekillerdeki borçların piyasa değeri ise hesaplanarak tespit edilmektedir.

Değerlemesi yapılan şirketlerin devir tarihinde, Avrupa Yatırım Bankası (AYB) ve Dünya Bankası (DB) kredileri dışında mali borcu bulunmamaktadır. TEDAŞ'ın AYB kredili 325 milyon Euro'luk "Elektrik Dağıtım Şebekeleri Rehabilitasyonu" projesi

Uludağ EDAŞ hariç 19 elektrik dağıtım şirketi adına, DB kredili 205 milyon Euro'luk "Elektrik Dağıtım Şebekeleri Rehabilitasyonu" projesi de AYEDAŞ, Uludağ EDAŞ, Meram EDAŞ, Gediz EDAŞ, Toroslar EDAŞ, Menderes EDAŞ, Osmangazi EDAŞ ve Akdeniz EDAŞ adına yürütülmektedir. Kredilerin tüm finansman işlemleri TEDAŞ tarafından gerçekleştirilip muhasebeleştirilmekte (ikraz talepleri, yüklenici firma hak edişlerinin ödenmesi ve kredi geri ödemesi), bu kapsamdaki yatırımların muhasebeleştirilmesini ise dağıtım şirketleri gerçekleştirmektedir. Ortaya çıkan hakediş, Katma Değer Vergisi (KDV) ödemeleri, faiz ve kur farkları ile kur değerlemeleri TEDAŞ tarafından ilgili dağıtım şirketlerine fatura edilmektedir (Sayıştay Başkanlığı Toroslar EDAŞ 2012 Yılı Raporu, s.66).

Bu borçların dağıtım şirketi başına ortalaması, Uludağ EDAŞ hariç değerlemesi yapılan tüm şirketler için AYB kredilerinde yaklaşık olarak 17 milyon Euro ve DB kredilerinde projeye dâhil olan 8 şirket için 25 milyon Euro'dur. Ancak bu değerler gerçekleşen borçlanmayı değil projenin toplam değerinin şirket başına ortalamasını göstermektedir.

Yöntemsel olarak özelleştirme tarihi itibarıyla kredilerin kalan anapara tutarlarının FCFF ile elde edilen değerden düşülerek şirketlerin özsermaye değerinin tespit edilmesi gerekse de, TEDAŞ alacaklarından tahsili dağıtım şirketine bırakılan kısım ile mahsuplaştırıldığında bu borçların nihai değerinde dikkate alınmamasının sonucu çok fazla etkilemeyeceği öngörülmüştür.

#### **5.4.15 Nakit Akışları**

Nakit akışları yıllar bazında dağıtım, PS ve PSH için farklı olmak üzere ayrı ayrı hesaplanmıştır.

Nakit akış hesabını gösteren tablolar (Tablo 22, Tablo 23, Tablo 24) aşağıdadır.

**Tablo 22:** Dağıtım Faaliyeti İçin Nakit Akışı Hesabı

Gelir Gereksinimi
(+)(-)Kayıp Kazanç Hedeften İyi Performans Kazancı veya Daha Kötü Performans Zararı
(-)İşletme Giderleri
(-)Amortisman
(=)Faaliyet Karı (1)
(-)Faaliyet Karı Üzerinden Vergi
(=)Net Faaliyet Karı (2)
(+)Amortisman
(=)Brüt Nakit Akışı (3)
Nakit Harici Net İşletme Sermayesi Artışı (-)/Azalışı (+)
(+)Sabit Sermaye Yatırımı
(=)Brüt Yatırım (4)
Net Nakit Akışı = (3)-(4)
(+)Faaliyet Dışı Nakit Akışı
(=)Yatırımcılara Kalan Nakit Akışı

İdealize durumda GG'den başlanarak yatırımcılara kalan nakit akışı hesaplanmıştır.

**Tablo 23:** Perakende Satış Faaliyeti İçin Nakit Akışı Hesabı

Net Satışlar
(-)Satışların Maliyeti ve Faaliyet Giderleri
(=)Faaliyet Karı (1)
(-)Faaliyet Karı Üzerinden Vergi
(=)Net Faaliyet Karı (2)
(=)Brüt Nakit Akışı (3)
Nakit Harici Net İşletme Sermayesi Artışı (-)/Azalışı (+)
(+)Sabit Sermaye Yatırımı
(=)Brüt Yatırım (4)
Net Nakit Akışı = (3)-(4)
(+)Faaliyet Dışı Nakit Akışı
(=)Yatırımcılara Kalan Nakit Akışı



Satışlardan; uzun vadede BKMT'nin baz senaryoda %25'i, düşük senaryoda %50'si ve yüksek senaryoda %15'i olarak öngörülen faaliyet giderleri düşüldüğünde ulaşılan 'satışların maliyeti' ve devam eden aşağıdaki işlemlerle yatırımcılara bu faaliyetten kalan nakit akışı hesaplanmıştır.

**Tablo 24:** Perakende Satış Hizmeti Faaliyeti İçin Nakit Akışı Hesabı

Gelir Gereksinimi
(-)İşletme Giderleri
(-)Amortisman
(=)Faaliyet Karı (1)
(-)Faaliyet Karı Üzerinden Vergi
(=)Net Faaliyet Karı (2)
(+)Amortisman
(=)Brüt Nakit Akışı (3)
Nakit Harici Net İşletme Sermayesi Artışı (-)/Azalışı (+)
(+)Sabit Sermaye Yatırımı
(=)Brüt Yatırım (4)
Net Nakit Akışı = (3)-(4)
(=)Yatırımcılara Kalan Nakit Akışı

PSH faaliyeti, dağıtım faaliyetine benzer bir mantıkla değerlendirilerek hesaplamalar gerçekleştirilmiştir.

Dağıtım şirketlerinin faaliyet zararlarının mevcut olduğu yıllar için, mevcut mali düzenlemeler gereği 5 yıla kadar ileriki dönem karlarından mahsup edilebilme imkanı da nakit akışlarının hesaplanmasında dikkate alınmıştır. Bu durum sadece yüksek KK oranları ile dikkati çeken Dicle EDAŞ, Aras EDAŞ ve Vangözü EDAŞ şirketleri için söz konusu olmuştur.

Reel nakit akışlarının hesaplanmasında kullanılan Tüketici Fiyat Endeksi (TÜFE) değerleri Ek-8'de sunulmaktadır.

## 5.5 DEĞERLEME SONUÇLARI

Baz senaryo, düşük senaryo ve yüksek senaryo varsayımları altında hesaplanan değerlendirme sonuçları bu bölümde ayrı ayrı sunulmaktadır. Anılan senaryoların oluşturulmasına esas alınan varsayımlar; Beta, NKM, bir önceki uygulama dönemi değerlerinin yüzdesi cinsinden Yatırım Harcamaları Oranı (YHO) ve BRP aşağıda özetlenmektedir. Hesaplamalarda BKMT'nin baz senaryoda %75'i, düşük senaryoda %50'si ve yüksek senaryoda %85'i kadar NKM öngörülmüştür. Bu kapsamda 2013 yılından itibaren lisans süresi sonuna kadar baz senaryoda %3,49 BKMT'nin %75'ine tekabül eden %2,6175, düşük senaryoda %3,49'un %50'sine tekabül eden %1,745 ve yüksek senaryoda %3,49'un yaklaşık %85'ine tekabül eden %2,97 NKM olarak dikkate alınmıştır.

**Tablo 25:** Senaryoları Oluşturan Varsayımlar

Senaryo	Beta	NKM (%)	YHO (%)	BRP (%)
Düşük	0,40	1,745	60	4
Baz	0,35	2,6175	80	3
Yüksek	0,30	2,97	100	2

Bütün senaryolarda, şirketlerin toplam değeri içerisinde dağıtım faaliyetinin payı yaklaşık %30, PS faaliyetinin payı yaklaşık %70 düzeyindedir<sup>21</sup>. Tüm senaryolar birlikte incelendiğinde dağıtım faaliyetinin toplam değerdeki payı negatif olanlar hariç en düşük %13 ve en yüksek %56 olarak hesaplanmıştır. PS faaliyeti (PSH dahil) de bu kapsamda toplam değer içerisinde en düşük %44 ve en yüksek %87 pay sahibi olmuştur.

Şirketlerin hesaplanan değerleri senaryolar bazında aşağıdaki tabloda (Tablo 26) verilmektedir. Her bir senaryoda elde edilen sonuçlara ve gerçekleşen değerlere göre sapma oranlarına ise takip eden alt bölümlerde yer verilmektedir.

<sup>21</sup> PSH faaliyetinin katkısı %1'in altındadır.

**Tablo 26:** Değerleme Sonuçları (Tüm Senaryolar)

ŞİRKET	DÜŞÜK SENARYO	BAZ SENARYO	YÜKSEK SENARYO
AKDENİZ	393.200.517	609.598.775	815.092.437
ARAS	18.838.855	91.808.409	173.007.037
AYEDAŞ	565.855.260	920.322.848	1.205.600.276
BAŞKENT	554.068.208	824.616.305	1.097.948.374
BOĞAZIÇI	966.575.144	1.460.699.613	1.850.532.309
ÇAMLIBEL	112.249.235	156.959.427	194.837.451
ÇORUH	149.274.780	213.445.912	276.290.842
DİCLE	0	0	0
FIRAT	124.773.101	187.340.334	247.856.514
GEDİZ	603.512.002	886.726.119	1.088.492.235
MERAM	377.882.424	554.909.018	724.305.246
OSMANGAZİ	196.074.117	304.397.359	407.887.155
SAKARYA	321.649.524	503.227.301	647.503.405
TOROSLAR	871.519.247	1.345.137.747	1.720.463.769
TRAKYA	264.568.336	415.585.648	534.407.511
ULUDAĞ	328.793.134	503.777.621	643.988.667
VANGÖLÜ	0	0	0
YEŞİLIRMAK	211.134.353	315.035.622	415.532.820
TOPLAM	6.059.968.236	9.293.588.056	12.043.746.047

### 5.5.1 Baz Senaryo

Baz senaryoda 2 şirketin (Akdeniz ve Meram EDAŞ/EPAS) hisselerinin gerçekleşen satış değerinin teorik değerinin altında olduğu, 16 şirketin gerçekleşen hisse satış değerinin ise teorik değerinin üzerinde olduğu tespit edilmiştir.

Teorik değerlerin toplamı 9.293.588.056 USD iken, gerçekleşen değerler toplamı bu değerden %37,13 fazla olmak üzere 12.744.750.000 USD olmuştur.

Aşağıdaki tabloda (Tablo 27) baz senaryo kapsamında ulaşılan teorik değer, gerçekleşen değer ve gerçekleşen değer teorik değere oranında hesaplanan sapma yüzdelerine yer verilmektedir.

**Tablo 27:** Değerleme Sonuçları (Baz Senaryo)

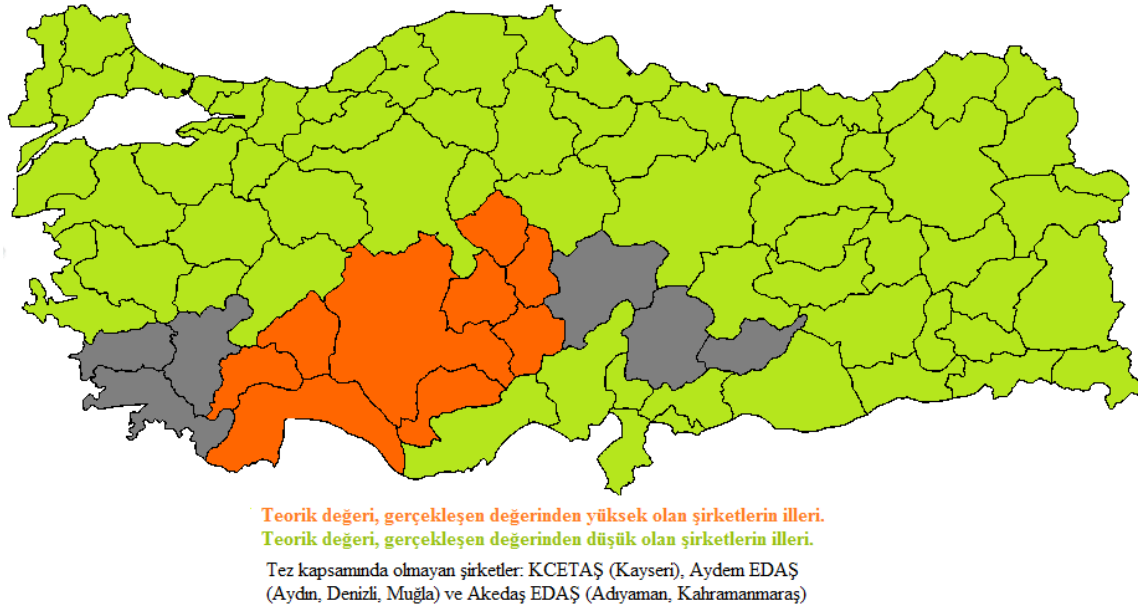
ŞİRKET	GERÇEKLEŞEN DEĞER	TEORİK DEĞER	SAPMA (%)
AKDENİZ	546.000.000	609.598.775	-10,43
ARAS	128.500.000	91.808.409	39,97
AYEDAŞ	1.227.000.000	920.322.848	33,32
BAŞKENT	1.225.000.000	824.616.305	48,55
BOĞAZIÇI	1.960.000.000	1.460.699.613	34,18
ÇAMLİBEL	258.500.000	156.959.427	64,69
ÇORUH	227.000.000	213.445.912	6,35
DİCLE	387.000.000	0	-
FIRAT	230.250.000	187.340.334	22,90
GEDİZ	1.231.000.000	886.726.119	38,83
MERAM	440.000.000	554.909.018	-20,71
OSMANGAZİ	485.000.000	304.397.359	59,33
SAKARYA	600.000.000	503.227.301	19,23
TOROSLAR	1.725.000.000	1.345.137.747	28,24
TRAKYA	575.000.000	415.585.648	38,36
ULUDAĞ	940.000.000	503.777.621	86,59
VANGÖLÜ	118.000.000	0	-
YEŞİLIRMAK	441.500.000	315.035.622	40,14
TOPLAM	12.744.750.000	9.293.588.056	37,13

Baz senaryoda, değerlendirilen şirketler arasında sadece Çoruh EDAŞ/EPAŞ şirketinin gerçekleşen değeri, teorik değerinden %10'dan daha az oranda sapma göstermiştir.

18 EDAŞ ve EPAŞ'ın her biri için yapılan değerlemeye ilişkin bilgiler Ek-9'da detaylı olarak verilmektedir.

Aşağıdaki Türkiye haritası üzerinde (Şekil 19), teorik değeri gerçekleşen değerinden yüksek olan 2 şirketin illeri turuncu, teorik değeri gerçekleşen değerinden daha düşük olan 16 şirketin illeri yeşil renkle gösterilmektedir. Değerleme kapsamında olmayan 3 şirketin illeri (Aydem bölgesindeki Aydın, Denizli, Muğla, KCETAŞ bölgesindeki Kayseri ve Akedaş bölgesinde yer alan Adıyaman ve Kahramanmaraş illeri) de gri renkle belirtilmektedir.

**Şekil 19:** Türkiye Haritası Üzerinde Değerleme Sonuçları (Baz Senaryo)



Baz senaryo kapsamındaki değerlendirme sonuçları grup şirketleri açısından incelendiğinde aşağıdaki tabloda (Tablo 28) verilen sonuçlar ortaya çıkmaktadır.

**Tablo 28:** Gruplar Bazında Değerleme Sonuçları (Baz Senaryo)

GRUP ADI	GERÇEKLEŞEN DEĞER	TEORİK DEĞER	SAPMA (%)
CLK	3.704.500.000	2.731.035.436	35,64
AKSA	457.250.000	400.786.246	14,09
ALARKO-CENGİZ+CLK	4.144.500.000	3.285.944.454	26,13
ENERJİSA	4.177.000.000	3.090.076.900	35,17

Buna göre en fazla sapma %35,64 ile CLK Grubu şirketlerinde ortaya çıkarken en düşük sapma ise %14,09 ile Aksa Grubu şirketlerindedir.

### 5.5.2 Düşük Senaryo

Bu senaryoda tüm şirketlerin gerçekleşen değerlerinin teorik değerlerinin üzerinde olduğu tespit edilmektedir. Teorik değerlerin toplamı 6.059.968.236 USD iken,

gerçekleşen değerler toplamı bu değerden %110,31 fazla olmak üzere 12.744.750.000 USD olmuştur.

Aşağıdaki tabloda (Tablo 29) düşük senaryo kapsamında ulaşılan teorik değer, gerçekleşen değer ve gerçekleşen değer teorik değere oranında hesaplanan sapma yüzdelerine yer verilmektedir.

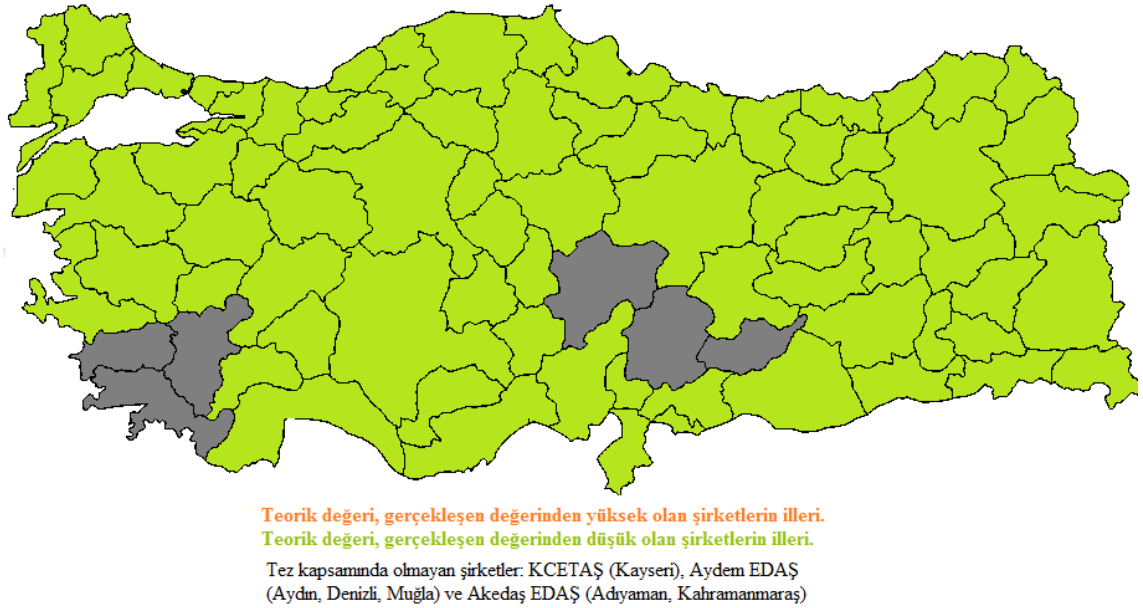
**Tablo 29:** Değerleme Sonuçları (Düşük Senaryo)

ŞİRKET	GERÇEKLEŞEN DEĞER	TEORİK DEĞER	SAPMA (%)
AKDENİZ	546.000.000	393.200.517	38,86
ARAS	128.500.000	18.838.855	582,10
AYEDAŞ	1.227.000.000	565.855.260	116,84
BAŞKENT	1.225.000.000	554.068.208	121,09
BOĞAZIÇI	1.960.000.000	966.575.144	102,78
ÇAMLİBEL	258.500.000	112.249.235	130,29
ÇORUH	227.000.000	149.274.780	52,07
DİCLE	387.000.000	0	-
FIRAT	230.250.000	124.773.101	84,53
GEDİZ	1.231.000.000	603.512.002	103,97
MERAM	440.000.000	377.882.424	16,44
OSMANGAZİ	485.000.000	196.074.117	147,36
SAKARYA	600.000.000	321.649.524	86,54
TOROSLAR	1.725.000.000	871.519.247	97,93
TRAKYA	575.000.000	264.568.336	117,34
ULUDAĞ	940.000.000	328.793.134	185,89
VANGÖLÜ	118.000.000	0	-
YEŞİLIRMAK	441.500.000	211.134.353	109,11
TOPLAM	12.744.750.000	6.059.968.236	110,31

18 EDAŞ ve EPAŞ'ın her biri için yapılan değerlemeye ilişkin bilgiler Ek-9'da detaylı olarak verilmektedir.

Aşağıdaki Türkiye haritası üzerinde (Şekil 20), teorik değeri gerçekleşen değerinden daha düşük olan 18 şirketin illeri yeşil renkle gösterilmektedir. Değerleme kapsamında olmayan üç şirketin illeri de gri renkle belirtilmektedir.

**Şekil 20:** Türkiye Haritası Üzerinde Değerleme Sonuçları (Düşük Senaryo)



Düşük senaryo kapsamındaki değerlendirme sonuçları grup şirketleri açısından incelendiğinde aşağıdaki tabloda (Tablo 30) verilen sonuçlar ortaya çıkmaktadır.

**Tablo 30:** Gruplar Bazında Değerleme Sonuçları (Düşük Senaryo)

GRUP ADI	GERÇEKLEŞEN DEĞER	TEORİK DEĞER	SAPMA (%)
CLK	3.704.500.000	1.800.818.029	105,71
AKSA	457.250.000	274.047.881	66,85
ALARKO-CENGİZ+CLK	4.144.500.000	2.178.700.453	90,23
ENERJİSA	4.177.000.000	1.991.442.715	109,75

Buna göre en fazla sapma %109,75 ile Enerjisa Grubu şirketlerinde ortaya çıkarken en düşük sapma ise %66,85 ile Aksa Grubu şirketlerindedir.

### 5.5.3 Yüksek Senaryo

Yüksek senaryoda 6 şirketin (Akdeniz, Aras, Çoruh, Fırat, Meram ve Sakarya EDAŞ/EPAS) hisselerinin gerçekleşen satış değeri teorik değerinin altında olduğu, 12 şirketin gerçekleşen hisse satış değerinin ise teorik değerinin üzerinde tespit edilmiştir.

Teorik değerlerin toplamı 12.043.746.047 USD iken, gerçekleşen değerler toplamı bu değerden %5,82 fazla olmak üzere 12.744.750.000 USD olmuştur.

Aşağıdaki tabloda (Tablo 31) yüksek senaryo kapsamında ulaşılan teorik değer, gerçekleşen değer ve gerçekleşen değer teorik değere oranında hesaplanan sapma yüzdelerine yer verilmektedir.

**Tablo 31:** Değerleme Sonuçları (Yüksek Senaryo)

ŞİRKET	GERÇEKLEŞEN DEĞER	TEORİK DEĞER	SAPMA (%)
AKDENİZ	546.000.000	815.092.437	-33,01
ARAS	128.500.000	173.007.037	-25,73
AYEDAŞ	1.227.000.000	1.205.600.276	1,78
BAŞKENT	1.225.000.000	1.097.948.374	11,57
BOĞAZIÇI	1.960.000.000	1.850.532.309	5,92
ÇAMLIBEL	258.500.000	194.837.451	32,67
ÇORUH	227.000.000	276.290.842	-17,84
DİCLE	387.000.000	0	-
FIRAT	230.250.000	247.856.514	-7,10
GEDİZ	1.231.000.000	1.088.492.235	13,09
MERAM	440.000.000	724.305.246	-39,25
OSMANGAZİ	485.000.000	407.887.155	18,91
SAKARYA	600.000.000	647.503.405	-7,34
TOROSLAR	1.725.000.000	1.720.463.769	0,26
TRAKYA	575.000.000	534.407.511	7,60
ULUDAĞ	940.000.000	643.988.667	45,97
VANGÖLÜ	118.000.000	0	-
YEŞİLIRMAK	441.500.000	415.532.820	6,25
TOPLAM	12.744.750.000	12.043.746.047	5,82

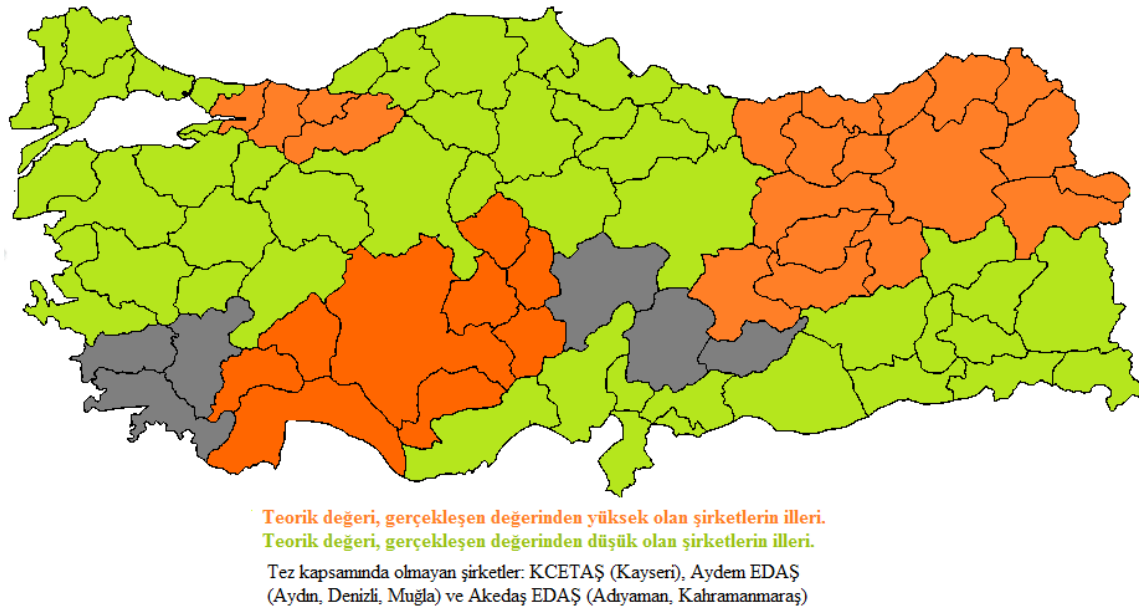
Yüksek senaryoda AYEDAŞ, Boğaziçi, Fırat, Sakarya, Toroslar, Trakya ve Yeşilirmak şirketlerinin gerçekleşen değeri, teorik değerinden %10'dan daha az oranda sapma göstermiştir.

18 EDAŞ ve EPAŞ'ın her biri için yapılan değerlemeye ilişkin bilgiler Ek-9'da detaylı olarak verilmektedir.



Aşağıdaki Türkiye haritası üzerinde (Şekil 21), teorik değeri gerçekleşen değerinden yüksek olan 6 şirketin illeri turuncu, teorik değeri gerçekleşen değerinden daha düşük olan 12 şirketin illeri yeşil renkle gösterilmektedir. Değerleme kapsamında olmayan üç şirketin illeri de gri renkle belirtilmektedir.

**Şekil 21:** Türkiye Haritası Üzerinde Değerleme Sonuçları (Yüksek Senaryo)



Yüksek senaryo kapsamındaki değerlendirme sonuçları grup şirketleri açısından incelendiğinde aşağıdaki tabloda (Tablo 32) verilen sonuçlar ortaya çıkmaktadır.

**Tablo 32:** Gruplar Bazında Değerleme Sonuçları (Yüksek Senaryo)

GRUP ADI	GERÇEKLEŞEN DEĞER	TEORİK DEĞER	SAPMA (%)
CLK	3.704.500.000	3.504.450.863	5,71
AKSA	457.250.000	524.147.356	-12,76
ALARKO-CENGİZ+CLK	4.144.500.000	4.228.756.109	-1,99
ENERJİSA	4.177.000.000	4.024.012.419	3,80

Buna göre en fazla sapma negatif yönde %12,76 ile Aksa Grubu şirketlerinde ortaya çıkarken en düşük sapma ise negatif yönde %1,99 ile CLK ile Alarko-Cengiz Grubunun toplamında ortaya çıkmıştır.

## 5.6 BULGULARIN DEĞERLENDİRİLMESİ

Bu bölümde, ampirik bir çalışma yapılarak yakın dönemde gerçekleştirilen elektrik dağıtım ve perakende satış özelleştirmelerinde ortaya çıkan firma değerleri, teorik değerlendirme sonuçları ile kıyaslanmaktadır. Düşük senaryoda bütün şirketlerin değerinin satış değerinin altında olduğu görülürken, baz senaryoda 2 şirketin değeri satış değerinden fazla hesaplanmıştır. Yüksek senaryoda ise değeri satış değerinden fazla olan şirket sayısı 6 olmaktadır. Yani en iyi şartlarda bile 12 şirketin satış değerinin, gerçek değerinden daha yüksek olduğu sonucu ortaya çıkmaktadır. Dolayısıyla; literatür araştırmasında yer verildiği şekliyle, düzenlemeye tabi şirketlerin düzenlemenin ortaya çıkardığı belirsizlikten ötürü düşük fiyatlandırmaya daha yatkın olmaları beklenebilecekken, tam tersi bir sonuçla karşılaşıldığı görülmektedir.

Teorik değere kıyaslandığında yüksek fiyat verilmesi olgusunun, şu nedenlere bağlı olarak ortaya çıkmış olabileceği düşünülmektedir:

- (1) Yatırımcılar ihaleyi kazanma arzusu ile yarışırken gerçekçi değerlendirmelerden uzaklaşmış olabilir. Nitekim Türkiye elektrik piyasası bu tarz durumlara yabancı değildir. 01/11/2007 tarihinden EPDK tarafından sadece o güne mahsus olmak üzere rüzgar enerjisine dayalı elektrik üretim lisansları için başvurular alındığında, toplam kurulu gücü 40.000 MW civarında olan ülkemizde 80.000 MW mesabesinde güce tekabül eden lisans başvurusu alınmıştır. Ortaya çıkan bu manzara; önemli bir kısmı çakışan arazilere ve/veya bağlantı noktalarına yapılan bu başvuruların, teknik ve ekonomik fizibiliteden ziyade girişimciliğin doğasında yer alan kazanma arzusunun yansıması olarak ortaya çıkmıştır. Dolayısıyla tez kapsamındaki işlemlerde de benzer bir gerçekçi olmayan değerlendirme olgusunun yaşanmış olması akıldan uzak değildir.
- (2) Dağıtım ve perakende satış şirketi sahibi olmanın gerek yurt içinde ve gerekse yurt dışında yatırımcılara sağlayacağı prestij fiyatlanmış olabilir. Özellikle ortak yatırım yapmak amacıyla uluslararası şirketlerle işbirliği fırsatlarını arayan yerli yatırımcılar açısından konunun kredibilite boyutu da değerlendirilmiş olabilir.

- (3) Dağıtım segmentinin zorlukları (başta KK performansı olmak üzere), kâr potansiyelinin kısıtlılığı ve perakende segmentinin rekabetle yüz yüze olduğu konuları yeterince dikkate alınmamış olabilir.
- (4) Perakende portföyünü almak için verilen teklifin, mecburen dağıtım tarafının da alınması olarak sonuçlanacağı hususu yeterince dikkate alınmamış olabilir.
- (5) Teklif sahibi, yatırım harcamaları ve işletme giderleri kapsamında sermaye transferi yoluyla kazanabileceği ilave kazancı fizibilite çalışmasında dikkate almış olabilir.
- (6) Yatırımcının düzenleyici kurum ve siyasi iradeden, dağıtım ve perakende satış faaliyetlerini yürüten şirketin sürdürülebilirliği hususunu, başka düzenleyici amaçlardan üstün tutulması konusunda beklentisi olabilir. Bir başka deyişle, kamu otoritelerinin bu şirketlerin iflasına göz yummayacağı kanaati ağır basmış ve nedenle değerlendirme sadece perakende satış faaliyetine odaklanılarak yapılmış olabilir.
- (7) Talepte ve satış fiyatlarında büyük artışlar beklenmiş olabilir. Elektrikli araçlar örneğinde olduğu gibi yeni tüketim alanlarının ortaya çıkması ya da halen Türkiye'nin kişi başına elektrik tüketiminin göreceli olarak düşük olmasından dolayı ekonomik büyüme ile beraber tüketimde de hızlı büyüme gerçekleşmesi gibi beklentiler bu kapsamdaki öngörülerini etkilemiş olabilir.
- (8) Şirkete kalacak olan TEDAŞ alacaklarının miktarı ve tahsili hususundaki beklentiler, gerçek durumdan çok daha yüksek düzeyde fiyatlanmış olabilir.
- (9) Yatırımcılar, KK ile mücadelede ciddi başarı göstererek yüksek kazançlar elde etmeyi bekliyor olabilir.
- (10) Yatırımcılar, giderlerden tasarruf sağlayarak büyük verimlilik artışları elde etmeyi bekliyor olabilir.
- (11) Akıllı şebeke yatırımları gibi bir kısım yeni alanlarda ortaya çıkacak ihtiyaçların onaylanacak sabit sermaye yatırımlarını ve dolayısıyla GG'yi yükselteceği, bunun da değere olumlu katkısı olacağı değerlendirilmiş olabilir.
- (12) Elektrik piyasasında üretim ve/veya toptan satış alanlarında da faaliyet gösteren yatırımcılar, görevli tedarik şirketinin sahip olduğu portföyün meydana getirebileceği sinerjiyi fiyatlamış olabilirler.

- (13) Fiyatlamaya stratejisini ÖİB açısından ele almak gerekirse; Türk kamuoyunun devlet şirketlerinin ucuza satılmasına karşı tepkili duruşundan dolayı böyle bir iddianın getirebileceği olumsuzluklardan kaçınma saikiyle, bu şirketlerin olabildiğince yüksek fiyattan satılması benimsenmiş olabilir. Literatür taramasında halka arz şeklindeki özelleştirmelerde görülen ucuza fiyatlamasının özelleştirmeyi tabana yaydığı ve halk desteğini arttırdığına yönelik tespitler, özelleştirme yönteminin etkisiyle Türkiye açısından ters yönde geçerli olmaktadır. Yani, kamu şirketlerinin hisselerinin düşük fiyatlanmış olması özelleştirmeye olan halk desteğini olumsuz etkilemektedir. Sonuç olarak, bu gerekçelerle ÖİB gelir odaklı bir özelleştirme stratejisi izlemiş olabilir.
- (14) İlk özelleştirmelerde, daha önceden ulusal bir örnek bulunmadığı için uluslararası örneklerde oluşan fiyatlar basit ölçütler kullanılarak bu ihaleler için verilen teklifler için baz olarak alınmış olabilir. Bu tarz bir kıyaslamadan hatalı sonuçlar çıkması kaçınılmazdır. Takip eden özelleştirmelerde de baştan itibaren yüksek oluşan değerler referans alınmış olabilir.
- (15) Son olarak yukarıda sayılanlar ve bu nitelikte olabilecek benzer iktisadi açıklamaların dışında kalan bazı faktörlerin etkisi ile bu sonuçlar ortaya çıkmış olabilir.

Tersi şekilde oluşan fiyatlar da; piyasanın beklentilerinin yukarıdakilerin aksine daha kötümser olması, ihale için özellikle yabancı yatırımcıların fazla rağbet göstermemesinden dolayı yeterince rekabetin oluşmaması, hesaplamalarda varsayılan talep, fiyat ve yeni müşteri kazanma oranlarının yatırımcılar tarafından çok daha düşük şekilde öngörülmüş olması ihtimallerini akla getirmektedir.

Diğer taraftan, Vangölü EDAŞ/EPAŞ ve Dicle EDAŞ/EPAŞ örnekleri açıklanması oldukça güç örneklerdir. Zira, söz konusu dağıtım bölgelerinde olağanüstü yüksek KK oranları mevcuttur ve kısa sürede bu oranların kabul edilebilir limitlere inmesi imkansızdır. Dolayısıyla, yatırımcının KK hedeflerinin yükseltilmesi suretiyle şirketin iflasına izin vermeyen bir düzenleyici politikanın izleneceği konusunda son derece iyimser tahminlere sahip olduğu, keza yukarıda izah edilen bütün olası beklentilerde üst düzeyde iyimser bir yaklaşıma sahip olduğu anlaşılmaktadır. Damodaran (2002:16)'ın

belirttiği üzere, sınırlı sorumluluk ilkesi gereği hiçbir hisse senedinin sıfırdan düşük değerden işlem görmemesi, yani negatif değere sahip olmaması beklenmektedir. Nakit akışları açısından bakıldığında Dicle EDAŞ'ın ve Vangölü EDAŞ'ın değeri negatif gözükmekte olup bahsi geçen nedenle hisse senetlerinin değeri sıfır olarak kabul edilmiştir. Belli bir zaman sonra sürekli negatif nakit akışı ile bir şirketin ayakta kalamayarak iflas etmesi kaçınılmaz olduğundan, bu örneklerdeki negatif değerler “kamu idaresinin bu dağıtım bölgesini özel sektöre devretmek için üste ne kadar para ödemesi gerekirdi” sorusunun cevabı olarak düşünülebilir.

Finansal açıdan değerlendirildiğinde, 387.000.000 USD ile sonuçlanan Dicle EDAŞ ve 118.000.000 USD ile sonuçlanan Vangölü EDAŞ özelleştirme ihaleleri açıklanabilir gözükmemektedir. Dağıtım hariç tutulduğunda şirketler için gerçekleşen değer üstünde bir değer hesaplanmaktadır. Bu durumda yatırımcının KK bedelinin tarifeye yansıtılmasının devam etmeyeceği, bir başka deyişle KK hedeflerinin gerçekleşen değerlere göre yukarı doğru revize edilerek şirketin iflasına izin verilmeyeceği düşüncesiyle bu fiyat teklifini verdiği kabul edilebilir. Finansal açıdan bunun ötesinde bir yorumda bulunmak mümkün gözükmemektedir.

Anılan şirketlerin yüksek KK oranlarına maruz kaldıkları ve EPDK tarafından özelleştirme öncesinde açıklanan hedeflerinin de yüksek olduğu, yıllar içerisinde öngörülen düşüşlerin de gerçekçi olmadığı düşünüldüğünde, ihale yönteminde bir hatadan söz edilmesi mümkündür. Yüksek KK oranlarının olduğu şirketlerin özelleştirilmelerinde, alıcıya ödenecek tutarın tespit edilerek bu bedel üzerinden eksiltme yöntemiyle teklif alınarak özelleştirmenin yapılması, ya da teklif olarak KK gerçekleştirmelerinin düşürülmesinin yer aldığı bir modelin tercih edilmesi daha uygun seçenekler olarak uygulamaya konulabilirdi. Geline nokta, birkaç yıl içerisinde iflas noktasına gelmeleri kaçınılmaz olan şirketlerin yüksek fiyatla özelleştirilmeleri, yazılı metinlerde ifade edilenin aksine bir gelir odaklı yaklaşımın varlığı şüphesini uyandırmaktadır.

PS faaliyetinde EPDK tarafından düzenlenen kâr marjının değerlendirme sonuçları üzerinde çok büyük etkisi bulunmaktadır. Dünya örneklerinden hareketle elektrik perakende

satışındaki kâr marjına ilişkin olarak İngiltere örneği ele alındığında, OFGEM tarafından hazırlanan 2014 ve 2011 tarihli sektöre ait finansal araştırma raporlarında elektrik perakende satışında kâr marjının şirketten şirkete farklı olmakla beraber %8'e kadar çıkabildiği tespit edilmiştir. EPDK tarafından düzenlenen marjlar görece olarak daha düşüktür. Değerleme sonuçları, ileriki dönemde PS fiyatlarının tamamen düzenleme dışı bırakılması (son kaynak tedariği hariç) durumunda piyasadaki kâr marjlarına özelleştirmelerde verilen yüksek fiyatlardan kaynaklanan yukarı yönlü bir baskı oluşabileceğini göstermektedir. Nitekim İngiltere örneğindeki serbest piyasa kâr marjları da bu beklentiye uygundur.

Şirketlerin değeri üzerinde etkili olan değişkenlere bakıldığında, birçoğunun EPDK tarafından belirlendiği görülmektedir. Örneğin kâr marjında yapılacak 1 puanlık bir artış bütün sonuçları etkileyecektir. Bu kapsamda, bu sonuçların EPDK açısından da değerlendirilmesinde fayda görülmektedir. Ortaya çıkan sonuçlar EPDK'yı;

- (1) Düzenleyici kuşatma hususunda dikkatli davranması,
- (2) Satın alma prosedürlerini rekabetçi ve şeffaf olacak şekilde tespit etmesi,
- (3) Tedarikçi değiştirme konusunda adil, şeffaf, rekabetçi önlemleri alması,
- (4) Teknolojinin teşviki yoluyla verimlilik sağlanması hususunda öncülük yapması,
- (5) Hizmet kalitesinin etkin düzenlenmesi ve takibi gerektiği,
- (6) Öngörülebilir bir piyasa oluşturarak düzenleyici riski minimize etmesi,
- (7) Finansal sürdürülebilirlik konusunda izleme, denetleme ve yaptırım uygulamada titiz davranması,
- (8) KK performansı konusunda dikkatli olması,
- (9) PS fiyatlarının serbest bırakılması ile kâr marjlarında yukarı yönlü bir hareket oluşabileceği

hususlarında uyarıcı mahiyettedir. Çünkü yatırımcıların şirketler için genel olarak yüksek fiyatlar ödemiş olmalarının düzenleyici kuruma fiyatların yukarı doğru baskı altına alınmaya çalışılması, satın almalarda en uygun kaynak olmasa bile sermaye transferi amacıyla grup şirketlerinden alım yapılması yoluna başvurulması, şirketler tarafından ellerindeki müşterileri kaçırmamak adına son derece agresif yol ve

yöntemlere başvurulması, hizmet kalitesinden ödün verilmesi, düzenleyici riske karşı daha kırılgan durumda bulunulması, mali yapının zayıflaması ve KK hedefleri konusunda lobi faaliyetleri yürütülmesi gibi yansımalar ortaya çıkarması kuvvetle muhtemeldir.

Son olarak bu sonuçlardan; ihale sürecinde hem siyasi otoritenin hem de EPDK'nın, yatırımcılara iyimserlikleri ile doldurdukları çok sayıda boşluğu bırakmış oldukları da anlaşılabilir. İhale öncesinde, yukarıda yorumlanan konulardaki politika ve eylemlerin kesin olarak belirlenmiş olması halinde, bunlar fiyatlamaya girebilirdi. Ancak, yazılı metinler ne şekilde olursa olsun yatırımcı davranışında tecrübelerin ve yazılı metinlerin uygulanma şeklinin her zaman daha belirleyici olacağı da bir gerçektir.

## SONUÇ

Elektrik hayatın vazgeçilmezleri arasında, su ve havadan sonra geldiği söylenebilecek ölçüde önem kazanmış bir üründür. Bu ürünün üretilmesinden son kullanıcılara kadar taşınmasına, alım satımına, piyasalarda yapılan işlemlere, düzenlemeye tabi olan alanlardaki düzenleme işlerine kadar her türlü faaliyet nihai olarak elektriğin uygun fiyatlarla tedarik edilebildiği, arz güvenliğinin sağlandığı ve korunduğu, çevresel hassasiyetlere önem verilen, güçlü bir piyasa hedefine hizmet etmektedir.

Elektrik hem önemi bakımından olağanüstü değere sahiptir, hem de herhangi bir malın sahip olmadığı sıra dışı özellikleriyle “farklı”dır. Bu önem ve bu farklılıktandır ki; elektrik piyasaları da kendine özgü organizasyona, işleyişe, hukuki rejime ve kamuoyu ilgisine sahiptir ve iktisadi düzenlemeye tabidir. Elektrik, bahsi geçen önemi ve kendine özgü özelliklerine ilaveten, işleyişinde karmaşıklık bulunan bir piyasa yapısına sahiptir. Son kullanıcının basitçe bir anahtara basması kadar kolaylıkla istifade edebildiği elektrik, fiziki akışından sözleşmelere dayalı finansal ve hukuki ilişkilere kadar bir dizi karmaşık etkileşime konu olmakta, kısa sürede anlaşılabilir şekilde üzerinde ilave değer üretimine başlanabilecek sıradan herhangi bir sektöre kıyasla çok daha uzun süreli bir çaba ve çok daha fazla emek istemektedir.

Dünya genelinde yaklaşık 170 yıl ve Türkiye’de yaklaşık 130 yıllık bir geçmişi bulunan elektrik sektörü çeşitli süreçlerden, dönüşümlerden, denemelerden, yanılmalardan, yeniden organize olmalardan, krizlerden geçerek şimdiki konumuna gelmiştir ve bu dönüşüm yolculuğu halen devam etmektedir. ABD’de düzenlemeye tabi özel tekel olgusunun yerini parçalanmış, uygun segmentleri serbestleştirilmiş ve rekabete açılmış, uygun olmayan segmentleri asırlık düzenleme tecrübesine devam ettirilmiş olan elektrik piyasası, Avrupa’da ise kamu tekeline sonradan özelleştirme ve ilave olarak ABD için söylenen parçalanma, serbestleştirme ve rekabete açılma ve düzenleme aşamalarını görmüştür. Türkiye’ye bakıldığında, başlangıcında dağınık bir görünüm arz eden sektörün sonradan tek bir yapıda, TEK’te, birleştirilmeye doğru değişim gösterdiği, bir dönem özel sektörü oyuna dahil etmeye yönelik bir kısım çabaların sergilendiği, yine hemen hemen aynı yıllarda bu tek yapının bölündüğü, ancak 2001 ekonomik krizinin



de katkısıyla bu girişimlerin nihai olarak günümüz piyasa yapısının temellerinin atılmasıyla ve Avrupa'dakine benzer bir noktaya gelmesi ile son bulduğu görülmektedir.

Türkiye'nin yakın tarihine bakıldığında; yapılması gerekli olan, herkesin doğruluğunu kabul ettiği zorunlu değişimlerin hep krizler sayesinde yapılabildiğinin sayısız örneği ile karşılaşılabılır. Özellikle elektrik piyasasında doğruların, şartlar bu doğruları mecbur edeceği ana kadar ertelendiğine şahit olunması son derece sıradan bir iştir. Üretimi %50 civarında doğal gazla bağlı olan elektrikten ve tedarikinin %98'i ithalata bağımlı bulunan doğal gazdan anlaşılacağı üzere Türkiye'de ayakları yere sağlam basan bir enerji politikasının varlığından söz etmek de kolay değildir. Nükleer enerji için 1970'lerden bu yana çaba harcansa da, halen üretimde olan bir nükleer santral bulunmamaktadır. Yenilenebilir enerji konusunda adımlar atılmakta, fakat kaynağı yerli olsa da teknolojisi yerli olmayan ve bu yönüyle bir ithalat bağımlılığından başka bir ithalat bağımlılığına yelken açan bir politika göze çarpmaktadır. Teknoloji üretimi konusundaki yetersizlik, enerji alanında da kendisini göstermekte ve bu şekilde ekonomik dengelerin sağlanması için gerekli olan unsurlardan olan dış ticaret dengesinde aleyhte gerçeklikler sürüp gitmektedir.

On yıllar boyunca enerji piyasasına ilişkin olarak gerçekleşen bütün bu dönüşümlerin ve dönüşmemelerin sonucunda, Türkiye elektrik piyasasında AB mevzuatıyla büyük ölçüde uyumlu olan, uygulamada da birçok ülkede olduğu gibi mevzuat-uygulama farkı göze çarpan bir yapı ortaya çıkmıştır. Önümüzdeki dönemde peyderpey yaşanacak gelişmelerle, 2001 yılındaki yola çıkışta öngörülen piyasa yapısına oldukça yaklaşmış olacağı söylenebilir. Özel sektörün beklendiği gibi kâr güdüsüyle hızla yöneldiği bu yeni yatırım alanında kervanın yolda düzüleceğini gösteren deneme yanılmalar da eksik olmamış, kamu tarafının da zaman zaman yaşanan gelişmeler karşısında zamana yaymakta olduğu adımları ani şekilde atmak zorunda kaldığı tecrübe edilmiştir. Elektrik piyasasında kategorik olarak her konuda bir kısım adımlar atılmış, ancak birçok konuda olgunluk noktasına ulaşılamamıştır. Kuşkusuz dağıtım ve perakende satış özelleştirmeleri de burada anılan olgunluk noktasına ulaşmamış olma olgusundan etkilenmiş, yatırımcılar belirsizlikleri kendi risk alma isteklerine göre fiyatlamışlardır.

İhalelerde elde edilen yüksek rakamların gelir odaklı bakış açısıyla yüzleri güldürdüğü bir gerçek olsa da, piyasa oyuncularının ne ölçüde bir düzenlemeye tabi doğal tekelerde faaliyet göstermeye hazır oldukları, ne ölçüde rekabete açılan ve rekabet kapsamı sürekli olarak genişletilmekte olan bir piyasada hem arz tarafındaki yetersizliklere hem de organize piyasalarda karşı karşıya buldukları risklere hazır oldukları değerlendirildiğinde manzaranın o kadar da iyimsen bir bakışı hak etmediği söylenebilecektir. Kadimden beri devlet eliyle yürütülmüş bir işin, yüksek bedellerle satın alınmış şirketler aracılığıyla ve düzenleyici kurumun gerek fiyat, gerekse fiyat dışı birçok konuda belirleyici ve dikte edici rolü ile birlikte kamu yararı sağlayacak şekilde yürütülmesi elbette zor bir iştir.

Sektörün yapısı içerisinde, tüketicileri en çok ilgilendiren, tüketici şikayetlerinin neredeyse tamamının geldiği faaliyetler dağıtım ve perakende satış faaliyetleridir. TEK'ten TEDAŞ'a, TEDAŞ'tan bölgesel dağıtım şirketlerine, nihayet özelleştirme ve ayrıştırma ile bugünkü yapısına ulaşan bu sektör segmentlerindeki her gelişme, son kullanıcıları yakından ilgilendirmektedir. Esasen üretim, iletim gibi faaliyetlerdeki gelişmeler de en nihayetinde son kullanıcıları ilgilendirmektedir ancak bu gelişmeler ile son kullanıcı arasındaki ara yüz, dağıtım şirketleri ve perakende satışla görevli olan görevli tedarik şirketleri olmaktadır. Neo-liberal ekonomik politikaların çok önem verdiği işlerden olan özelleştirme, dağıtım ve perakende satış faaliyetleri için de uygulanmıştır. Kuşkusuz, doğal tekel niteliğindeki dağıtım faaliyetinin kamu işletmeciliğinde bırakılması, satış işinin özel sektöre devredilmesi de bir politika seçeneği olabilirdi. Ancak, karar vericilerin meseleye gelir odaklı bakmasından kaynaklandığı değerlendirilen bir tercihle, dağıtım faaliyeti de düzenlemeye tabi özel sektör faaliyeti haline getirilmiştir. Devlet bizatihi işi yapan olmaktan çıkmış, fakat işin yapılma şekline müdahil bir güç olmayı sürdürmeyi tercih etmiştir. Bu müdahalenin kalitesi de, elbette ülkenin her anlamdaki genel kalitesinden farklı olmayacaktır.

Özelleştirmenin teknik, siyasi, sosyolojik, ekonomik, stratejik vb. birçok boyutu vardır. Bu tez çalışmasında, özelleştirmenin kritik yönlerinden birisini teşkil eden şirket değerlendirme konusu üzerinde durulmuştur. 21 bölgede faaliyet gösteren dağıtım şirketleri, kendi bölgesindeki ve bölgesi dışındaki serbest tüketicilere de satış yapabilen görevli

tedarik şirketleri içerisinde kadim bir özel sektör tecrübesini haiz bulunan Kayseri ve Civarı Elektrik T.A.Ş., Aydın, Denizli ve Muğla illerinde faaliyet gösteren ve anılan faaliyetlerin özel sektöre devri 3096 sayılı Kanun kapsamında yapılan Aydem EDAŞ ve yine 3096 sayılı Kanun kapsamında Adıyaman ve Kahramanmaraş illerinde faaliyet gösteren Akedaş EDAŞ olmak üzere 3 bölgedeki dağıtım şirketlerinin ve görevli tedarik şirketlerinin hariç tutulduğu bu tezde, 18 bölgedeki 36 şirketin değerleri teorik bir model kapsamında özelleştirme ihalelerinin yapıldığı tarihler dikkate alınarak tespit edilmiştir. Şirket değerlendirme işinin bünyesinde mevcut bulunan çok sayıdaki zorluğa rağmen, sektörel gerçeklerin finans teorisindeki genel kabul görmüş yöntem ve kabullerle bir araya getirilmesi ile oldukça gerçekçi bir tahmin metodolojisi oluşturulmuş olup elde mevcut bulunan gerçek ihale değerleri ile kıyaslanabilir değerler ortaya konulmuştur.

Literatür incelemesinde, dünya örneklerinde özelleştirmelerde düşük fiyatlandırma olgusunun oldukça yaygın olduğu görülmüş ve bu durumun hükümetlerin gelir elde etmektense özelleştirilen şirketlerin sermayedar tabanın genişleterek kamuoyu desteği almayı ve özelleştirmeleri siyaseten geri dönülmez bir süreç haline getirmeyi tercih ettikleri şeklinde açıklandığı görülmüştür. Yapılan değerlendirme çalışmasına göre bulunan sonuçlar ise dünya örneklerinin tersine yüksek fiyatlandırma olgusunu ortaya koymaktadır. Baz senaryoda 2 şirketin değerinin altında satıldığı 16 şirketin ise değerinin üzerinde bir fiyattan satıldığı tespit edilmiştir. Teorik değerlerin toplamı 9.293.588.056 USD iken, gerçekleşen değerler toplamı (12.744.750.000 USD) bu değerden %37,13 fazladır. Düşük senaryoda bütün şirketlerin değeri satış değerinin altında hesaplanmıştır. Buna göre toplam değer 6.059.968.236 USD olup bu durumda gerçekleşen toplam değer (12.744.750.000 USD) bu değerden %110,31 daha fazla olmaktadır. Yüksek senaryoda ise 6 şirketin değerinin altında satıldığı, 12 şirketin ise değerinin üzerinde bir fiyattan satıldığı ortaya çıkmaktadır. Bu senaryoda toplam değer 12.043.746.047 USD olup gerçekleşen değer (12.744.750.000 USD) bu değerden %5,82 daha fazla olmaktadır.

Ortaya çıkan bu tablo, genel olarak şirketlerin teorik çerçevede hesaplanan değerlerinin üzerinde fiyatlarla satıldığını göstermektedir. Bu durum; yatırımcının ihaleyi kazanma

arzusu ile yarışırken gerçekçi değerlendirmelerden uzaklaşmış olabileceği, dağıtım segmentinin zorlukları (başta KK performansı olmak üzere), kâr potansiyelinin kısıtlılığı ve perakende segmentinin rekabetle yüz yüze olduğu konuları yeterince dikkate alınmamış olabileceği, perakende portföyünü almak için verilen teklifin, mecburen dağıtım tarafının da alınması olarak sonuçlanacağı hususu yeterince dikkate alınmamış olabileceği, teklif sahibinin yatırım harcamaları ve işletme giderleri kapsamında sermaye transferi yoluyla kazanabileceği ilave kazancı fizibilite çalışmasında dikkate almış olabileceği, yatırımcının düzenleyici kurum ve siyasi iradeden, dağıtım ve perakende satış faaliyetlerini yürüten şirketin sürdürülebilirliği hususunu, başka düzenleyici amaçlardan üstün tutulması konusunda beklentisi olabileceği, talepte ve satış fiyatlarında büyük artışlar beklenmiş olabileceği, şirkete kalacak olan TEDAŞ alacaklarının miktarı ve tahsili hususundaki beklentiler fiyatlanmış olabileceği, yatırımcının KK ile mücadelede ciddi başarı göstererek yüksek kazançlar elde etmeyi bekliyor olabileceği ve giderlerden tasarruf sağlayarak büyük verimlilik artışları elde etmeyi bekliyor olabileceği gibi ihtimallerle açıklanabilir. İktisadi olarak açıklanması mümkün olmayan başka faktörlerin ihalelerde yüksek fiyatların ortaya çıkmasına neden olmuş olabileceği de eklenebilecek en son husustur.

Tersi yönde oluşan fiyatlar da; piyasanın beklentilerinin yukarıdakilerin aksine daha kötümser olması, ihale için özellikle yabancı yatırımcıların fazla rağbet göstermemesinden dolayı yeterince rekabetin oluşmaması, hesaplamalarda varsayılan talep, fiyat ve yeni müşteri kazanma oranlarının yatırımcılar tarafından çok daha düşük şekilde öngörülmüş olması ihtimallerini akla getirmektedir.

Dicle EDAŞ ve Vangölü EDAŞ örnekleri ise açıklanması zor örneklerdir. Söz konusu şirketlerin faaliyet gösterdiği dağıtım bölgelerinde olağanüstü yüksek KK oranları mevcuttur ve kısa sürede bu oranların kabul edilebilir limitlere inmesi hemen hemen imkânsızdır. Dolayısıyla, yatırımcının KK hedeflerinin yükseltilmesi suretiyle şirketin iflasına izin vermeyen bir düzenleyici politikanın izleneceği konusunda son derece iyimser tahminlere sahip olduğu ve yukarıda izah edilen bütün olası beklentilerde üst düzeyde iyimser bir yaklaşıma sahip olduğu anlaşılmaktadır.

Bu sonuçların EPDK için bir kısım mesajlar taşıdığı değerlendirilmektedir. EPDK'nın etki altında kalma hususunda dikkatli davranması, satın alma prosedürlerini rekabetçi ve şeffaf olacak şekilde tespit etmesi, tedarikçi değiştirme konusunda adil, şeffaf, rekabetçi önlemleri alması, teknolojinin teşviki yoluyla verimlilik hususunda öncülük yapması, hizmet kalitesinin etkin düzenlenmesi ve takibi, öngörülebilir bir piyasa oluşturarak düzenleyici riski minimize etmesi, finansal sürdürülebilirlik konusunda izleme, denetleme ve yaptırım uygulamada titiz davranması, KK performansı konusunda dikkatli olması ve PS fiyatlarının serbest bırakılması halinde fiyatların yukarı yönlü hareket etmesine karşı rekabeti arttırıcı önlemler alması hususlarında uyarı niteliğinde olduğu düşünülmektedir.

Bu sonuçlara bakıldığında, yapılan çalışmanın olmuş bitmiş bir işlemin ardından ortaya konulan gereksiz bir iş olmadığı net şekilde görülmektedir. Zira düzenleyici kurumun ve benzeri bütün tarafların, politikalarında ve kararlarında bu tablodan çıkarsamalar yapmalarının faydalı olacağı düşünülmektedir. Düzenleyici kurum özelinde bakıldığında, menfaat çatışmaları arasında bir denge unsuru olması gereken, şeffaf, hesap verebilir, önceden belirlenmiş yazılı kurallara göre hareket eden bir anlayışla düzenleme kuşatması olgusuna karşı dikkatli olunması gerektiği ilk olarak ortaya çıkan gerçektir. Çatışan menfaatlerin başında tüketici menfaati ile yatırımcı menfaati gelmektedir. Rekabete açık alanlarda bu menfaatler iktisadi işleyiş içerisinde uzlaşmaktadır. Düzenlemeye tabi alanlarda ise bu dengeleme, bilimden ziyade sanat olduğu söylene gelen düzenleme işi ile mümkün olduğunca sağlanmaya çalışılmaktadır. Amacın kamunun temel bir ihtiyacının mümkün olan en uygun fiyatlarla, en kaliteli şekilde karşılanması olduğu düşünüldüğünde hem düzenlenen şirketlerin finansal açıdan sürdürülebilir olmaları hem de bu sürdürülebilirliğin tüketicilerin kabul edilemez refah kaybına uğratılmaları pahasına olmaması gibi hassas bir denge ihtiyacı zaten ortaya çıkmaktadır.

Bundan sonraki süreçte; özelleştirilmiş şirketlerin performanslarının etkin şekilde izlenmesi ve iyileştirilmesi, tüketicilerin korunması ve korunmadan öte güçlendirilmeleri için gereken adımların atılması, etkileşenler (stakeholders) arasındaki ilişkilerin niteliğinin iyileştirilmesi, ortaya çıkabilecek finansal sorunların zamanında

öngörülmesi ve tedbirlerin geç olmadan alınması, yaşanan tecrübeler ışığında geleceğe ait kararların daha sağlam temellere oturtularak alınması, bütün tarafların menfaatine olacak ve memnuniyetine imkân verecektir.

Tez kapsamında yapılan değerlendirmenin genişletilerek, gelecekteki araştırmacılar tarafından oluşan yüksek fiyatlandırma olgusunda sermaye transferi yapılması, düzenleyici kurumun karar ve eylemlerinin etki altına alınması, sektördeki farklı faaliyetler arasında bir sinerji oluşturulması gibi olası etkenler bakımından ele alınması konunun farklı bir boyutunun da ortaya konulmasına yardımcı olacaktır.

## KAYNAKÇA

- Ajodhia, V., Hakvoort, R., 2005, Economic Regulation of Quality in Electricity Distribution Networks, Utilities Policy, 13
- Akça, H., 2007, **Regülasyon Ekonomisi**, Nobel Kitabevi, Adana
- Akdoğan, N., Tenker, N., 2007, **Finansal Tablolar ve Mali Analiz Teknikleri**, Gazi Kitabevi, Ankara
- Alma, H., 2013, Elektrik Piyasasında Lisanslar ve Faaliyetler: 6446 Kanun Sonrası Durum, Elektrik Piyasası Bülteni, Sayı: 27-28
- Ampuero, M., Goranson, J., Scott, J., 1998, Solving The Measurement Puzzle How EVA and The Balanced Scorecard Fit Together, The Cap Gemini Ernst & Young Center For Business Innovation, Issue 2.
- Aslan, İ.Y., 2009, **Enerji Hukuku Cilt II**, Ekin Basın Yayın Dağıtım, Bursa
- Altınay, G., 2007, Elektriğin Ülke Ekonomisindeki Yeri ve Önemi, İ.Y.Aslan, E.Katırcıoğlu, G.Altınay, Ş.Ardıyok, A.İlcak, B.Gültekin, E.Önal, C.Akçaoğlu, **Enerji Hukuku Cilt 1 (s.1-57)**, Ekin Yayınevi, Bursa
- Ausenegg, W., 2000, Privatization Versus Private Sector Initial Public Offerings in Poland, Multinational Finance Journal, 4, 69–99
- Ayanoğlu, T., 2003, Elektrik Kamu Hizmetinden Elektrik Piyasasının Düzenlenmesine Doğru, İdare Hukuku ve İlimleri Dergisi, Cilt 13, Sayı 1
- Başçıl, A., 2008, **Elektrik Dağıtım Şirketlerinin Özelleştirilmesi Öncesi ve Sonrası Yükümlülükleri**, Babıali Kültür Yayıncılığı, İstanbul
- Bodie, Z., Kane, A., Marcus, A.J., 1998, **Essentials of Investmens**, 3rd ed., Irwin McGraw-Hill
- Bryan, D.R., 2012, Company Valuation: Oil and Gas vs. Other Sectors, Economist's Corner, Vol.8 No.3

[http://www.spe.org/twa/print/archives/2012/2012v8n3/08\\_v8n3EconomistsCorner.pdf](http://www.spe.org/twa/print/archives/2012/2012v8n3/08_v8n3EconomistsCorner.pdf)

- Brown, L., Einhorn, M., Vogelsang, I., 1991, Toward Improved and Practical Incentive Regulation, *Journal of Regulatory Economics*, Volume 3
- Camadan, E., 2009, Türkiye Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Mekanizması: Karşılaştırmalı Analiz, Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu Uzmanlık Tezi
- Camadan, E., 2010, Türkiye Elektrik Piyasasında Kayıp-Kaçığın Analizi, *Enerji Piyasası Bülteni*, Sayı:12
- Chambers, N., 2009, **Firma Değerlemesi**, İkinci Baskı, Beta Basım Yayım Dağıtım A.Ş., İstanbul
- Damodaran, A., 2002, **Investment Valuation: Tools and Techniques for Determining the Value of Any Asset**, Second Ed., John Wiley & Sons, New York
- Dewenter, K.L., Malatesta, P.H., 1997, Public Offerings of State-Owned and Privately-Owned Enterprises: An International Comparison, *The Journal of Finance*, 52(4), 1659-1679.
- Elektrik Enerjisi Sektörü Reformu ve Özelleştirme Strateji Belgesi (Yüksek Planlama Kurulunun 17/03/2004 tarihli ve 2004/3 sayılı Kararı)
- Ercan, M.K., Öztürk, M.B., Küçükkaplan, İ., Başçı, E.S., Demirgüneş, K., 2006, **Firma Değerlemesi Banka Uygulaması**, Literatür Yayıncılık, İstanbul
- Erdoğan, E., 2007, Regulatory Reform in Turkish Energy Industry: An analysis, *Energy Policy*, 35
- Erol, K., 2003, Rekabet ve Regülasyon, Gazi Üniversitesi İktisat Bölümü Ekonomik Yaklaşım Özel Sayı, S:47, C:14, Ankara



- Ertürk, M., 2006, Doğal Gaz İletiminde Uygulanan Tarife Yöntemlerinin İncelenmesi, Kaşlaştırılması ve Türkiye Örnek Uygulaması, Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu, Yayınlanmamış Uzmanlık Tezi
- Evans, F.C., Bishop, D.M., 2001, **Valuation for M&A Building Value in Private Companies**, JohnWiley & Sons
- Farinós, J.E., García, C.J., Ibáñez, A.M., 2007, Operating and stock market performance of state-owned enterprise privatizations: The Spanish experience, *International Review of Financial Analysis*, 16, 367–389
- Fernández, P., 2007, Company Valuation Methods. The Most Common Errors in Valuations, University of Navarra IESE Business School Working Paper, [www.iese.edu/research/pdfs/DI-0449-E.pdf](http://www.iese.edu/research/pdfs/DI-0449-E.pdf)
- Fumagelli, E., Schiavo, L.L., Delestre, F., 2007, **Service Quality Regulation in Electricity Distribution and Retail**, Springer-Verlag Berlin Heidelberg
- Gammelgård, M., 2004, The Network Performance Assessment Model – A Review of the Swedish Tool for Regulation, <http://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:7719/FULLTEXT01.pdf>
- Gelissen, A.W.M., 2010, Incentive Regulation of Electricity Distribution Networks, [alexandria.tue.nl/extra2/afstversl/tm/Gelissen%202010.pdf](http://alexandria.tue.nl/extra2/afstversl/tm/Gelissen%202010.pdf)
- Gözen, M., 2001, İşletmelerde Şirket Değerlenesinde Yeni Bir Yaklaşım; Fuzzy Küme Teorisi, Yayınlanmamış Doktora Tezi, Ankara Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü
- Gözen, M., 2011, Cost of Capital Estimation for Energy Network Utilities: Revisiting from the Perspective of Regulators, *Dokuz Eylül Üniversitesi İktisadi ve İdari Bilimler Fakültesi Dergisi*, Cilt:26, Sayı:2, ss.35-66
- Guasch, J.L., Hahn, R.W., 1999, The Costs and Benefits of Regulation: Implications for Developing Countries, *The World Bank Research Observer*, Vol. 14, No. 1

- Hayward, D.L., Schmidt M.R., 1999, **Valuing an Electric Utility: Theory and Application**, Public Utilities Reports, Inc, Virginia
- Howard, A.W., Harp, A.B., 2009, Oil and Gas Company Valuations, *Business Valuation Review*, V:28 N:1
- Hamdi, H., Nguyen, D.K., Obeid, H., 2014, The Short-and Long-Term Performance of Privatization Initial Public Offerings in Europe, IPAG Business School Working Paper 2014-241
- Hunt, S., 2002, **Making Competition Work in Electricity**, John Wiley & Sons, Inc.:New York
- IEA (International Energy Agency), 2001, **Competition in Electricity Markets**, OECD Publications, France
- IEA, 2014, World Energy Outlook 2014
- İvgen, H., 2003, **Şirket Değerleme**, Finnet Yayınları, İstanbul
- Jamasb, T., Pollitt, M., 2007, Incentive Regulation of Electricity Distribution Networks: Lessons of Experience from Britain, *Energy Policy*, 35 (12)
- Jelic, R., Briston, R., 1999, Hungarian Privatisation Strategy and Financial Performance of Privatised Companies, *Journal of Business Finance and Accounting*, 26, 1319–1357
- Jelic, R., Briston, R., 2003, Privatisation Initial Public Offerings: The Polish Experience, *European Financial Management*, 9, 457–484
- Jones, S.L., Megginson, W.L., Nash, R.C., Netter, J.M., 1999, Share Issue Privatizations as Financial Means to Political and Economics Ends, *Journal of Financial Economics*, 53, 217–253.
- Joskow, P. L., 2005, Regulation of Natural Monopolies, Center for Energy and Environmental Policy Research,  
<http://dspace.mit.edu/bitstream/handle/1721.1/45038/2005-008.pdf?sequence=1>

- Kahn, AE (1988), **The Economics of Regulation Principles and Institutions** (1st ed. 1970-1971), MIT Press
- Karan, M.B., 2004, **Yatırım Analizi ve Portföy Yönetimi**, Gazi Kitabevi, Ankara
- Kirschen, D. S., 2003, Demand-Side View of Electricity Markets, IEEE Transactions on Power Systems, Vol 18, No 2
- Kirschen, D. S., Strbac, G., 2004, **Fundamentals of Power System Economics**, John Wiley & Sons Ltd: England
- Kocaman, B., 2003, **Elektrik Enerjisi Üretim Santralleri**, Birsen Yayınevi, İstanbul
- Koç Yalkın, Y., 2001, **Genel Muhasebe**, 12. Bası, Turhan Kitabevi, Ankara
- Koller, T., Goedhart, M., Wessels, D., 2005, **Valuation Measuring and Managing the Value of Companies**, Fourth Ed., John Wiley and Sons, Inc.
- KPMG, 2005, Western Power Corporation Weighted Cost of Capital, <http://www.erawa.com.au/cproot/2661/2/Appendix%203%20-%20KPMG%20WACC%20report.pdf>
- Kulalı, İ, 1997, **Elektrik Sektöründe Özelleştirme ve Türkiye Uygulaması**, DPT Uzmanlık Tezleri Yayın No: 2479, Ankara
- Kumbaracıbaşı, O., 1976, **Ekonomik Doktrinler ve Ekonomik Düşüncenin Evrimi**, Ankara İktisadi ve Ticari İlimler Akademisi Yayını
- Larsen, A., Pedersen, L.H., Sørensen, E.M., Olsen, O.J., 2006, Independent Regulatory Authorities in Europe, Energy Policy, 34
- Lesser, J.A., Giacchino, L.R., 2007, Fundamentals of Energy Regulation, Public Utilities Reports, Inc., Virginia
- Malkoç, E., 2009, Özelleştirme ve Türk Telekom Örneği, Kadir Has Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü, Yayımlanmamış Doktora Tezi

Mercer, Z.C., Harms, T.W., 2008, **Business Valuation An Integrated Theory**, Second Ed., John Wiley & Sons,

Mitchell, J., Marcel, V., Mitchell, E., 2012, What Next for the Oil and Gas Industry?,

[http://www.chathamhouse.org/sites/files/chathamhouse/public/Research/Energy,  
%20Environment%20and%20Development/1012pr\\_oilgas.pdf](http://www.chathamhouse.org/sites/files/chathamhouse/public/Research/Energy,%20Environment%20and%20Development/1012pr_oilgas.pdf)

National Regulatory Research Institute (NRRI), 2009, **Effective Regulation: Guidance for Public-Interest Decisionmakers**

Odyakmaz, N., 2009, Türkiye'deki Elektrik Dağıtım Şirketlerinin Performansa Dayalı Düzenleme Çerçevesinde Karşılaştırmalı Etkinlik Analizi, Hacettepe Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü Yayınlanmamış Doktora Tezi

OFGEM Glossary of Terms: RIIO-T1 and GD1 review,  
<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/48279/glossary.pdf>

OFGEM Glossary of Terms: RIIO-T1 and GD1 review,  
<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/48279/glossary.pdf>

OFGEM, 2014, The Revenues, Costs and Profits of the Large Energy Companies in 2013

OFGEM, 2011, Financial Information Reporting: 2009 Results

Perotti, E.C., Güney, S.E., 1993, The Structure of Privatization Plans, Financial Management 22, 84-98

Petrov, K., Ajodhia, V., Grote, D., Resnjanskij, D., 2010, Regulatory Incentives for Investments in Electricity Networks,  
<http://crninet.com/2010/2010%20elec%20d.pdf>

Philipson, L., Willis, H. L., 2006, **Understanding Electric Utilities and De-Regulation**, Taylor & Francis Group: Florida

- Pratt, S.P., 2002, **Cost of Capital Estimation and Applications**, John Wiley and Sons Inc.
- Ross, S.A., Westerfield, R.W., Jordan, B.D., 2003, **Fundamentals of Corporate Finance**, McGraw-Hill
- Russell, J.D., 1988, Valuation of Public Utility Property, International Right of Way Association,  
[http://www.irwaonline.org/eweb/upload/web\\_0888\\_Public\\_Utility\\_Property.pdf](http://www.irwaonline.org/eweb/upload/web_0888_Public_Utility_Property.pdf)
- Satman, A., 2009, 1973 İsrail-Arap Savaşı Şeyl Gazını Gündeme Getirdi,  
[http://web.itu.edu.tr/yamanlar/faq\\_t/asatman.pdf](http://web.itu.edu.tr/yamanlar/faq_t/asatman.pdf)
- Sayıştay Başkanlığı Toroslar EDAŞ 2012 Yılı Raporu
- Selik, M., 1982, **Marxist Değer Teorisi**, Ankara Üniversitesi SBF Yayınları No:484, 100. Doğum Yılında Atatürk'e Aramağan Serisi, Ankara
- Seyidoğlu, H., 2002, **Ekonomik Terimler Ansiklopedik Sözlük**, Güzem CanYayınları, İstanbul
- Sipahi, B., Yanık, S., Aytürk, Y., 2011, **Şirket Değerleme Yaklaşımları**, Nobel Yayın Dağıtım, Ankara
- Solver, T., 2005, Reliability in Performance-Based Regulation, Technical Report, Electrical Engineering, Royal Institute of Technology (KTH), Stockholm, Sweden, Licentiate Thesis, [kth.diva-portal.org/smash/get/diva2:14598/FULLTEXT01](http://kth.diva-portal.org/smash/get/diva2:14598/FULLTEXT01)
- Stoft, S., 2002, **Power System Economics Designing Markets for Electricity**, John Wiley & Sons, Inc.:USA
- Tradacete, A. (2000), The Role of EC Competition Policy in the Liberalisation of EU Energy Markets, Directorate General for Competition, European Commission, Brüksel

Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş. (TETAŞ), 2014, 2013 Yılı Faaliyet Raporu, Ankara

Ulusoy, A., 2005, **Elektrik dağıtım özelleştirmelerine hukuki bakış**, Elektrik Dağıtım Hizmetleri Derneği, Ankara

Üreten, A., Ercan, M. K., 2000, **Firma Değerinin Tespiti ve Yönetimi**, Gazi Kitabevi, Ankara

Viljainen, S., 2005, Regulation Design in the Electricity Distribution Sector-Theory and Practice, Lappeenranta University of Technology, Doctoral Thesis

Yazıcı, K., 1997, Özelleştirmede Değerleme Yöntemleri ve Değerleme Kriterleri, DPT Uzmanlık Tezi, Ankara

### **Mevzuat Kaynakları**

#### 1) AB Kaynakları

Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC

Avrupa Konseyi Parlamenterler Meclisinin 03/10/1990 tarihli ve 953 sayılı Kararı,  
[http://assembly.coe.int/Main.asp?link=/Documents/AdoptedText/ta90/ERE\\_S953.htm](http://assembly.coe.int/Main.asp?link=/Documents/AdoptedText/ta90/ERE_S953.htm)

#### 2) Kanunlar

Elektrik Piyasası Kanunu (Kanun No: 6446), 30/03/2013 tarihli ve 28603 sayılı Resmi Gazete

(Mülga) Elektrik Piyasası Kanunu (Kanun No: 4628), 03/03/2001 tarihli ve 24335 sayılı Resmi Gazete (1. Mükerrer)

### 3) Yönetmelikler

Elektrik Dağıtım ve Perakende Satışına İlişkin Hizmet Kalitesi Yönetmeliği, 21 Aralık 2012 tarihli ve 28504 sayılı Resmi Gazete

### 4) Tebliğler

Dağıtım Sistemi Gelirinin Düzenlenmesi Hakkında Tebliğ, 11/08/2002 tarihli ve 24843 sayılı Resmi Gazete

Elektrik Piyasasında Gelir ve Tarife Düzenlemesi Kapsamında Düzenlemeye Tabi Unsurlar ve Raporlamaya İlişkin Esaslar Hakkında Tebliğ, 24/01/2003 tarihli ve 25003 sayılı Resmi Gazete

Perakende Satış Hizmet Geliri ile Perakende Enerji Satış Fiyatlarının Düzenlenmesi Hakkında Tebliğ, 30/12/2012 tarihli ve 28513 sayılı Resmi Gazete (2. Mükerrer)

### 5) EPDK Kararları

19/10/2012 tarihli ve 4089 sayılı Kurul Kararı, 24/10/2012 tarihli ve 28451 sayılı Resmi Gazete

24/08/2006 tarihli ve 875 sayılı Kurul Kararı,

<http://www.epdk.gov.tr/index.php/elektrik-piyasasi/tarifeler?id=84>

Elektrik Piyasası 2011-2015 Dönemi EDAŞ Tarifeleri,

<http://www.epdk.org.tr/index.php/elektrik-piyasasi/tarifeler?id=45>

Elektrik Piyasası Geçiş Dönemi Tarifeleri, <http://www.epdk.org.tr/index.php/elektrik-piyasasi/tarifeler?id=84>

Elektrik Piyasası Dağıtım Sistemi Düzenlemeye Esas Yatırım Harcamalarının Belirlenmesi ve Gerçekleşmesinin İzlenmesine İlişkin Usul ve Esaslar, 17/06/2011 tarihli ve 27967 sayılı Resmi Gazete

## Elektronik Kaynaklar

[http://www.bath.ac.uk/management/cri/pubpdf/Conference\\_seminar/31\\_Model\\_Utility\\_Regulation.pdf](http://www.bath.ac.uk/management/cri/pubpdf/Conference_seminar/31_Model_Utility_Regulation.pdf)

[http://data.un.org/Data.aspx?d=WDI&f=Indicator\\_Code%3AEG.USE.ELEC.KH.PC](http://data.un.org/Data.aspx?d=WDI&f=Indicator_Code%3AEG.USE.ELEC.KH.PC)

[http://www.eia.gov/dnav/pet/pet\\_pri\\_spt\\_s1\\_a.htm](http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_a.htm)

<http://www.enerji.gov.tr/index.php?dil=tr&sf=webpages&b=bakanlik&bn=200&hn=236&nm=378&id=378>

<http://enerjienstitusu.com/2015/01/07/dicle-edasi-devralan-abdullah-tivnikli-1-senede-pes-etti-devlet-benden-geri-alsin/>

<http://www.epdk.gov.tr/index.php/elektrik-piyasasi/tarifeler?id=84>

[http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Mapping\\_power\\_and\\_utilities\\_regulation\\_in\\_Europe/\\$FILE/Mapping\\_power\\_and\\_utilities\\_regulation\\_in\\_Europe\\_DX0181.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Mapping_power_and_utilities_regulation_in_Europe/$FILE/Mapping_power_and_utilities_regulation_in_Europe_DX0181.pdf)

[www.hazine.gov.tr](http://www.hazine.gov.tr)

<http://www.iea.org/topics/energypoverity/>

<http://www.investing.com/rates-bonds/u.s.-10-year-bond-yield-historical-data>

[http://web.itu.edu.tr/~yamanlar/faq\\_t](http://web.itu.edu.tr/~yamanlar/faq_t)

<http://lisans.epdk.org.tr/epvys-web/faces/pages/lisans/elektrikDagitim/elektrikDagitimOzetSorgula.xhtml>

<http://www.oib.gov.tr/2010/dosyalar/TEDAS%20Teaser%20T%C3%BCrk%C3%A7e%20v05-comments%20removed.pdf>

[http://www.oib.gov.tr/2009/basinaciklama/2009-10-20\\_osmangazi\\_coruh\\_yesilirmak\\_teklif.htm](http://www.oib.gov.tr/2009/basinaciklama/2009-10-20_osmangazi_coruh_yesilirmak_teklif.htm)



[http://www.oib.gov.tr/2009/basinaciklama/2009-12-17\\_tedas\\_camlibel.htm](http://www.oib.gov.tr/2009/basinaciklama/2009-12-17_tedas_camlibel.htm)

[http://www.oib.gov.tr/2010/basinaciklama/2010-07-23\\_elektrik-teklif.htm](http://www.oib.gov.tr/2010/basinaciklama/2010-07-23_elektrik-teklif.htm)

[http://www.oib.gov.tr/2012/basinaciklama/2012-12-04\\_gediz\\_teklif.htm](http://www.oib.gov.tr/2012/basinaciklama/2012-12-04_gediz_teklif.htm)

[http://www.oib.gov.tr/2012/basinaciklama/2012-11-07\\_tedas\\_akdeniz\\_teklif.htm](http://www.oib.gov.tr/2012/basinaciklama/2012-11-07_tedas_akdeniz_teklif.htm)

[http://www.oib.gov.tr/2012/basinaciklama/2012-10-01\\_BogaziciElektrikDagitim\\_yeterlik\\_niahi.htm](http://www.oib.gov.tr/2012/basinaciklama/2012-10-01_BogaziciElektrikDagitim_yeterlik_niahi.htm)

[http://www.oib.gov.tr/2013/basinaciklama/2013-02-20\\_eletrik\\_dagitim\\_sirketleri.htm](http://www.oib.gov.tr/2013/basinaciklama/2013-02-20_eletrik_dagitim_sirketleri.htm)

[http://www.oib.gov.tr/duyuru/2008-09-15\\_meram\\_aras\\_teklif.htm](http://www.oib.gov.tr/duyuru/2008-09-15_meram_aras_teklif.htm)

[http://www.oib.gov.tr/portfoy/elek\\_uretim\\_santralleri.htm](http://www.oib.gov.tr/portfoy/elek_uretim_santralleri.htm)

[http://www.oib.gov.tr/program/uygulamalar/ozellestirme\\_yontemleri.htm](http://www.oib.gov.tr/program/uygulamalar/ozellestirme_yontemleri.htm)

<http://www.management-logic.com/toolbox/finance/DCF/Index.html>

<https://www.paragaranti.com/gonline/yatirim/eurobondlist>

<http://www.radikal.com.tr/radikal.aspx?atype=haberyazdir&articleid=886287>

<http://www.resmigazete.gov.tr/main.aspx?home=http://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2012/12/20121218.htm>

<https://samples-breakingintowallstreet-com.s3.amazonaws.com/72-BIWS-O&G-Valuation.pdf>

[www.tcmb.gov.tr](http://www.tcmb.gov.tr)

<http://www.tuik.gov.tr/UstMenu.do?method=temelist>

## **EKLER**

### **Ek-1: İhalelere Teklif Veren Yatırımcılar**

#### **Başkent Elektrik Dağıtım A.Ş.**

- 1- Hema Endüstri A.Ş.
- 2- Akcez Ortak Girişim Grubu
- 3-Hacı Ömer Sabancı Holding A.Ş.-Österreichische Elektrizitätswirtschafts-Aktiengesellschaft (Verbund)- Enerjisa Enerji Üretim A.Ş. Ortak Girişim Grubu
- 4- Doğan Şirketler Grubu Holding A.Ş.-Saray Halı A.Ş.-Kantur-Akdaş İnşaat ve Ticaret A.Ş. Ortak Girişim Grubu
- 5- Park Holding A.Ş.

#### **Sakarya Elektrik Dağıtım A.Ş.**

- 1- Alsim Alarko Sanayi Tesisleri ve Ticaret A.Ş.
- 2- Akcez Ortak Girişim Grubu
- 3- Hacı Ömer Sabancı Holding A.Ş. -Österreichische Elektrizitätswirtschafts-Aktiengesellschaft (Verbund)-Enerjisa Enerji Üretim A.Ş. Ortak Girişim Grubu
- 4- UDDA Ortak Girişim Grubu
- 5- Park Holding A.Ş.

Kaynak: [http://www.oib.gov.tr/duyuru/2008-06-10\\_elektrik\\_teklif.htm](http://www.oib.gov.tr/duyuru/2008-06-10_elektrik_teklif.htm)

İdarece 4046 sayılı Kanun hükümleri çerçevesinde; Meram Elektrik Dağıtım A.Ş. ve Aras Elektrik Dağıtım A.Ş.’deki %100 oranındaki hissenin blok olarak satış yöntemi ile özelleştirilmesi amacıyla açılan ihalede, son teklif verme tarihi olan **15.09.2008 tarihi saat 16.00**’ya kadar teklif verenlerin listesi aşağıda belirtilmiştir.

#### **Meram Elektrik Dağıtım A.Ş.**

- 1-Alsim Alarko Sanayi Tesisleri ve Tic. A.Ş.
- 2-Cengiz İnşaat A.Ş.
- 3-Kiler Alış Veriş Hizmetleri Gıda Sanayi ve Tic. A.Ş.
- 4-Barmek-Anel Ortak Girişim Grubu
- 5-İttifak Holding A.Ş.

#### **Aras Elektrik Dağıtım A.Ş.**

- 1-Aşkale Çimento Sanayi Ticaret A.Ş.
- 2-Kiler Alış Veriş Hizmetleri Gıda Sanayi ve Tic. A.Ş.

Kaynak:[http://www.oib.gov.tr/duyuru/2008-09-15\\_meram\\_aras\\_teklif.htm](http://www.oib.gov.tr/duyuru/2008-09-15_meram_aras_teklif.htm)

#### **Coruh Elektrik Dağıtım A.Ş.:**

- 1- Aksa Elektrik Perakende Satış A.Ş.
- 2- Cengiz Elektrik Toptan Satış A.Ş.
- 3- Aydem Elektrik dağıtım A.Ş.
- 4- Çalık Enerji Sanayi ve Ticaret A.Ş.
- 5- Akenerji Elektrik Üretim A.Ş.-CEZ a.s.-Akkök Sanayi Yatırım ve Geliştirme A.Ş. O.G.G.

**Osmangazi Elektrik Dağıtım A.Ş.:**

- 1- Limak İnşaat Sanayi ve Ticaret A.Ş.
- 2- KCETAŞ-Ayen O.G.G.
- 3- Cengiz Elektrik Toptan Satış A.Ş.
- 4- Aksa Elektrik Perakende Satış A.Ş.
- 5- Sarar Giyim Tekstil Sanayi Ticaret A.Ş.-Sarar Büyük Mağazacılık Ticaret A.Ş. O.G.G.
- 6- Park Holding A.Ş.
- 7- Aydem Elektrik dağıtım A.Ş.
- 8- Eti Gümüş A.Ş.
- 9- SII Enerji ve Üretim Ltd. Şti.
- 10- Çalık Enerji Sanayi ve Ticaret A.Ş.
- 11- Kolin İnşaat Turizm Sanayi ve Ticaret A.Ş.
- 12- Akenerji Elektrik Üretim A.Ş.-CEZ a.s.-Akkök Sanayi Yatırım ve Geliştirme A.Ş. O.G.G.

**Yeşilirmak Elektrik Dağıtım A.Ş.:**

- 1- Limak İnşaat Sanayi ve Ticaret A.Ş.
- 2- Anadolu Doğalgaz Dağıtım A.Ş.
- 3- Cengiz Elektrik Toptan Satış A.Ş.
- 4- Çorum Elektrik ve Doğalgaz Ticaret A.Ş.
- 5- KCETAŞ-Ayen O.G.G.
- 6- Park Holding A.Ş.
- 7- Özaltın İnşaat Ticaret ve Sanayi A.Ş.
- 8- Aydem Elektrik dağıtım A.Ş.
- 9- SII Enerji ve Üretim Ltd. Şti.
- 10- Çalık Enerji Sanayi ve Ticaret A.Ş.
- 11- Kolin İnşaat Turizm Sanayi ve Ticaret A.Ş.
- 12- Akenerji Elektrik Üretim A.Ş.-CEZ a.s.-Akkök Sanayi Yatırım ve Geliştirme A.Ş. O.G.G.

Kaynak:

[http://www.oib.gov.tr/2009/basinaciklama/2009-10-20\\_osmangazi\\_coruh\\_yesilirmak\\_teklif.htm](http://www.oib.gov.tr/2009/basinaciklama/2009-10-20_osmangazi_coruh_yesilirmak_teklif.htm)

**Camlıbel Elektrik Dağıtım A.Ş.**

- 1- Kolin İnşaat Turizm Sanayi ve Ticaret A.Ş.
- 2- Sanko Tekstil İşletmeleri San. ve Tic. A.Ş.
- 3- Cengiz Elektrik Toptan Satış A.Ş.
- 4- Anadolu Doğal Gaz Dağıtım A.Ş.
- 5- Çalık Enerji Sanayi ve Ticaret A.Ş.
- 6- Aydem Elektrik Dağıtım A.Ş.
- 7- İÇDAŞ Çelik Enerji Tersane ve Ulaşım Sanayi A.Ş.
- 8- AEİ Enerji A.Ş.
- 9- KCETAŞ-AYEN OGG
- 10- Burkay Tekstil Sanayi ve Ticaret A.Ş.-Çelikpan Isı Sistemleri Makina Metal Otomotiv Turizm San. Tic.Paz. A.Ş.- Fistaş Fantezi İplik Sanayi ve Ticaret A.Ş.- Özdilek Alışveriş Merkezleri ve Tekstil San. A.Ş.-Sunteks Dokuma Boya Apre San.

Tic. A.Ş.- Aslanoba Turizm Yatırım A.Ş.-Oytaş Yıldız Uluslararası İn.San. Tic. Ltd.Şti.- Durmazlar Makine San. Tic. A.Ş.-Harput Tekstil San. ve Tic. Ltd.Şti. OGG  
11- Serka İnşaat ve Tic A.Ş.

**Fırat Elektrik Dağıtım A.Ş.**

- 1- Kolin İnşaat Turizm Sanayi ve Ticaret A.Ş.
- 2- Sanko Tekstil İşletmeleri San. ve Tic. A.Ş.
- 3- Cengiz Elektrik Toptan Satış A.Ş.
- 4- Çalık Enerji Sanayi ve Ticaret A.Ş.
- 5- Aksa Elektrik Perakende Satış A.Ş.
- 6- Aydem Elektrik Dağıtım A.Ş.
- 7- KCETAŞ – AYEN OGG
- 8- Kayasu Elektrik Üretimi Enerji İnşaat Anonim Şirketi - İş – Kaya İnşaat Sanayi ve Ticaret Limited Şirketi OGG

**Uludağ Elektrik Dağıtım A.Ş.**

- 1- Limak İnş. San. ve Tic. A.Ş.
- 2- Sanko Tekstil İşletmeleri San. ve Tic. A.Ş.
- 3- Cengiz Elektrik Toptan Satış A.Ş.
- 4- Aksa Elektrik Perakende Satış A.Ş.
- 5- Zorlu Holding A.Ş.
- 6- Akça Holding A.Ş.
- 7- Park Holding A.Ş.
- 8- Çalık Enerji Sanayi ve Ticaret A.Ş.
- 9- Aydem Elektrik Dağıtım A.Ş.
- 10- İÇDAŞ Çelik Enerji Tersane ve Ulaşım Sanayi A.Ş.
- 11- Enerjisa Enerji Üretim A.Ş.
- 12- AEİ Enerji A.Ş.
- 13- Kolin İnşaat Turizm Sanayi ve Ticaret A.Ş.
- 14- EnBW holding A.Ş.
- 15- KCETAŞ – AYEN OGG
- 16- Eti Gümüş A.Ş. – Söğütsen Ser. San. A.Ş. O.G.G

Kaynak: [http://www.oib.gov.tr/2009/basinaciklama/2009-12-17\\_tedas\\_camlibel.htm](http://www.oib.gov.tr/2009/basinaciklama/2009-12-17_tedas_camlibel.htm)

**Trakya Elektrik Dağıtım A.Ş.:**

- 1- Park Holding A.Ş.
- 2- Cengiz Elektrik Toptan Satış A.Ş.
- 3- Kolin İnşaat Turizm Sanayi ve Ticaret A.Ş.
- 4- Limak İnşaat Sanayi ve Ticaret A.Ş.
- 5- Eti Gümüş A.Ş.&Söğütsen Seramik Sanayi İnşaat Madencilik İthalat İhracat A.Ş. Ortak Girişim Grubu
- 6- İş-Kaya İnşaat Sanayi ve Ticaret Ltd. Şti.- MMEKA Makine İthalat Pazarlama ve Ticaret A.Ş.Ortak Girişim Grubu
- 7- KCETAŞ-AYEN-REL-PETCO Ortak Girişim Grubu
- 8- Aksa Elektrik Perakende Satış A.Ş.
- 9- IC İçtaş İnşaat Sanayi ve Ticaret A.Ş.
- 10- Palmet Enerji A.Ş.

Kaynak: [http://www.oib.gov.tr/2010/basinaciklama/2010-07-23\\_elektrik-teklif.htm](http://www.oib.gov.tr/2010/basinaciklama/2010-07-23_elektrik-teklif.htm)

**Gediz Elektrik Dağıtım A.Ş.:**

Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş.'nin bağlı şirketi olan Gediz Elektrik Dağıtım A.Ş.'deki, TEDAŞ'a ait %100 oranındaki hissenin özelleştirilmesine ilişkin açılan ihaleye katılmak üzere; son teklif verme tarihi olan 04.12.2012 Salı günü, saat 16:00'ya kadar teklif veren yatırımcıların listesi aşağıda belirtilmiştir.

- 1- Genpa Telekomünikasyon ve İletişim Hizmetleri Sanayi ve Ticaret A.Ş.
- 2- Park Holding A.Ş.
- 3- Enerjisa Elektrik Dağıtım A.Ş.
- 4- Torunlar Gıda Sanayi ve Ticaret A.Ş.
- 5- Cengiz-Kolin-Limak Ortak Girişim Grubu
- 6- Elsan-Tümaş-Karaçay Ortak Girişim Grubu
- 7- Fernas İnşaat A.Ş.
- 8- Çalık Enerji Sanayi ve Ticaret A.Ş.
- 9- IC İctaş İnşaat Sanayi ve Ticaret A.Ş.
- 10- Zorlu Holding A.Ş.

Kaynak: [http://www.oib.gov.tr/2012/basinaciklama/2012-12-04\\_gediz\\_teklif.htm](http://www.oib.gov.tr/2012/basinaciklama/2012-12-04_gediz_teklif.htm)

**Akdeniz Elektrik Dağıtım A.Ş.:**

Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş.'nin bağlı şirketi olan Akdeniz Elektrik Dağıtım A.Ş.'deki, TEDAŞ'a ait %100 oranındaki hissenin özelleştirilmesine ilişkin açılan ihaleye katılmak üzere; son teklif verme tarihi olan 06.11.2012 Salı günü, saat 16:00'ya kadar teklif veren yatırımcıların listesi aşağıda belirtilmiştir.

1. Genpa Telekomünikasyon ve İletişim Hizmetleri Sanayi Ticaret A.Ş.
2. Alsim Alarko Sanayi Tesisleri ve Ticaret A.Ş.
3. Cengiz-Kolin-Limak Ortak Girişim Grubu
4. Elsan-Tümaş-Karaçay Ortak Girişim Grubu

Kaynak:

[http://www.oib.gov.tr/2012/basinaciklama/2012-11-07\\_tedas\\_akdeniz\\_teklif.htm](http://www.oib.gov.tr/2012/basinaciklama/2012-11-07_tedas_akdeniz_teklif.htm)

**Boğaziçi Elektrik Dağıtım A.Ş.:**

Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. (TEDAŞ)'nin bağlı şirketi olan Boğaziçi Elektrik Dağıtım A.Ş.'deki, TEDAŞ'a ait %100 oranındaki hissenin özelleştirme ihalesinin önyeterliği için başvuran tüm katılımcılar önyeterlik kriterlerini karşılamış olup, katılımcıların listesi aşağıda yer almaktadır:

- 1-Enerjisa Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
- 2-Park Holding Anonim Şirketi
- 3- Zorlu Holding Anonim Şirketi
- 4-Cengiz-Kolin-Limak Ortak Girişim Grubu
- 5-Gen-pa Telekomünikasyon ve İletişim Hizmetleri Sanayi ve Ticaret Anonim Şirketi
- 6-Elsan-Tümaş-Karaçay Ortak Girişim Grubu
- 7-Aksa Elektrik Perakende Satış Anonim Şirketi
- 8- Özyazıcı İnşaat Elektrik Makine Müşavirlik ve Taahhüt Sanayi ve Ticaret Limited Şirketi-Sultanahmet Turizm Anonim Şirketi Ortak Girişim Grubu
- 9- The Tata Power Company Limited
- 10- Çalık Enerji Sanayi ve Ticaret Anonim Şirketi
- 11-IC İctaş İnşaat Sanayi ve Ticaret Anonim Şirketi
- 12-Torunlar Gıda Sanayi Ticaret Anonim Şirketi

Kaynak: [http://www.oib.gov.tr/2012/basinaciklama/2012-10-01\\_BogaziciElektrikDagitim\\_yeterlik\\_niahi.htm](http://www.oib.gov.tr/2012/basinaciklama/2012-10-01_BogaziciElektrikDagitim_yeterlik_niahi.htm)

**AYEDAŞ, Toroslar Elektrik Dağıtım A.Ş., Vangölü Elektrik Dağıtım A.Ş., Dicle Elektrik Dağıtım A.Ş.:**

Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. (TEDAŞ)'nin bağlı şirketleri olan;

-İstanbul Anadolu Yakası Elektrik Dağıtım A.Ş.

-Toroslar Elektrik Dağıtım A.Ş.

-Vangölü Elektrik Dağıtım A.Ş.

-Dicle Elektrik Dağıtım A.Ş.'deki, TEDAŞ'a ait %100 oranındaki hisselerin özelleştirme ihalesine katılmak üzere, 19.02.2013 tarih, saat 17.00'a kadar bu ihaleye **başvuran** katılımcıların listesi ekte belirtilmiştir.

**İstanbul Anadolu Yakası Elektrik Dağıtım A.Ş.**

1. Fina Enerji- Fina Limancılık Ortak Girişim Grubu
2. Alsim Alarko Sanayi Tesisleri ve Ticaret A.Ş.
3. Park Holding A.Ş.
4. Eksim Ortak Girişim Grubu
5. Enerjisa Elektrik Dağıtım A.Ş.
6. Aksa Elektrik Perakende Satış A.Ş.

**Toroslar Elektrik Dağıtım A.Ş.**

1. Fina Enerji- Fina Limancılık Ortak Girişim Grubu
2. Elsan Elektrik Gereçleri Sanayi ve Ticaret A.Ş.
3. Alsim Alarko Sanayi Tesisleri ve Ticaret A.Ş.
4. Park Holding A.Ş.
5. Eksim Ortak Girişim Grubu
6. Çalık Enerji Sanayi ve Ticaret A.Ş.
7. Doğu Akdeniz Ortak Girişim Grubu
8. Enerjisa Elektrik Dağıtım A.Ş.
9. Aksa Elektrik Perakende Satış A.Ş.

**Dicle Elektrik Dağıtım A.Ş.**

1. Limak İnşaat Sanayi ve Ticaret A.Ş.
2. Çalık Enerji Sanayi ve Ticaret A.Ş.
3. Mes A.Ş. - İskur A.Ş. Ortak Girişim Grubu
4. Fina Enerji- Fina Limancılık Ortak Girişim Grubu
5. Fernas İnşaat A.Ş.
6. İşkaya Doğu Ortak Girişim Grubu

**Vangölü Elektrik Dağıtım A.Ş.**

1. Limak İnşaat Sanayi ve Ticaret A.Ş.
2. Özyazıcı İnşaat –Doğu Otomotiv Ortak Girişim Grubu
3. Gen-Pa Telekomünikasyon ve İletişim Hizmetleri Sanayi Ticaret A.Ş.
4. Türkerler İnşaat Turizm Madencilik Enerji Üretim Ticaret ve Sanayi A.Ş.
5. İşkaya Doğu Ortak Girişim Grubu

Kaynak:

[http://www.oib.gov.tr/2013/basinaciklama/2013-02-20\\_eletrik\\_dagitim\\_sirketleri.htm](http://www.oib.gov.tr/2013/basinaciklama/2013-02-20_eletrik_dagitim_sirketleri.htm)

## Ek-2: Dağıtılan Elektrik Tahminleri

Aşağıdaki tablolardaki \* ile işaretli yıllara ait değerler gerçekleşme değil, yatırımcı açısından teklif tarihinde geleceğe yönelik bir tahmin kapsamında elde edilebilecek tahmini değerlerdir.

### Ek 1.1 Başkent EDAŞ Dağıtılan Elektrik Tahmini

2008 yılında Başkent EDAŞ bölgesinde dağıtılan elektrik miktarı 11.855.118 MWh olarak gerçekleşmiştir. Bu değerın Başkent EDAŞ bölgesinin yıllık dağıtılan elektrik büyümesi oranı olarak alınan %4,35 ile çarpılması ile aşağıdaki tahmin değerleri elde edilmiştir. Özelleştirme ihalesi 1 Temmuz 2008 tarihinde yapıldığından teklif sahibi yatırımcıların devir tarihi olarak 2009 yılını esas almış olmaları muhtemeldir. Dolayısıyla tahminler 2009 yılından başlatılmaktadır.

### Başkent EDAŞ Dağıtılan Elektrik Tahmini (2009-2036)

Yıl	Dağıtılan Elektrik (MWh)	Yıl	Dağıtılan Elektrik (MWh)
2009*	12.370.816	2023	22.453.946
2010*	12.908.946	2024	23.430.693
2011*	13.470.485	2025	24.449.928
2012*	14.056.451	2026	25.513.500
2013*	14.667.907	2027	26.623.337
2014	15.305.961	2028	27.781.453
2015	15.971.770	2029	28.989.946
2016	16.666.542	2030	30.251.008
2017	17.391.537	2031	31.566.927
2018	18.148.069	2032	32.940.089
2019	18.937.510	2033	34.372.982
2020	19.761.291	2034	35.868.207
2021	20.620.908	2035	37.428.474
2022	21.517.917	2036	39.056.613

### Ek 1.2 Sakarya EDAŞ Dağıtılan Elektrik Tahmini

2008 yılında Sakarya EDAŞ bölgesinde dağıtılan elektrik miktarı 13.399.476 MWh olarak gerçekleşmiştir. Bu değerın Sakarya EDAŞ bölgesinin yıllık dağıtılan elektrik büyümesi oranı olarak alınan %4 ile çarpılması ile aşağıdaki tahmin değerleri elde edilmiştir. Özelleştirme ihalesi 1 Temmuz 2008 tarihinde yapıldığından teklif sahibi yatırımcıların devir tarihi olarak 2009 yılını esas almış olmaları muhtemeldir. Dolayısıyla tahminler 2009 yılından başlatılmaktadır.

Sakarya EDAŞ Dağıtılan Elektrik Tahmini (2009-2036)

Yıl	Dağıtılan Elektrik (MWh)	Yıl	Dağıtılan Elektrik (MWh)
2009*	13.935.455	2023	24.131.699
2010*	14.492.873	2024	25.096.967
2011*	15.072.588	2025	26.100.846
2012*	15.675.492	2026	27.144.880
2013*	16.302.511	2027	28.230.675
2014	16.954.612	2028	29.359.902
2015	17.632.796	2029	30.534.298
2016	18.338.108	2030	31.755.670
2017	19.071.632	2031	33.025.897
2018	19.834.498	2032	34.346.933
2019	20.627.878	2033	35.720.810
2020	21.452.993	2034	37.149.642
2021	22.311.112	2035	38.635.628
2022	23.203.557	2036	40.181.053

Ek 1.3 Meram EDAŞ Dağıtılan Elektrik Tahmini

2008 yılında Meram EDAŞ bölgesinde dağıtılan elektrik miktarı 6.050.633 MWh olarak gerçekleşmiştir. Bu değer Meram EDAŞ bölgesinin yıllık dağıtılan elektrik büyümesi oranı olarak alınan %5,1 ile çarpılması ile aşağıdaki tahmin değerleri elde edilmiştir. Özelleştirme ihalesi 25 Eylül 2008 tarihinde yapıldığından teklif sahibi yatırımcıların devir tarihi olarak 2009 yılını esas almış olmaları muhtemeldir. Dolayısıyla tahminler 2009 yılından başlatılmaktadır.

Meram EDAŞ Dağıtılan Elektrik Tahmini (2009-2036)

Yıl	Dağıtılan Elektrik (MWh)	Yıl	Dağıtılan Elektrik (MWh)
2009*	6.169.593	2023	12.379.256
2010*	6.484.243	2024	13.010.599
2011*	6.814.939	2025	13.674.139
2012*	7.162.501	2026	14.371.520
2013*	7.527.788	2027	15.104.468
2014	7.911.706	2028	15.874.796
2015	8.315.203	2029	16.684.410
2016	8.739.278	2030	17.535.315
2017	9.184.981	2031	18.429.616
2018	9.653.415	2032	19.369.527
2019	10.145.739	2033	20.357.372
2020	10.663.172	2034	21.395.598
2021	11.206.994	2035	22.486.774
2022	11.778.550	2036	23.633.599



#### Ek 1.4 Osmangazi EDAŞ Dağıtılan Elektrik Tahmini

2009 yılında Osmangazi EDAŞ bölgesinde dağıtılan elektrik miktarı 5.026.695 MWh olarak gerçekleşmiştir. Bu değer Osmangazi EDAŞ bölgesinin yıllık dağıtılan elektrik büyümesi oranı olarak alınan %4 ile çarpılması ile aşağıdaki tahmin değerleri elde edilmiştir. Özelleştirme ihalesi 6 Kasım 2009 tarihinde yapıldığından teklif sahibi yatırımcıların devir tarihi olarak 2010 yılını esas almış olmaları muhtemeldir. Dolayısıyla tahminler 2010 yılından başlatılmaktadır.

#### Osmangazi EDAŞ Dağıtılan Elektrik Tahmini (2010-2036)

Yıl	Dağıtılan Elektrik (MWh)	Yıl	Dağıtılan Elektrik (MWh)
2010*	5.227.763	2024	9.052.794
2011*	5.436.873	2025	9.414.905
2012*	5.654.348	2026	9.791.502
2013*	5.880.522	2027	10.183.162
2014	6.115.743	2028	10.590.488
2015	6.360.373	2029	11.014.108
2016	6.614.788	2030	11.454.672
2017	6.879.379	2031	11.912.859
2018	7.154.554	2032	12.389.373
2019	7.440.737	2033	12.884.948
2020	7.738.366	2034	13.400.346
2021	8.047.901	2035	13.936.360
2022	8.369.817	2036	14.493.814
2023	8.704.609		

#### Ek 1.5 Uludağ EDAŞ Dağıtılan Elektrik Tahmini

2009 yılında Uludağ EDAŞ bölgesinde dağıtılan elektrik miktarı 8.961.427 MWh olarak gerçekleşmiştir. Bu değer Uludağ EDAŞ bölgesinin yıllık dağıtılan elektrik büyümesi oranı olarak alınan %3,75 ile çarpılması ile aşağıdaki tahmin değerleri elde edilmiştir. Özelleştirme ihalesi 18 Şubat 2010 tarihinde yapıldığından teklif sahibi yatırımcıların devir tarihi olarak 2010 yılını esas almış olmaları muhtemeldir. Dolayısıyla tahminler 2010 yılından başlatılmaktadır.

Uludağ EDAŞ Dağıtılan Elektrik Tahmini (2010-2036)

Yıl	Dağıtılan Elektrik (MWh)	Yıl	Dağıtılan Elektrik (MWh)
2010*	9.297.481	2024	15.566.779
2011*	9.646.136	2025	16.150.533
2012*	10.007.866	2026	16.756.178
2013*	10.383.161	2027	17.384.535
2014	10.772.530	2028	18.036.455
2015	11.176.500	2029	18.712.822
2016	11.595.618	2030	19.414.552
2017	12.030.454	2031	20.142.598
2018	12.481.596	2032	20.897.946
2019	12.949.656	2033	21.681.619
2020	13.435.268	2034	22.494.679
2021	13.939.090	2035	23.338.230
2022	14.461.806	2036	24.213.413
2023	15.004.124		

Ek 1.6 Çamlıbel EDAŞ Dağıtılan Elektrik Tahmini

2009 yılında Çamlıbel EDAŞ bölgesinde dağıtılan elektrik miktarı 2.214.428 MWh olarak gerçekleşmiştir. Bu değer Çamlıbel EDAŞ bölgesinin yıllık dağıtılan elektrik büyümesi oranı olarak alınan %2,78 ile çarpılması ile aşağıdaki tahmin değerleri elde edilmiştir. Özelleştirme ihalesi 18 Şubat 2010 tarihinde yapıldığından teklif sahibi yatırımcıların devir tarihi olarak 2010 yılını esas almış olmaları muhtemeldir. Dolayısıyla tahminler 2010 yılından başlatılmaktadır.

Çamlıbel EDAŞ Dağıtılan Elektrik Tahmini (2010-2036)

Yıl	Dağıtılan Elektrik (MWh)	Yıl	Dağıtılan Elektrik (MWh)
2010*	2.275.989	2024	3.341.110
2011*	2.339.261	2025	3.433.993
2012*	2.404.293	2026	3.529.458
2013*	2.471.132	2027	3.627.577
2014	2.539.830	2028	3.728.423
2015	2.610.437	2029	3.832.073
2016	2.683.007	2030	3.938.605
2017	2.757.595	2031	4.048.098
2018	2.834.256	2032	4.160.635
2019	2.913.048	2033	4.276.301
2020	2.994.031	2034	4.395.182
2021	3.077.265	2035	4.517.368
2022	3.162.813	2036	4.642.951
2023	3.250.739		

### Ek 1.7 Çoruh EDAŞ Dağıtılan Elektrik Tahmini

2009 yılında Çoruh EDAŞ bölgesinde dağıtılan elektrik miktarı 2.584.671 MWh olarak gerçekleşmiştir. Bu değer Çoruh EDAŞ bölgesinin yıllık dağıtılan elektrik büyümesi oranı olarak alınan %4,15 ile çarpılması ile aşağıdaki tahmin değerleri elde edilmiştir. Özelleştirme ihalesi 6 Kasım 2009 tarihinde yapıldığından teklif sahibi yatırımcıların devir tarihi olarak 2010 yılını esas almış olmaları muhtemeldir. Dolayısıyla tahminler 2010 yılından başlatılmaktadır.

### Çoruh EDAŞ Dağıtılan Elektrik Tahmini (2010-2036)

Yıl	Dağıtılan Elektrik (MWh)	Yıl	Dağıtılan Elektrik (MWh)
2010*	2.691.934	2024	4.756.575
2011*	2.803.650	2025	4.953.972
2012*	2.920.001	2026	5.159.562
2013*	3.041.181	2027	5.373.684
2014	3.167.390	2028	5.596.692
2015	3.298.837	2029	5.828.955
2016	3.435.739	2030	6.070.856
2017	3.578.322	2031	6.322.797
2018	3.726.822	2032	6.585.193
2019	3.881.485	2033	6.858.479
2020	4.042.567	2034	7.143.105
2021	4.210.333	2035	7.439.544
2022	4.385.062	2036	7.748.285
2023	4.567.042		

### Ek 1.8 Yeşilirmak EDAŞ Dağıtılan Elektrik Tahmini

2009 yılında Yeşilirmak EDAŞ bölgesinde dağıtılan elektrik miktarı 4.135.236 MWh olarak gerçekleşmiştir. Bu değer Yeşilirmak EDAŞ bölgesinin yıllık dağıtılan elektrik büyümesi oranı olarak alınan %4,23 ile çarpılması ile aşağıdaki tahmin değerleri elde edilmiştir. Özelleştirme ihalesi 6 Kasım 2009 tarihinde yapıldığından teklif sahibi yatırımcıların devir tarihi olarak 2010 yılını esas almış olmaları muhtemeldir. Dolayısıyla tahminler 2010 yılından başlatılmaktadır.

Yeşilirmak EDAŞ Dağıtılan Elektrik Tahmini (2010-2036)

Yıl	Dağıtılan Elektrik (MWh)	Yıl	Dağıtılan Elektrik (MWh)
2010*	4.310.156	2024	7.698.238
2011*	4.492.476	2025	8.023.873
2012*	4.682.507	2026	8.363.283
2013*	4.880.577	2027	8.717.050
2014	5.087.026	2028	9.085.781
2015	5.302.207	2029	9.470.110
2016	5.526.490	2030	9.870.695
2017	5.760.261	2031	10.288.226
2018	6.003.920	2032	10.723.418
2019	6.257.886	2033	11.177.018
2020	6.522.594	2034	11.649.806
2021	6.798.500	2035	12.142.593
2022	7.086.077	2036	12.656.225
2023	7.385.818		

Ek 1.9 Fırat EDAŞ Dağıtılan Elektrik Tahmini

2009 yılında Fırat EDAŞ bölgesinde dağıtılan elektrik miktarı 2.348.132 MWh olarak gerçekleşmiştir. Bu değer Fırat EDAŞ bölgesinin yıllık dağıtılan elektrik büyümesi oranı olarak alınan %4,88 ile çarpılması ile aşağıdaki tahmin değerleri elde edilmiştir. Özelleştirme ihalesi 18 Şubat 2010 tarihinde yapıldığından teklif sahibi yatırımcıların devir tarihi olarak 2010 yılını esas almış olmaları muhtemeldir. Dolayısıyla tahminler 2010 yılından başlatılmaktadır.

Fırat EDAŞ Dağıtılan Elektrik Tahmini (2010-2036)

Yıl	Dağıtılan Elektrik (MWh)	Yıl	Dağıtılan Elektrik (MWh)
2010*	2.462.721	2024	4.798.580
2011*	2.582.902	2025	5.032.751
2012*	2.708.948	2026	5.278.349
2013*	2.841.144	2027	5.535.933
2014	2.979.792	2028	5.806.086
2015	3.125.206	2029	6.089.423
2016	3.277.716	2030	6.386.587
2017	3.437.669	2031	6.698.252
2018	3.605.427	2032	7.025.127
2019	3.781.372	2033	7.367.953
2020	3.965.903	2034	7.727.510
2021	4.159.439	2035	8.104.612
2022	4.362.419	2036	8.500.117
2023	4.575.305		

#### Ek 1.10 Trakya EDAŞ Dağıtılan Elektrik Tahmini

2010 yılında Trakya EDAŞ bölgesinde dağıtılan elektrik miktarı 5.329.066 MWh olarak gerçekleşmiştir. Bu değer Trakya EDAŞ bölgesinin yıllık dağıtılan elektrik büyümesi oranı olarak alınan %5,5 ile çarpılması ile aşağıdaki tahmin değerleri elde edilmiştir. Özelleştirme ihalesi 9 Ağustos 2010 tarihinde yapıldığından teklif sahibi yatırımcıların devir tarihi olarak 2011 yılını esas almış olmaları muhtemeldir. Dolayısıyla tahminler 2011 yılından başlatılmaktadır.

Trakya EDAŞ'ın dağıtılan elektrik miktarları yıllar itibariyle büyük değişkenlik göstermektedir. İlk yıllarda özellikle sanayileşmeden kaynaklanan yüksek talebin belli bir noktadan itibaren stabilize olması beklenebilir. Bu nedenle, büyüme oranı geçmiş dönem ortalama büyümesinden ve zamanla talebin daha durağan hale geleceği beklentisinden hareketle hesaplanmıştır.

#### Trakya EDAŞ Dağıtılan Elektrik Tahmini (2011-2036)

Yıl	Dağıtılan Elektrik (MWh)	Yıl	Dağıtılan Elektrik (MWh)
2011*	5.622.165	2024	11.276.791
2012*	5.931.384	2025	11.897.015
2013*	6.257.610	2026	12.551.350
2014*	6.601.778	2027	13.241.675
2015	6.964.876	2028	13.969.967
2016	7.347.944	2029	14.738.315
2017	7.752.081	2030	15.548.922
2018	8.178.446	2031	16.404.113
2019	8.628.260	2032	17.306.339
2020	9.102.815	2033	18.258.188
2021	9.603.469	2034	19.262.388
2022	10.131.660	2035	20.321.820
2023	10.688.901	2036	21.439.520

#### Ek 1.11 Boğaziçi EDAŞ Dağıtılan Elektrik Tahmini

2012 yılında Boğaziçi EDAŞ bölgesinde dağıtılan elektrik miktarı 24.403.736 MWh olarak gerçekleşmiştir. Bu değer Boğaziçi EDAŞ bölgesinin yıllık dağıtılan elektrik büyümesi oranı olarak alınan %3,45 ile çarpılması ile aşağıdaki tahmin değerleri elde edilmiştir. Özelleştirme ihalesi 14 Aralık 2012 tarihinde yapıldığından teklif sahibi yatırımcıların devir tarihi olarak 2013 yılını esas almış olmaları muhtemeldir. Dolayısıyla tahminler 2013 yılından başlatılmaktadır.

Boğaziçi EDAŞ Dağıtılan Elektrik Tahmini (2013-2036)

Yıl	Dağıtılan Elektrik (MWh)	Yıl	Dağıtılan Elektrik (MWh)
2013*	25.245.665	2027	40.589.504
2014	26.116.640	2028	41.989.842
2015	27.017.664	2029	43.438.491
2016	27.949.774	2030	44.937.119
2017	28.914.041	2031	46.487.450
2018	29.911.575	2032	48.091.267
2019	30.943.525	2033	49.750.415
2020	32.011.076	2034	51.466.805
2021	33.115.458	2035	53.242.410
2022	34.257.942	2036	55.079.273
2023	35.439.841		
2024	36.662.515		
2025	37.927.372		
2026	39.235.866		

Ek 1.12 Akdeniz EDAŞ Dağıtılan Elektrik Tahmini

2012 yılında Akdeniz EDAŞ bölgesinde dağıtılan elektrik miktarı 7.719.811 MWh olarak gerçekleşmiştir. Bu değer Akdeniz EDAŞ bölgesinin yıllık dağıtılan elektrik büyümesi oranı olarak alınan %4,74 ile çarpılması ile aşağıdaki tahmin değerleri elde edilmiştir. Özelleştirme ihalesi 12 Kasım 2012 tarihinde yapıldığından teklif sahibi yatırımcıların devir tarihi olarak 2013 yılını esas almış olmaları muhtemeldir. Dolayısıyla tahminler 2013 yılından başlatılmaktadır.

Akdeniz EDAŞ Dağıtılan Elektrik Tahmini (2013-2036)

Yıl	Dağıtılan Elektrik (MWh)	Yıl	Dağıtılan Elektrik (MWh)
2013*	8.085.730	2027	15.463.052
2014	8.468.994	2028	16.196.000
2015	8.870.424	2029	16.963.691
2016	9.290.882	2030	17.767.770
2017	9.731.270	2031	18.609.962
2018	10.192.532	2032	19.492.074
2019	10.675.658	2033	20.415.999
2020	11.181.684	2034	21.383.717
2021	11.711.696	2035	22.397.305
2022	12.266.830	2036	23.458.937
2023	12.848.278		
2024	13.457.287		
2025	14.095.162		
2026	14.763.273		

### Ek 1.13 Gediz EDAŞ Dağıtılan Elektrik Tahmini

2012 yılında Gediz EDAŞ bölgesinde dağıtılan elektrik miktarı 13.318.134 MWh olarak gerçekleşmiştir. Bu değer Gediz EDAŞ bölgesinin yıllık dağıtılan elektrik büyümesi oranı olarak alınan %4,08 ile çarpılması ile aşağıdaki tahmin değerleri elde edilmiştir. Özelleştirme ihalesi 19 Aralık 2012 tarihinde yapıldığından teklif sahibi yatırımcıların devir tarihi olarak 2013 yılını esas almış olmaları muhtemeldir. Dolayısıyla tahminler 2013 yılından başlatılmaktadır.

### Gediz EDAŞ Dağıtılan Elektrik Tahmini (2013-2036)

Yıl	Dağıtılan Elektrik (MWh)	Yıl	Dağıtılan Elektrik (MWh)
2013*	13.861.514	2027	24.263.455
2014	14.427.064	2028	25.253.403
2015	15.015.688	2029	26.283.742
2016	15.628.328	2030	27.356.119
2017	16.265.964	2031	28.472.249
2018	16.929.615	2032	29.633.916
2019	17.620.343	2033	30.842.980
2020	18.339.253	2034	32.101.374
2021	19.087.495	2035	33.411.110
2022	19.866.265	2036	34.774.283
2023	20.676.808		
2024	21.520.422		
2025	22.398.455		
2026	23.312.312		

### Ek 1.14 Aras EDAŞ Dağıtılan Elektrik Tahmini

2008 yılında Aras EDAŞ bölgesinde dağıtılan elektrik miktarı 2.276.226 MWh olarak gerçekleşmiştir. Bu değer Aras EDAŞ bölgesinin yıllık dağıtılan elektrik büyümesi oranı olarak alınan %5 ile çarpılması ile aşağıdaki tahmin değerleri elde edilmiştir. Şirketin devri 28 Haziran 2013 tarihinde yapılmış olsa da, özelleştirme ihalesinin tarihi 25 Eylül 2008'dir. Teklif sahibi yatırımcıların devir tarihi olarak 2009 yılını esas almış olmaları muhtemeldir. Dolayısıyla tahminler 2009 yılından başlatılmaktadır. Devrideki gecikme, uzun süren mahkeme sürecinden kaynaklanmıştır. Aras bölgesinde kayıp kaçakla mücadelede sağlanacak başarıyı öngörmek zor olsa da, ortalama büyüme oranı talep artışının stabilize olabileceği ortalama bir değer olarak kabul edilmiştir.

Aras EDAŞ Dağıtılan Elektrik Tahmini (2009-2036)

Yıl	Dağıtılan Elektrik (MWh)	Yıl	Dağıtılan Elektrik (MWh)
2009*	2.390.037	2023	4.732.110
2010*	2.509.539	2024	4.968.716
2011*	2.635.016	2025	5.217.152
2012*	2.766.767	2026	5.478.009
2013*	2.905.105	2027	5.751.910
2014	3.050.361	2028	6.039.505
2015	3.202.879	2029	6.341.480
2016	3.363.022	2030	6.658.555
2017	3.531.174	2031	6.991.482
2018	3.707.732	2032	7.341.056
2019	3.893.119	2033	7.708.109
2020	4.087.775	2034	8.093.515
2021	4.292.164	2035	8.498.190
2022	4.506.772	2036	8.923.100

Ek 1.15 Dicle EDAŞ Dağıtılan Elektrik Tahmini

Özelleştirme ihalesi 15 Mart 2013 tarihinde yapıldığından teklif sahibi yatırımcıların devir tarihi olarak 2013 yılını esas almış olmaları muhtemeldir. Dolayısıyla tahminler 2013 yılından başlatılmaktadır. Bu bölgedeki talep, yüksek orandaki kayıp-kaçak nedeniyle ciddi artışlar ve dalgalanmalar göstermektedir. Şirketin kayıp-kaçakla mücadelede ne ölçüde başarılı olabileceğini tahmin etmek çok zordur. 2012 yılı dağıtılan elektrik miktarı olan 19.473.308 MWh, 2024 yılına kadar yıllık ortalama %4,5 oranında, 2024-2034 arasında yıllık ortalama %4 oranında ve 2035'ten itibaren yıllık ortalama %3,5 büyüme oranıyla arttırılarak aşağıdaki sonuçlara ulaşılmıştır. Şirketin geçmiş yıllar talep büyümesi daha yüksektir, ancak kayıp-kaçakla mücadelenin ve verimlilik artışının sağlanabilmesi halinde uzun vadede daha stabil bir talep artışı gözlenebilir.



Dicle EDAŞ Dağıtılan Elektrik Tahmini (2013-2042)

Yıl	Dağıtılan Elektrik (MWh)	Yıl	Dağıtılan Elektrik (MWh)
2013*	20.349.607	2028	38.449.051
2014	21.265.339	2029	39.987.013
2015	22.222.279	2030	41.586.493
2016	23.222.282	2031	43.249.953
2017	24.267.285	2032	44.979.951
2018	25.359.313	2033	46.779.149
2019	26.500.482	2034	48.650.315
2020	27.693.003	2035	50.353.076
2021	28.939.188	2036	52.115.434
2022	30.241.452	2037	53.939.474
2023	31.602.317	2038	55.827.356
2024	32.866.410	2039	57.781.313
2025	34.181.066	2040	59.803.659
2026	35.548.309	2041	61.896.787
2027	36.970.241	2042	64.063.175

Ek 1.16 Vangözü EDAŞ Dağıtılan Elektrik Tahmini

Vangözü EDAŞ'ın lisans süresi özelleştirme sürecinde 2042 yılına kadar uzatılmıştır. Özelleştirme ihalesi 15 Mart 2013 tarihinde yapıldığından teklif sahibi yatırımcıların devir tarihi olarak 2013 yılını esas almış olmaları muhtemeldir. Dolayısıyla tahminler 2013 yılından başlatılmaktadır. Bu bölgedeki talep, yüksek orandaki kayıp-kaçak nedeniyle ciddi artışlar ve dalgalanmalar göstermektedir. Şirketin kayıp-kaçakla mücadelede ne ölçüde başarılı olabileceğini tahmin etmek çok zordur. 2012 yılı dağıtılan elektrik miktarı olan 3.770.652 MWh, 2024 yılına kadar yıllık ortalama %6, 2024-2034 arasında yıllık ortalama %5 ve devam eden dönemde yıllık ortalama %4 büyüme oranıyla arttırılarak aşağıdaki sonuçlara ulaşılmıştır. Şirketin geçmiş yıllar talep büyümesi daha yüksektir, ancak kayıp-kaçakla mücadelenin ve verimlilik artışının sağlanabilmesi halinde uzun vadede daha stabil bir talep artışı gözlenebilir.

Vangözü EDAS Dağıtılan Elektrik Tahmini (2013-2042)

Yıl	Dağıtılan Elektrik (MWh)	Yıl	Dağıtılan Elektrik (MWh)
2013*	3.996.891	2028	9.222.402
2014	4.236.705	2029	9.683.522
2015	4.490.907	2030	10.167.698
2016	4.760.361	2031	10.676.083
2017	5.045.983	2032	11.209.887
2018	5.348.742	2033	11.770.381
2019	5.669.666	2034	12.358.900
2020	6.009.846	2035	12.853.256
2021	6.370.437	2036	13.367.386
2022	6.752.663	2037	13.902.082
2023	7.157.823	2038	14.458.165
2024	7.587.293	2039	15.036.492
2025	7.966.657	2040	15.637.952
2026	8.364.990	2041	16.263.470
2027	8.783.240	2042	16.914.008

Ek 1.17 İstanbul Anadolu Yakası EDAS Dağıtılan Elektrik Tahmini

AYEDAŞ'ın lisans süresi özelleştirme sürecinde 2042 yılına kadar uzatılmıştır. Özelleştirme ihalesi 15 Mart 2013 tarihinde yapıldığından teklif sahibi yatırımcıların devir tarihi olarak 2013 yılını esas almış olmaları muhtemeldir. Dolayısıyla tahminler 2013 yılından başlatılmaktadır. 2012 yılında 10.807.000 MWh elektrik dağıtılan AYEDAŞ bölgesinin dağıtılan elektrik tahmini, geçmiş yıl verilerinden elde edilen yıllık ortalama %5,44 büyüme oranı ile artırılarak aşağıdaki sonuçlara ulaşılmıştır.

AYEDAŞ Dağıtılan Elektrik Tahmini (2013-2042)

Yıl	Dağıtılan Elektrik (MWh)	Yıl	Dağıtılan Elektrik (MWh)
2013*	11.394.901	2028	25.222.696
2014	12.014.783	2029	26.594.811
2015	12.668.388	2030	28.041.568
2016	13.357.548	2031	29.567.030
2017	14.084.199	2032	31.175.476
2018	14.850.379	2033	32.871.422
2019	15.658.240	2034	34.659.628
2020	16.510.048	2035	36.545.111
2021	17.408.194	2036	38.533.165
2022	18.355.200	2037	40.629.369
2023	19.353.723	2038	42.839.607
2024	20.406.566	2039	45.170.082
2025	21.516.683	2040	47.627.334
2026	22.687.190	2041	50.218.261
2027	23.921.373	2042	52.950.135

Ek 1.18 Toroslar EDAŞ Dağıtılan Elektrik Tahmini

Toroslar EDAŞ'ın lisans süresi özelleştirme sürecinde 2042 yılına kadar uzatılmıştır. Özelleştirme ihalesi 15 Mart 2013 tarihinde yapıldığından teklif sahibi yatırımcıların devir tarihi olarak 2013 yılını esas almış olmaları muhtemeldir. Dolayısıyla tahminler 2013 yılından başlatılmaktadır. Toroslar EDAŞ'ın dağıtılan elektrik miktarı yıllar itibariyle dalgalanmalar içermektedir. Bu nedenle 2012 yılında 13.637.000 MWh elektrik dağıtılan Toroslar EDAŞ bölgesinin dağıtılan elektrik tahmini, geçmiş yıl verilerinden elde edilen ortalama büyüme oranının uzun vadede stabilize olacağı kabul edilen yıllık ortalama %4,75 ile artırılarak aşağıdaki sonuçlara ulaşılmıştır.

Toroslar EDAŞ Dağıtılan Elektrik Tahmini (2013-2042)

Yıl	Dağıtılan Elektrik (MWh)	Yıl	Dağıtılan Elektrik (MWh)
2013*	14.284.758	2028	28.653.874
2014	14.963.283	2029	30.014.933
2015	15.674.039	2030	31.440.642
2016	16.418.556	2031	32.934.073
2017	17.198.438	2032	34.498.441
2018	18.015.364	2033	36.137.117
2019	18.871.093	2034	37.853.630
2020	19.767.470	2035	39.651.678
2021	20.706.425	2036	41.535.132
2022	21.689.980	2037	43.508.051
2023	22.720.254	2038	45.574.684
2024	23.799.466	2039	47.739.481
2025	24.929.941	2040	50.007.107
2026	26.114.113	2041	52.382.444
2027	27.354.534	2042	54.870.610

### Ek-3: Satılan Elektrik Tahminleri

Aşağıdaki tablolardaki \* ile işaretli yıllara ait değerler gerçekleşme değil, yatırımcı açısından teklif tarihinde geleceğe yönelik bir tahmin kapsamında elde edilebilecek tahmini değerlerdir.

#### CLK Akdeniz EPAŞ

Uzun dönemli satılan/dağıtılan elektrik oranı %75 olarak alınmıştır. AOSF değerleri Ek-5'te verilmiştir. Bu kapsamda elde edilen satış tahminleri aşağıdaki gibidir:

Yıl	Dağıtılan Elektrik (MWh)	Satılan Elektrik (MWh)	SATIŞ (TL)
2013*	8.085.730	6.064.298	1.342.152.863
2014*	8.468.994	6.351.746	1.405.770.974
2015	8.870.424	6.652.818	1.472.404.466
2016	9.290.882	6.968.162	1.542.196.422
2017	9.731.270	7.298.453	1.615.296.564
2018	10.192.532	7.644.399	1.691.861.588
2019	10.675.658	8.006.744	1.772.055.825
2020	11.181.684	8.386.263	1.856.051.239
2021	11.711.696	8.783.772	1.944.028.098
2022	12.266.830	9.200.123	2.036.174.965
2023	12.848.278	9.636.209	2.132.689.701
2024	13.457.287	10.092.965	2.233.779.296
2025	14.095.162	10.571.372	2.339.660.368
2026	14.763.273	11.072.455	2.450.560.323
2027	15.463.052	11.597.289	2.566.716.859
2028	16.196.000	12.147.000	2.688.379.127
2029	16.963.691	12.722.768	2.815.808.398
2030	17.767.770	13.325.828	2.949.277.723
2031	18.609.962	13.957.472	3.089.073.438
2032	19.492.074	14.619.056	3.235.495.486
2033	20.415.999	15.311.999	3.388.858.087
2034	21.383.717	16.037.788	3.549.489.902
2035	22.397.305	16.797.979	3.717.735.692
2036	23.458.937	17.594.203	3.893.956.321

**Aras EPAŞ**

Satılan/dağıtılan elektrik oranı 2009'te %65, her yıl 1 puan artarak 2024'te %80 olması ve devamında %80 olarak sabitlenme varsayımı ile satış miktarı tahmin edilmiştir. AOSF değerleri Ek-5'te verilmiştir. Bu kapsamda elde edilen satış tahminleri aşağıdaki gibidir:

Yıl	Dağıtılan Elektrik (MWh)	Satılan Elektrik (MWh)	SATIŞ (TL)
2009*	2.390.037	1.553.524	233.358.061
2010*	2.509.539	1.656.296	248.795.609
2011*	2.635.016	1.765.461	265.193.506
2012*	2.766.767	1.881.402	282.609.219
2013*	2.905.105	2.004.522	301.103.463
2014*	3.050.361	2.135.253	320.740.724
2015	3.202.879	2.274.044	341.588.866
2016	3.363.022	2.421.376	363.719.873
2017	3.531.174	2.577.757	387.210.213
2018	3.707.732	2.743.722	412.140.108
2019	3.893.119	2.919.839	438.595.093
2020	4.087.775	3.106.709	466.665.184
2021	4.292.164	3.304.966	496.445.820
2022	4.506.772	3.515.282	528.037.804
2023	4.732.110	3.738.367	561.547.824
2024	4.968.716	3.974.973	597.088.885
2025	5.217.152	4.173.722	626.943.354
2026	5.478.009	4.382.407	658.290.449
2027	5.751.910	4.601.528	691.205.038
2028	6.039.505	4.831.604	725.765.230
2029	6.341.480	5.073.184	762.053.461
2030	6.658.555	5.326.844	800.156.254
2031	6.991.482	5.593.186	840.163.977
2032	7.341.056	5.872.845	882.172.164
2033	7.708.109	6.166.487	926.280.796
2034	8.093.515	6.474.812	972.594.902
2035	8.498.190	6.798.552	1.021.224.557
2036	8.923.100	7.138.480	1.072.285.845

### İstanbul Anadolu Yakası EPAŞ

Uzun dönemli satılan/dağıtılan elektrik oranı %88 olarak alınmıştır. AOSF değerleri Ek-5'te verilmiştir. Bu kapsamda elde edilen satış tahminleri aşağıdaki gibidir:

Yıl	Dağıtılan Elektrik (MWh)	Satılan Elektrik (MWh)	SATIŞ (TL)
2013*	11.394.901	10.027.513	2.253.203.752
2014*	12.014.783	10.573.009	2.375.778.036
2015	12.668.388	11.148.181	2.505.020.361
2016	13.357.548	11.754.642	2.641.293.469
2017	14.084.199	12.394.095	2.784.979.834
2018	14.850.379	13.068.333	2.936.482.737
2019	15.658.240	13.779.251	3.096.227.398
2020	16.510.048	14.528.842	3.264.662.168
2021	17.408.194	15.319.211	3.442.259.790
2022	18.355.200	16.152.576	3.629.518.723
2023	19.353.723	17.031.276	3.826.964.541
2024	20.406.566	17.957.778	4.035.151.412
2025	21.516.683	18.934.681	4.254.663.649
2026	22.687.190	19.964.727	4.486.117.352
2027	23.921.373	21.050.809	4.730.162.135
2028	25.222.696	22.195.973	4.987.482.956
2029	26.594.811	23.403.433	5.258.802.028
2030	28.041.568	24.676.580	5.544.880.859
2031	29.567.030	26.018.986	5.846.522.377
2032	31.175.476	27.434.419	6.164.573.195
2033	32.871.422	28.926.851	6.499.925.977
2034	34.659.628	30.500.472	6.853.521.950
2035	36.545.111	32.159.698	7.226.353.544
2036	38.533.165	33.909.185	7.619.467.177
2037	40.629.369	35.753.845	8.033.966.191
2038	42.839.607	37.698.854	8.471.013.952
2039	45.170.082	39.749.672	8.931.837.111
2040	47.627.334	41.912.054	9.417.729.050
2041	50.218.261	44.192.070	9.930.053.510
2042	52.950.135	46.596.119	10.470.248.421

## Enerjisa EPAŞ

Uzun dönemli satılan/dağıtılan elektrik oranı %85 olarak alınmıştır. AOSF değerleri Ek-5'te verilmiştir. Bu kapsamda elde edilen satış tahminleri aşağıdaki gibidir:

Yıl	Dağıtılan Elektrik (MWh)	Satılan Elektrik (MWh)	SATIŞ (TL)
2009*	12.370.816	10.515.194	1.248.101.804
2010*	12.908.946	10.972.604	1.302.394.183
2011*	13.470.485	11.449.912	1.359.048.315
2012*	14.056.451	11.947.983	1.418.166.906
2013*	14.667.907	12.467.721	1.479.857.205
2014*	15.305.961	13.010.067	1.544.230.998
2015	15.971.770	13.576.005	1.611.405.016
2016	16.666.542	14.166.561	1.681.501.135
2017	17.391.537	14.782.806	1.754.646.477
2018	18.148.069	15.425.859	1.830.973.613
2019	18.937.510	16.096.884	1.910.620.965
2020	19.761.291	16.797.097	1.993.732.908
2021	20.620.908	17.527.772	2.080.460.374
2022	21.517.917	18.290.229	2.170.960.350
2023	22.453.946	22.453.946	19.085.854
2024	23.430.693	23.430.693	19.916.089
2025	24.449.928	24.449.928	20.782.439
2026	25.513.500	25.513.500	21.686.475
2027	26.623.337	26.623.337	22.629.836
2028	27.781.453	27.781.453	23.614.235
2029	28.989.946	28.989.946	24.641.454
2030	30.251.008	30.251.008	25.713.357
2031	31.566.927	31.566.927	26.831.888
2032	32.940.089	32.940.089	27.999.076
2033	34.372.982	34.372.982	29.217.035
2034	35.868.207	35.868.207	30.487.976
2035	37.428.474	37.428.474	31.814.203
2036	39.056.613	39.056.613	33.198.121



### CLK Boğaziçi EPAŞ

Uzun dönemli satılan/dağıtılan elektrik oranı %80 olarak alınmıştır. AOSF değerleri Ek-5'te verilmiştir. Bu kapsamda elde edilen satış tahminleri aşağıdaki gibidir:

Yıl	Dağıtılan Elektrik (MWh)	Satılan Elektrik (MWh)	SATIŞ (TL)
2013*	25.245.665	20.196.532	4.508.156.091
2014*	26.116.640	20.893.312	4.663.687.397
2015	27.017.664	21.614.131	4.824.584.598
2016	27.949.774	22.359.819	4.991.032.873
2017	28.914.041	23.131.233	5.163.223.470
2018	29.911.575	23.929.260	5.341.354.606
2019	30.943.525	24.754.820	5.525.631.458
2020	32.011.076	25.608.861	5.716.265.634
2021	33.115.458	26.492.366	5.913.476.777
2022	34.257.942	27.406.354	6.117.491.851
2023	35.439.841	28.351.873	6.328.545.320
2024	36.662.515	29.330.012	6.546.880.041
2025	37.927.372	30.341.898	6.772.747.444
2026	39.235.866	31.388.693	7.006.407.171
2027	40.589.504	32.471.603	7.248.128.330
2028	41.989.842	33.591.874	7.498.188.777
2029	43.438.491	34.750.793	7.756.876.192
2030	44.937.119	35.949.695	8.024.488.432
2031	46.487.450	37.189.960	8.301.333.353
2032	48.091.267	38.473.014	8.587.729.349
2033	49.750.415	39.800.332	8.884.005.885
2034	51.466.805	41.173.444	9.190.504.209
2035	53.242.410	42.593.928	9.507.576.645
2036	55.079.273	44.063.418	9.835.588.014

### CLK Çamlıbel EPAŞ

Uzun dönemli satılan/dağıtılan elektrik oranı %90 olarak alınmıştır. AOSF değerleri Ek-5'te verilmiştir. Bu kapsamda elde edilen satış tahminleri aşağıdaki gibidir:

Yıl	Dağıtılan Elektrik (MWh)	Satılan Elektrik (MWh)	SATIŞ (TL)
2010*	2.275.989	2.048.390	332.224.477
2011*	2.339.261	2.105.335	341.460.245
2012*	2.404.293	2.163.864	350.952.920
2013*	2.471.132	2.224.019	360.709.360
2014*	2.539.830	2.285.847	370.737.158
2015	2.610.437	2.349.393	381.043.611
2016	2.683.007	2.414.706	391.636.602
2017	2.757.595	2.481.836	402.524.158
2018	2.834.256	2.550.830	413.714.309
2019	2.913.048	2.621.743	425.215.521
2020	2.994.031	2.694.628	437.036.551
2021	3.077.265	2.769.539	449.186.158
2022	3.162.813	2.846.532	461.673.538
2023	3.250.739	2.925.665	474.508.033
2024	3.341.110	3.006.999	487.699.423
2025	3.433.993	3.090.594	501.257.488
2026	3.529.458	3.176.512	515.192.445
2027	3.627.577	3.264.819	529.514.805
2028	3.728.423	3.355.581	544.235.223
2029	3.832.073	3.448.866	559.364.939
2030	3.938.605	3.544.745	574.915.338
2031	4.048.098	3.643.288	590.897.953
2032	4.160.635	3.744.572	607.324.898
2033	4.276.301	3.848.671	624.208.581
2034	4.395.182	3.955.664	641.561.555
2035	4.517.368	4.065.631	659.396.957
2036	4.642.951	4.178.656	677.728.217

### Çoruh EPAŞ

Uzun dönemli satılan/dağıtılan elektrik oranı %85 olarak alınmıştır. AOSF değerleri Ek-5'te verilmiştir. Bu kapsamda elde edilen satış tahminleri aşağıdaki gibidir:

Yıl	Dağıtılan Elektrik (MWh)	Satılan Elektrik (MWh)	SATIŞ (TL)
2010*	2.691.934	2.288.144	401.255.372
2011*	2.803.650	2.383.103	417.907.580
2012*	2.920.001	2.482.001	435.250.674
2013*	3.041.181	2.585.004	453.313.570
2014*	3.167.390	2.692.282	472.126.082
2015	3.298.837	2.804.011	491.719.361
2016	3.435.739	2.920.378	512.125.754
2017	3.578.322	3.041.574	533.378.948
2018	3.726.822	3.167.799	555.514.120
2019	3.881.485	3.299.262	578.567.939
2020	4.042.567	3.436.182	602.578.564
2021	4.210.333	3.578.783	627.585.496
2022	4.385.062	3.727.303	653.630.321
2023	4.567.042	3.881.986	680.755.968
2024	4.756.575	4.043.089	709.007.454
2025	4.953.972	4.210.876	738.431.134
2026	5.159.562	4.385.628	769.076.050
2027	5.373.684	4.567.631	800.992.733
2028	5.596.692	4.757.188	834.233.948
2029	5.828.955	4.954.612	868.854.699
2030	6.070.856	5.160.228	904.912.075
2031	6.322.797	5.374.377	942.465.997
2032	6.585.193	5.597.414	981.578.325
2033	6.858.479	5.829.707	1.022.313.898
2034	7.143.105	6.071.639	1.064.739.794
2035	7.439.544	6.323.612	1.108.926.517
2036	7.748.285	6.586.042	1.154.946.956

## Dicle EPAŞ

2013 yılında %30 olan satılan/dağıtılan elektrik oranı her yıl 1 puan artırılarak 2042 yılında %59 olacak şekilde satış miktarları tahmin edilmiştir. AOSF değerleri Ek-5'te verilmiştir. Bu kapsamda elde edilen satış tahminleri aşağıdaki gibidir:

Yıl	Dağıtılan Elektrik (MWh)	Satılan Elektrik (MWh)	SATIŞ (TL)
2013*	20.349.607	6.104.882	1.233.635.216
2014*	21.265.339	6.592.255	1.332.120.408
2015	22.222.279	7.111.129	1.436.971.159
2016	23.222.282	7.663.353	1.548.560.980
2017	24.267.285	8.250.877	1.667.284.010
2018	25.359.313	8.875.760	1.793.556.267
2019	26.500.482	9.540.174	1.927.816.758
2020	27.693.003	10.246.411	2.070.528.697
2021	28.939.188	10.996.891	2.222.180.924
2022	30.241.452	11.794.166	2.383.289.084
2023	31.602.317	12.640.927	2.554.396.990
2024	32.866.410	13.475.228	2.722.987.218
2025	34.181.066	14.356.048	2.900.977.568
2026	35.548.309	15.285.773	3.088.850.433
2027	36.970.241	16.266.906	3.287.111.498
2028	38.449.051	17.302.073	3.496.291.353
2029	39.987.013	18.394.026	3.716.946.182
2030	41.586.493	19.545.652	3.949.659.285
2031	43.249.953	20.759.977	4.195.042.399
2032	44.979.951	22.040.176	4.453.736.669
2033	46.779.149	23.389.575	4.726.414.420
2034	48.650.315	24.811.661	5.013.780.421
2035	50.353.076	26.183.600	5.291.012.983
2036	52.115.434	27.621.180	5.581.509.982
2037	53.939.474	29.127.316	5.885.860.222
2038	55.827.356	30.705.046	6.204.677.697
2039	57.781.313	32.357.535	6.538.602.117
2040	59.803.659	34.088.086	6.888.300.575
2041	61.896.787	35.900.136	7.254.468.124
2042	64.063.175	37.797.273	7.637.829.295

### Fırat EPAŞ

Uzun dönemli satılan/dağıtılan elektrik oranı %88 olarak alınmıştır. AOSF değerleri Ek-5'te verilmiştir. Bu kapsamda elde edilen satış tahminleri aşağıdaki gibidir:

Yıl	Dağıtılan Elektrik (MWh)	Satılan Elektrik (MWh)	SATIŞ (TL)
2010*	2.462.721	2.167.194	368.866.686
2011*	2.582.902	2.272.954	386.867.412
2012*	2.708.948	2.383.874	405.746.599
2013*	2.841.144	2.500.207	425.546.934
2014*	2.979.792	2.622.217	446.313.650
2015	3.125.206	2.750.181	468.093.779
2016	3.277.716	2.884.390	490.936.747
2017	3.437.669	3.025.149	514.894.529
2018	3.605.427	3.172.776	540.021.345
2019	3.781.372	3.327.607	566.374.411
2020	3.965.903	3.489.995	594.013.490
2021	4.159.439	3.660.306	623.001.338
2022	4.362.419	3.838.929	653.403.710
2023	4.575.305	4.026.268	685.289.804
2024	4.798.580	4.222.750	718.731.964
2025	5.032.751	4.428.821	753.806.128
2026	5.278.349	4.644.947	790.591.830
2027	5.535.933	4.871.621	829.172.796
2028	5.806.086	5.109.356	869.636.349
2029	6.089.423	5.358.692	912.074.604
2030	6.386.587	5.620.197	956.583.868
2031	6.698.252	5.894.462	1.003.265.094
2032	7.025.127	6.182.112	1.052.224.476
2033	7.367.953	6.483.799	1.103.573.000
2034	7.727.510	6.800.209	1.157.427.497
2035	8.104.612	7.132.059	1.213.909.885
2036	8.500.117	7.480.103	1.273.148.678

### Gediz EPAŞ

Uzun dönemli satılan/dağıtılan elektrik oranı %92 olarak alınmıştır. AOSF değerleri Ek-5'te verilmiştir. Bu kapsamda elde edilen satış tahminleri aşağıdaki gibidir:

Yıl	Dağıtılan Elektrik (MWh)	Satılan Elektrik (MWh)	SATIŞ (TL)
2013*	13.861.514	12.752.593	2.655.197.864
2014	14.427.064	13.272.899	2.763.529.981
2015	15.015.688	13.814.433	2.876.281.964
2016	15.628.328	14.378.062	2.993.634.254
2017	16.265.964	14.964.687	3.115.774.574
2018	16.929.615	15.575.246	3.242.898.113
2019	17.620.343	16.210.716	3.375.208.300
2020	18.339.253	16.872.113	3.512.916.799
2021	19.087.495	17.560.495	3.656.243.896
2022	19.866.265	18.276.964	3.805.418.686
2023	20.676.808	19.022.663	3.960.679.652
2024	21.520.422	19.798.788	4.122.275.426
2025	22.398.455	20.606.579	4.290.464.222
2026	23.312.312	21.447.327	4.465.515.169
2027	24.263.455	22.322.379	4.647.708.316
2028	25.253.403	23.233.131	4.837.334.631
2029	26.283.742	24.181.043	5.034.697.914
2030	27.356.119	25.167.629	5.240.113.651
2031	28.472.249	26.194.469	5.453.910.354
2032	29.633.916	27.263.203	5.676.429.752
2033	30.842.980	28.375.542	5.908.028.129
2034	32.101.374	29.533.264	6.149.075.756
2035	33.411.110	30.738.221	6.399.958.036
2036	34.774.283	31.992.340	6.661.076.268

### Meram EPAŞ

Uzun dönemli satılan/dağıtılan elektrik oranı %85 olarak alınmıştır. AOSF değerleri Ek-5'te verilmiştir. Bu kapsamda elde edilen satış tahminleri aşağıdaki gibidir:

Yıl	Dağıtılan Elektrik (MWh)	Satılan Elektrik (MWh)	SATIŞ (TL)
2009*	6.169.593	5.244.154	753.010.274
2010*	6.484.243	5.511.607	791.413.891
2011*	6.814.939	5.792.698	831.775.951
2012*	7.162.501	6.088.126	874.196.538
2013*	7.527.788	6.398.620	918.780.495
2014*	7.911.706	6.724.950	965.638.399
2015	8.315.203	7.067.923	1.014.885.957
2016	8.739.278	7.428.386	1.066.645.097
2017	9.184.981	7.807.234	1.121.043.976
2018	9.653.415	8.205.403	1.178.217.214
2019	10.145.739	8.623.878	1.238.306.272
2020	10.663.172	9.063.696	1.301.459.930
2021	11.206.994	9.525.945	1.367.834.414
2022	11.778.550	10.011.768	1.437.593.885
2023	12.379.256	10.522.368	1.510.911.167
2024	13.010.599	11.059.009	1.587.967.752
2025	13.674.139	11.623.018	1.668.954.040
2026	14.371.520	12.215.792	1.754.070.685
2027	15.104.468	12.838.798	1.843.528.349
2028	15.874.796	13.493.577	1.937.548.310
2029	16.684.410	14.181.749	2.036.363.202
2030	17.535.315	14.905.018	2.140.217.736
2031	18.429.616	15.665.174	2.249.368.832
2032	19.369.527	16.464.098	2.364.086.714
2033	20.357.372	17.303.766	2.484.655.030
2034	21.395.598	18.186.258	2.611.372.439
2035	22.486.774	19.113.758	2.744.552.495
2036	23.633.599	20.088.559	2.884.524.615

### Osmangazi EPAŞ

Uzun dönemli satılan/dağıtılan elektrik oranı %88 olarak alınmıştır. AOSF değerleri Ek-5'te verilmiştir. Bu kapsamda elde edilen satış tahminleri aşağıdaki gibidir:

Yıl	Dağıtılan Elektrik (MWh)	Satılan Elektrik (MWh)	SATIŞ (TL)
2010*	5.227.763	4.600.431	788.142.361
2011*	5.436.873	4.784.449	819.668.055
2012*	5.654.348	4.975.826	852.454.777
2013*	5.880.522	5.174.860	886.552.968
2014*	6.115.743	5.381.854	922.015.087
2015	6.360.373	5.597.128	958.895.691
2016	6.614.788	5.821.013	997.251.518
2017	6.879.379	6.053.854	1.037.141.579
2018	7.154.554	6.296.008	1.078.627.242
2019	7.440.737	6.547.848	1.121.772.332
2020	7.738.366	6.809.762	1.166.643.225
2021	8.047.901	7.082.153	1.213.308.954
2022	8.369.817	7.365.439	1.261.841.312
2023	8.704.609	7.660.056	1.312.314.965
2024	9.052.794	7.966.458	1.364.807.563
2025	9.414.905	8.285.117	1.419.399.866
2026	9.791.502	8.616.521	1.476.175.861
2027	10.183.162	8.961.182	1.535.222.895
2028	10.590.488	9.319.630	1.596.631.811
2029	11.014.108	9.692.415	1.660.497.083
2030	11.454.672	10.080.111	1.726.916.967
2031	11.912.859	10.483.316	1.795.993.645
2032	12.389.373	10.902.649	1.867.833.391
2033	12.884.948	11.338.754	1.942.546.727
2034	13.400.346	11.792.305	2.020.248.596
2035	13.936.360	12.263.997	2.101.058.540
2036	14.493.814	12.754.557	2.185.100.881



### Sakarya EPAŞ

Uzun dönemli satılan/dağıtılan elektrik oranı %70 olarak alınmıştır. AOSF değerleri Ek-5'te verilmiştir. Bu kapsamda elde edilen satış tahminleri aşağıdaki gibidir:

Yıl	Dağıtılan Elektrik (MWh)	Satılan Elektrik (MWh)	SATIŞ (TL)
2009*	13.935.455	9.754.819	1.111.205.095
2010*	14.492.873	10.145.011	1.155.653.282
2011*	15.072.588	10.550.812	1.201.879.420
2012*	15.675.492	10.972.844	1.249.954.635
2013*	16.302.511	11.411.758	1.299.952.766
2014	16.954.612	11.868.228	1.351.950.922
2015	17.632.796	12.342.957	1.406.028.920
2016	18.338.108	12.836.676	1.462.270.090
2017	19.071.632	13.350.142	1.520.760.868
2018	19.834.498	13.884.149	1.581.591.360
2019	20.627.878	14.439.515	1.644.855.021
2020	21.452.993	15.017.095	1.710.649.212
2021	22.311.112	15.617.778	1.779.075.123
2022	23.203.557	16.242.490	1.850.238.170
2023	24.131.699	16.892.189	1.924.247.674
2024	25.096.967	17.567.877	2.001.217.584
2025	26.100.846	18.270.592	2.081.266.313
2026	27.144.880	19.001.416	2.164.516.978
2027	28.230.675	19.761.473	2.251.097.642
2028	29.359.902	20.551.931	2.341.141.547
2029	30.534.298	21.374.009	2.434.787.203
2030	31.755.670	22.228.969	2.532.178.697
2031	33.025.897	23.118.128	2.633.465.861
2032	34.346.933	24.042.853	2.738.804.505
2033	35.720.810	25.004.567	2.848.356.660
2034	37.149.642	26.004.749	2.962.290.894
2035	38.635.628	27.044.940	3.080.782.555
2036	40.181.053	28.126.737	3.204.013.848

### Toroslar EPAŞ

Uzun dönemli satılan/dağıtılan elektrik oranı %115 olarak alınmıştır. AOSF değerleri Ek-5'te verilmiştir. Bu kapsamda elde edilen satış tahminleri aşağıdaki gibidir:

Yıl	Dağıtılan Elektrik (MWh)	Satılan Elektrik (MWh)	SATIŞ (TL)
2013*	14.284.758	16.427.472	3.320.287.607
2014*	14.963.283	17.207.775	3.478.001.035
2015	15.674.039	18.025.145	3.643.206.097
2016	16.418.556	18.881.339	3.816.258.421
2017	17.198.438	19.778.204	3.997.530.833
2018	18.015.364	20.717.669	4.187.413.593
2019	18.871.093	21.701.757	4.386.315.555
2020	19.767.470	22.732.591	4.594.665.563
2021	20.706.425	23.812.389	4.812.912.218
2022	21.689.980	24.943.477	5.041.525.505
2023	22.720.254	26.128.292	5.280.997.955
2024	23.799.466	27.369.386	5.531.845.343
2025	24.929.941	28.669.432	5.794.608.081
2026	26.114.113	30.031.230	6.069.851.919
2027	27.354.534	31.457.714	6.358.170.033
2028	28.653.874	32.951.955	6.660.183.024
2029	30.014.933	34.517.173	6.976.541.714
2030	31.440.642	36.156.738	7.307.927.372
2031	32.934.073	37.874.184	7.655.054.040
2032	34.498.441	39.673.207	8.018.668.998
2033	36.137.117	41.557.685	8.399.555.787
2034	37.853.630	43.531.675	8.798.534.674
2035	39.651.678	45.599.430	9.216.465.205
2036	41.535.132	47.765.402	9.654.247.138
2037	43.508.051	50.034.259	10.112.823.930
2038	45.574.684	52.410.887	10.593.183.201
2039	47.739.481	54.900.403	11.096.359.290
2040	50.007.107	57.508.173	11.623.436.507
2041	52.382.444	60.239.811	12.175.549.606
2042	54.870.610	63.101.202	12.753.888.192

### Trakya EPAŞ

Uzun dönemli satılan/dağıtılan elektrik oranı %100 olarak alınmıştır. AOSF değerleri Ek-5'te verilmiştir. Bu kapsamda elde edilen satış tahminleri aşağıdaki gibidir:

Yıl	Dağıtılan Elektrik (MWh)	Satılan Elektrik (MWh)	SATIŞ (TL)
2011*	5.622.165	5.622.165	906.325.865
2012*	5.931.384	5.931.384	956.173.776
2013*	6.257.610	6.257.610	1.008.763.314
2014*	6.601.778	6.601.778	1.064.245.208
2015	6.964.876	6.964.876	1.122.778.728
2016	7.347.944	7.347.944	1.184.531.529
2017	7.752.081	7.752.081	1.249.680.776
2018	8.178.446	8.178.446	1.318.413.306
2019	8.628.260	8.628.260	1.390.925.953
2020	9.102.815	9.102.815	1.467.426.993
2021	9.603.469	9.603.469	1.548.135.345
2022	10.131.660	10.131.660	1.633.282.822
2023	10.688.901	10.688.901	1.723.113.328
2024	11.276.791	11.276.791	1.817.884.633
2025	11.897.015	11.897.015	1.917.868.368
2026	12.551.350	12.551.350	2.023.350.995
2027	13.241.675	13.241.675	2.134.635.421
2028	13.969.967	13.969.967	2.252.040.349
2029	14.738.315	14.738.315	2.375.902.538
2030	15.548.922	15.548.922	2.506.577.125
2031	16.404.113	16.404.113	2.644.438.914
2032	17.306.339	17.306.339	2.789.883.019
2033	18.258.188	18.258.188	2.943.326.643
2034	19.262.388	19.262.388	3.105.209.553
2035	20.321.820	20.321.820	3.275.996.185
2036	21.439.520	21.439.520	3.456.175.959

**CLK Uludağ EPAŞ**

Uzun dönemli satılan/dağıtılan elektrik oranı %90 olarak alınmıştır. AOSF değerleri Ek-5'te verilmiştir. Bu kapsamda elde edilen satış tahminleri aşağıdaki gibidir:

Yıl	Dağıtılan Elektrik (MWh)	Satılan Elektrik (MWh)	SATIŞ (TL)
2010*	9.297.481	8.367.733	1.407.360.675
2011*	9.646.136	8.681.522	1.460.136.619
2012*	10.007.866	9.007.079	1.514.891.727
2013*	10.383.161	9.344.845	1.571.700.171
2014*	10.772.530	9.695.277	1.630.638.997
2015	11.176.500	10.058.850	1.691.787.979
2016	11.595.618	10.436.056	1.755.229.914
2017	12.030.454	10.827.409	1.821.051.085
2018	12.481.596	11.233.436	1.889.340.497
2019	12.949.656	11.654.690	1.960.190.789
2020	13.435.268	12.091.741	2.033.697.928
2021	13.939.090	12.545.181	2.109.961.517
2022	14.461.806	13.015.625	2.189.085.093
2023	15.004.124	13.503.712	2.271.175.825
2024	15.566.779	14.010.101	2.356.344.972
2025	16.150.533	14.535.480	2.444.707.876
2026	16.756.178	15.080.560	2.536.384.423
2027	17.384.535	15.646.082	2.631.498.888
2028	18.036.455	16.232.810	2.730.180.087
2029	18.712.822	16.841.540	2.832.561.831
2030	19.414.552	17.473.097	2.938.782.775
2031	20.142.598	18.128.338	3.048.987.174
2032	20.897.946	18.808.151	3.163.324.281
2033	21.681.619	19.513.457	3.281.948.945
2034	22.494.679	20.245.211	3.405.021.922
2035	23.338.230	21.004.407	3.532.710.326
2036	24.213.413	21.792.072	3.665.186.868

### Vangözü EPAŞ

2013 yılında %51 olan satılan/dağıtılan elektrik oranı her yıl 1 puan artırılarak 2042 yılında %82 olacak şekilde satış miktarları tahmin edilmiştir. AOSF değerleri Ek-5'te verilmiştir. Bu kapsamda elde edilen satış tahminleri aşağıdaki gibidir:

Yıl	Dağıtılan Elektrik (MWh)	Satılan Elektrik (MWh)	SATIŞ (TL)
2013*	3.996.891	2.038.414	458.322.909
2014*	4.236.705	2.203.087	495.348.274
2015	4.490.907	2.380.181	535.166.619
2016	4.760.361	2.570.595	577.979.898
2017	5.045.983	2.825.750	635.349.797
2018	5.348.742	3.048.783	685.497.051
2019	5.669.666	3.288.406	739.374.646
2020	6.009.846	3.545.809	797.249.840
2021	6.370.437	3.885.967	873.731.806
2022	6.752.663	4.186.651	941.338.564
2023	7.157.823	4.509.428	1.013.912.762
2024	7.587.293	4.855.868	1.091.807.102
2025	7.966.657	5.178.327	1.164.309.822
2026	8.364.990	5.520.893	1.241.333.417
2027	8.783.240	5.884.771	1.323.148.650
2028	9.222.402	6.271.233	1.410.041.994
2029	9.683.522	6.681.630	1.502.316.785
2030	10.167.698	7.117.389	1.600.293.951
2031	10.676.083	7.580.019	1.704.313.074
2032	11.209.887	8.071.119	1.814.733.333
2033	11.770.381	8.592.378	1.931.934.804
2034	12.358.900	9.145.586	2.056.319.639
2035	12.853.256	9.639.942	2.167.472.052
2036	13.367.386	10.159.213	2.284.226.505
2037	13.902.082	10.704.603	2.406.853.499
2038	14.458.165	11.277.369	2.535.635.741
2039	15.036.492	11.878.829	2.670.869.718
2040	15.637.952	12.510.362	2.812.865.381
2041	16.263.470	13.173.411	2.961.947.232
2042	16.914.008	13.869.487	3.118.454.913

**Yeşilirmak EPAŞ**

Uzun dönemli satılan/dağıtılan elektrik oranı %88 olarak alınmıştır. AOSF değerleri Ek-5'te verilmiştir. Bu kapsamda elde edilen satış tahminleri aşağıdaki gibidir:

Yıl	Dağıtılan Elektrik (MWh)	Satılan Elektrik (MWh)	SATIŞ (TL)
2010*	4.310.156	3.792.937	659.799.966
2011*	4.492.476	3.953.379	687.709.566
2012*	4.682.507	4.120.606	716.799.568
2013*	4.880.577	4.294.908	747.120.183
2014*	5.087.026	4.476.583	778.723.458
2015	5.302.207	4.665.942	811.663.429
2016	5.526.490	4.863.311	845.996.738
2017	5.760.261	5.069.030	881.782.472
2018	6.003.920	5.283.450	919.081.865
2019	6.257.886	5.506.940	957.959.056
2020	6.522.594	5.739.883	998.480.635
2021	6.798.500	5.982.680	1.040.716.408
2022	7.086.077	6.235.748	1.084.738.781
2023	7.385.818	6.499.520	1.130.623.223
2024	7.698.238	6.774.449	1.178.448.570
2025	8.023.873	7.061.008	1.228.296.872
2026	8.363.283	7.359.689	1.280.253.857
2027	8.717.050	7.671.004	1.334.408.614
2028	9.085.781	7.995.487	1.390.854.066
2029	9.470.110	8.333.697	1.449.687.264
2030	9.870.695	8.686.212	1.511.008.935
2031	10.288.226	9.053.639	1.574.924.705
2032	10.723.418	9.436.608	1.641.544.026
2033	11.177.018	9.835.776	1.710.981.250
2034	11.649.806	10.251.829	1.783.355.778
2035	12.142.593	10.685.482	1.858.791.759
2036	12.656.225	11.137.478	1.937.418.699

## **Ek-4: Kayıp-Kaçak Performansı Tahminleri**

### **1) Aras EDAŞ Kayıp-Kaçak Performansı Tahmini**

2007, 2008, yılları gerçekleştirmeleri sırasıyla %29,32 ve %27,16 olan Aras EDAŞ'ın hedeflerden %5 civarında fazla olan gerçekleşmesinin, hedefler düşerken gerçekleştirmelerin aynı kalması ya da çok az düşmesi nedeniyle fazla bir değişime uğramayacağı öngörülmektedir. Sonuç olarak şirketin performansı ile EPDK'nın hedeflerde yapacağı değişiklikler birlikte değerlendirilerek 2011-2015 ve 2016-2020 uygulama dönemlerinde kayıp-kaçak gerçekleşmesinin hedefinden ortalama olarak %7 daha fazla olacağı, 2021-2025 uygulama döneminde de ortalama olarak bu farkın %5 olarak gerçekleşeceği kabul edilmiştir. 2026'dan itibaren herhangi bir kayıp-kaçak kazancı ya da zararı öngörülmemiştir.

### **2) Dicle EDAŞ Kayıp-Kaçak Performansı Tahmini**

**Baz Senaryo:** 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012 ve 2013 yılları gerçekleştirmeleri sırasıyla %64,81, %64,54, %73,39, %65,48, %76,55, %71,74 ve %75,03 olan Dicle EDAŞ'ın 2014 yılında %70'lerde seyredecek bir kayıp-kaçak oranına ulaşacağı, bölgenin koşulları dikkate alındığında kaydadeğer bir kayıp-kaçak düşüşü beklenemeyeceği değerlendirilmektedir. Şirketin performansı ile EPDK'nın hedeflerde yapacağı değişiklikler birlikte değerlendirilerek gerçekleşecek kayıp-kaçak oranları gerçekleşen oranlardan 2011-2015 uygulama döneminde %25 (25 puan) daha fazla (2011 yılında %5), 2016-2020 uygulama döneminde %15 daha fazla ve 2021-2025 uygulama döneminde de %10 daha fazla olarak öngörülmüştür. 2026 yılından itibaren ise herhangi bir kayıp-kaçak kazancı ya da zararı öngörülmemiştir.

### **3) Vangölü EDAŞ Kayıp-Kaçak Performansı Tahmini**

2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012 ve 2013 yılları gerçekleştirmeleri sırasıyla %56,19, %55,91, %55,56, %57,15, %59,05, %59,07 ve %65,84 olan Vangölü EDAŞ'ın faaliyet bölgesinin koşulları dikkate alındığında kaydadeğer bir kayıp-kaçak düşüşü beklenemeyeceği değerlendirilmektedir. Şirketin performansı ile EPDK'nın hedeflerde yapacağı değişiklikler birlikte değerlendirilerek gerçekleşecek kayıp-kaçak oranları gerçekleşen oranlardan 2011-2015 uygulama döneminde %15 (15 puan) daha fazla, 2016-2020 uygulama döneminde %10 daha fazla ve 2021-2025 uygulama döneminde de %5 daha fazla olarak öngörülmüştür. 2026 yılından itibaren ise herhangi bir kayıp-kaçak kazancı ya da zararı öngörülmemiştir.

### **4) Diğer Şirketlerin Kayıp-Kaçak Performansı Tahmini**

Kalan 15 şirket için hedef ile gerçekleşme arasında bir fark öngörülmemiştir. Dolayısıyla bu şirketler için herhangi bir kazanç ya da zarar hesaba katılmamıştır.

**Ek-5: Ağırlıklı Ortalama Satış Fiyatı Tahmini**

<b>Şirket</b>	<b>AOSF (Kı/kWh)</b>
AKDENİZ	22,132042
ARAS	15,021207
AYEDAŞ	22,470216
BAŞKENT	11,869509
BOĞAZİÇİ	22,321437
ÇAMLİBEL	16,218809
ÇORUH	17,536282
DİCLE	20,207355
FIRAT	17,020470
GEDİZ	20,820847
MERAM	14,359042
OSMANGAZİ	17,131923
SAKARYA	11,391346
TOROSLAR	20,211799
TRAKYA	16,120585
ULUDAĞ	16,818901
VANGÖLÜ	22,484285
YEŞİLIRMAK	17,395488



**Ek-6: Ülke Risk Primi Hesabı**

<b>Eurobond Getiri Oranı</b>	<b>ABD Tahvili Getiri Oranı</b>	<b>Ülke Risk Primi</b>
7,25	4,03	3,22
7,25	4,36	2,90
7,25	4,49	2,76
7,00	4,63	2,37
7,00	4,81	2,19
6,75	4,47	2,28
6,75	3,60	3,15
5,62	2,47	3,15
5,12	2,12	3,00
6,25	1,80	4,46
6,25	1,97	4,28
3,25	1,99	1,27
5,75	2,64	3,11
<b>Ortalama</b>		2,93

**Kaynaklar:**

<http://www.investing.com/rates-bonds/u.s.-10-year-bond-yield-historical-data>

<https://www.paragaranti.com/gonline/yatirim/eurobondlist>

## Ek-7: AOSM Hesaplamaları

### Her Şirket İçin Aynı Alınan Parametreler:

Borç/Özkaynak: %50/%50

Piyasa risk primi: %8,43

Borç risk primi: Baz Senaryo %3/Yüksek Senaryo %2/Düşük Senaryo %4

Kaldıraçsız Beta: Baz Senaryo 0,35/Yüksek Senaryo 0,30/Düşük Senaryo 0,40

Kaldıraçlı Beta: Baz Senaryo 0,63/Yüksek Senaryo 0,54/Düşük Senaryo 0,72

Ülke risk primi: %2,93

ABD-Türkiye uzun dönemli enflasyon farkı: %3

Kurumlar vergisi oranı: %20

### Şirketlere Göre Farklı Alınan Parametreler

#### 1- Aras-Meram EDAŞ/EPAŞ

R<sub>f</sub>: %9,82

Borçlanma maliyeti: Baz Senaryo %12,82/Yüksek Senaryo %11,82/Düşük Senaryo %13,82

VS borçlanma maliyeti: Baz Senaryo %10,26 Yüksek Senaryo %9,46/Düşük Senaryo %11,06

AOSM nominal: Baz Senaryo %12,69 Yüksek Senaryo %11,91/Düşük Senaryo %13,47

Beklenen Enflasyon: %7,37

VS Reel AOSM: Baz Senaryoda %4,96 Yüksek Senaryo %4,23/Düşük Senaryo %5,68

#### 2- Başkent-Sakarya EDAŞ/EPAŞ

R<sub>f</sub>: %10,03

Borçlanma maliyeti: Baz senaryo %13,03/Yüksek Senaryo %12,03/Düşük Senaryo %14,03

VS borçlanma maliyeti: Baz senaryo %10,42/ Yüksek Senaryo %9,62/Düşük Senaryo %11,22

AOSM nominal: Baz senaryo %12,88/Yüksek Senaryo %12,10/Düşük Senaryo %13,66

Beklenen Enflasyon: %7,23

VS Reel AOSM: Baz senaryo %5,27/Yüksek Senaryo %4,54/Düşük Senaryo %6,00

#### 3- Boğaziçi EDAŞ/EPAŞ

R<sub>f</sub>: %7,58

Borçlanma maliyeti: Baz senaryo %10,58/Yüksek Senaryo %9,58/Düşük Senaryo %11,58

VS borçlanma maliyeti: Baz senaryo %8,46/Yüksek Senaryo %7,66/Düşük Senaryo %9,26

AOSM nominal: Baz senaryo %10,68/Yüksek Senaryo %9,90/Düşük Senaryo %11,46

Beklenen Enflasyon: %6,13

VS Reel AOSM: Baz senaryo %4,28/Yüksek Senaryo %3,55/Düşük Senaryo %5,02

#### 4- Akdeniz EDAŞ/EPAŞ

R<sub>f</sub>: %7,68

Borçlanma maliyeti: Baz senaryo % 10,68/Yüksek Senaryo % 7,68/Düşük Senaryo % 11,68

VS borçlanma maliyeti: Baz senaryo % 8,54/Yüksek Senaryo % 7,74/Düşük Senaryo % 9,34

AOSM nominal: Baz senaryo % 10,77/Yüksek Senaryo % 9,99/Düşük Senaryo % 11,55

Beklenen Enflasyon: %6,22

VS Reel AOSM: Baz Senaryo % 4,28/Yüksek Senaryo % 3,55/Düşük Senaryo % 5,01

### **5-Gediz EDAŞ/EPAŞ**

R<sub>f</sub>: % 7,58

Borçlanma maliyeti: Baz Senaryo % 10,58/Yüksek Senaryo % 9,58/Düşük Senaryo % 11,58

VS borçlanma maliyeti: Baz senaryo % 8,46/Yüksek Senaryo % 7,66/Düşük Senaryo % 9,26

AOSM nominal: Baz senaryo % 10,68/Yüksek Senaryo % 9,90/Düşük Senaryo % 11,46

Beklenen Enflasyon: %5,93

VS Reel AOSM: Baz senaryo % 4,48/Yüksek Senaryo % 3,75/Düşük Senaryo % 5,22

### **6- Osmangazi -Yeşilirmak-Çoruh EDAŞ/EPAŞ**

R<sub>f</sub>: % 9,32

Borçlanma maliyeti: Baz senaryo % 12,32/Yüksek Senaryo % 11,32/Düşük Senaryo % 13,32

VS borçlanma maliyeti: Baz senaryo % 9,86/Yüksek Senaryo % 9,06/ Düşük Senaryo % 10,66

AOSM nominal: Baz senaryo % 12,24/Yüksek Senaryo % 11,46/ Düşük Senaryo % 13,02

Beklenen Enflasyon: %6,19

VS Reel AOSM: Baz senaryo % 5,70/Yüksek Senaryo % 4,97/ Düşük Senaryo % 6,43

### **7-Toroslar-Dicle-Vangözü-İstanbul Anadolu Yakası EDAŞ/EPAŞ**

R<sub>f</sub>: % 7,91

Borçlanma maliyeti: Baz senaryo % 10,91/Yüksek Senaryo % 9,91/Düşük Senaryo % 11,91

VS borçlanma maliyeti: Baz senaryo % 8,73/Yüksek Senaryo % 7,93/Düşük Senaryo % 9,53

AOSM nominal: Baz senaryo % 10,97/Yüksek Senaryo % 10,20/Düşük Senaryo % 11,75

Beklenen Enflasyon: %5,78

VS Reel AOSM: Baz senaryo % 4,91/Yüksek Senaryo % 4,17/Düşük Senaryo % 5,65

### **8-Trakya EDAŞ/EPAŞ**

R<sub>f</sub>: % 8,94

Borçlanma maliyeti: Baz senaryo % 11,94/Yüksek Senaryo % 10,94/Düşük Senaryo % 12,94

VS borçlanma maliyeti: Baz senaryo % 9,55/Yüksek Senaryo % 8,75/Düşük Senaryo % 10,35

AOSM nominal: Baz senaryo % 11,90/Yüksek Senaryo % 11,12/Düşük Senaryo % 12,68

Beklenen Enflasyon: %6,85

VS Reel AOSM: Baz senaryo % 4,73/Yüksek Senaryo % 4,00/Düşük Senaryo % 5,46

**9-Uludağ-Çamlıbel-Fırat EDAŞ/EPAS**

Rf: %9,66

Borçlanma maliyeti: Baz senaryo %12,66/Yüksek Senaryo %11,66/Düşük Senaryo %13,66

VS borçlanma maliyeti: Baz senaryo %10,13/Yüksek Senaryo %9,33/Düşük Senaryo %10,93

AOSM nominal: Baz senaryo %12,55/Yüksek Senaryo %11,77/Düşük Senaryo %13,33

Beklenen Enflasyon: %6,60

VS Reel AOSM: Baz senaryo %5,58/Yüksek Senaryo %4,85/Düşük Senaryo %6,31

**Ek-8: TÜFE Endeksleri**

<b>Tüketici Fiyatları Endeks Rakamları (2003=100)</b>						
	<b>Ocak</b>	<b>Şubat</b>	<b>Mart</b>	<b>Nisan</b>	<b>Mayıs</b>	<b>Haziran</b>
<b>2003</b>	94,77	96,23	98,12	99,09	100,04	100,12
<b>2004</b>	104,81	105,35	106,36	106,89	107,35	107,21
<b>2005</b>	114,49	114,51	114,81	115,63	116,69	116,81
<b>2006</b>	123,57	123,84	124,18	125,84	128,20	128,63
<b>2007</b>	135,84	136,42	137,67	139,33	140,03	139,69
<b>2008</b>	146,94	148,84	150,27	152,79	155,07	154,51
<b>2009</b>	160,90	160,35	162,12	162,15	163,19	163,37
<b>2010</b>	174,07	176,59	177,62	178,68	178,04	177,04
<b>2011</b>	182,60	183,93	184,70	186,30	190,81	188,08
<b>2012</b>	201,98	203,12	203,96	207,05	206,61	204,76
<b>2013</b>	216,74	217,39	218,83			
	<b>Temmuz</b>	<b>Ağustos</b>	<b>Eylül</b>	<b>Ekim</b>	<b>Kasım</b>	<b>Aralık</b>
<b>2003</b>	99,93	100,09	101,44	102,38	103,68	104,12
<b>2004</b>	107,72	108,54	109,57	112,03	113,50	113,86
<b>2005</b>	116,14	117,13	118,33	120,45	122,14	122,65
<b>2006</b>	129,72	129,15	130,81	132,47	134,18	134,49
<b>2007</b>	138,67	138,70	140,13	142,67	145,45	145,77
<b>2008</b>	155,40	155,02	155,72	159,77	161,10	160,44
<b>2009</b>	163,78	163,29	163,93	167,88	170,01	170,91
<b>2010</b>	176,19	176,90	179,07	182,35	182,40	181,85
<b>2011</b>	187,31	188,67	190,09	196,31	199,70	200,85
<b>2012</b>	204,29	205,43	207,55	211,62	212,42	213,23

**Kaynak:** <http://www.tuik.gov.tr/UstMenu.do?metod=temelist>

**Ek-9: Değerleme Sonuçları****BAZ SENARYO****Akdeniz EDAŞ/CLK Akdeniz EPAŞ**

KUR (\$/TL)	1,79
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-DAĞITIM	\$224.057.915
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PS	\$367.417.904
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PSH	\$5.478.578
TOPLAM	\$596.954.397
YIL ORTASI DÜZELTME FAKTÖRÜ	1,0212
TOPLAM DEĞER	\$609.598.775

**Aras EDAŞ/Aras EPAŞ**

KUR (\$/TL)	1,23
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-DAĞITIM	-\$24.893.417
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PS	\$114.879.548
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PSH	-\$372.392
TOPLAM	\$89.613.739
YIL ORTASI DÜZELTME FAKTÖRÜ	1,0245
TOPLAM DEĞER	\$91.808.409

**AYEDAŞ/İstanbul Anadolu Yakası EPAŞ**

KUR (\$/TL)	1,80
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-DAĞITIM	\$113.567.689
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PS	\$779.859.797
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PSH	\$5.098.176
TOPLAM	\$898.525.662
YIL ORTASI DÜZELTME FAKTÖRÜ	1,0243
TOPLAM DEĞER	\$920.322.848

**Başkent EDAŞ/Enerjisa EPAŞ**

KUR (\$/TL)	1,23
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-DAĞITIM	\$342.785.082
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PS	\$460.122.651
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PSH	\$797.613
TOPLAM	\$803.705.346
YIL ORTASI DÜZELTME FAKTÖRÜ	1,0260
TOPLAM DEĞER	\$824.616.305

**Boğaziçi EDAŞ/CLK Boğaziçi EPAŞ**

KUR (\$/TL)	1,79
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-DAĞITIM	\$349.698.301
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PS	\$1.070.892.282
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PSH	\$9.786.107
TOPLAM	\$1.430.376.690
YIL ORTASI DÜZELTME FAKTÖRÜ	1,0212
TOPLAM DEĞER	\$1.460.699.613

**Çamlıbel EDAŞ/CLK Çamlıbel EPAŞ**

KUR (\$/TL)	1,51
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-DAĞITIM	\$74.876.094
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PS	\$77.802.151
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PSH	\$76.362
TOPLAM	\$152.754.607
YIL ORTASI DÜZELTME FAKTÖRÜ	1,0275
TOPLAM DEĞER	\$156.959.427

**Çoruh EDAŞ/Çoruh EPAŞ**

KUR (\$/TL)	1,49
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-DAĞITIM	\$97.176.373
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PS	\$110.385.314
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PSH	\$48.733
TOPLAM	\$207.610.420
YIL ORTASI DÜZELTME FAKTÖRÜ	1,0281
TOPLAM DEĞER	\$213.445.912

**Dicle EDAŞ/Dicle EPAŞ**

KUR (\$/TL)	1,80
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-DAĞITIM	-\$3.506.150.249
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PS	\$529.983.205
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PSH	\$4.803.537
TOPLAM	-\$2.971.363.507
YIL ORTASI DÜZELTME FAKTÖRÜ	1,0243
TOPLAM DEĞER	0

**Fırat EDAŞ/Fırat EPAŞ**

KUR (\$/TL)	1,51
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-DAĞITIM	\$70.975.753
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PS	\$111.275.030
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PSH	\$70.851
TOPLAM	\$182.321.634
YIL ORTASI DÜZELTME FAKTÖRÜ	1,0275
TOPLAM DEĞER	\$187.340.334

**Gediz EDAŞ/Gediz EPAŞ**

KUR (\$/TL)	1,79
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-DAĞITIM	\$203.099.724
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PS	\$659.795.533
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PSH	\$4.604.606
TOPLAM	\$867.499.863
YIL ORTASI DÜZELTME FAKTÖRÜ	1,0222
TOPLAM DEĞER	\$886.726.119

**Meram EDAŞ/Meram EPAŞ**

KUR (\$/TL)	1,23
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-DAĞITIM	\$221.336.818
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PS	\$320.527.054
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PSH	-\$219.890
TOPLAM	\$541.643.982
YIL ORTASI DÜZELTME FAKTÖRÜ	1,0245
TOPLAM DEĞER	\$554.909.018

**Osmangazi EDAŞ/Osmangazi EPAŞ**

KUR (\$/TL)	1,49
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-DAĞITIM	\$83.066.840
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PS	\$212.918.820
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PSH	\$89.646
TOPLAM	\$296.075.306
YIL ORTASI DÜZELTME FAKTÖRÜ	1,0281
TOPLAM DEĞER	\$304.397.359

**Sakarya EDAŞ/Sakarya EPAŞ**

KUR (\$/TL)	1,23
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-DAĞITIM	\$99.297.002
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PS	\$391.527.417
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PSH	-\$358.162
TOPLAM	\$490.466.257
YIL ORTASI DÜZELTME FAKTÖRÜ	1,0260
TOPLAM DEĞER	\$503.227.301

**Toroslar EDAŞ/Toroslar EPAŞ**

KUR (\$/TL)	1,80
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-DAĞITIM	\$263.928.684
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PS	\$1.043.934.081
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PSH	\$5.416.358
TOPLAM	\$1.313.279.124
YIL ORTASI DÜZELTME FAKTÖRÜ	1,0243
TOPLAM DEĞER	\$1.345.137.747



**Trakya EDAŞ/Trakya EPAŞ**

KUR (\$/TL)	1,50
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-DAĞITIM	\$81.759.502
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PS	\$324.946.364
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PSH	-\$608.711
TOPLAM	\$406.097.155
YIL ORTASI DÜZELTME FAKTÖRÜ	1,0234
TOPLAM DEĞER	\$415.585.648

**Uludağ EDAŞ/CLK Uludağ EPAŞ**

KUR (\$/TL)	1,51
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-DAĞITIM	\$120.458.346
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PS	\$369.643.052
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PSH	\$180.417
TOPLAM	\$490.281.815
YIL ORTASI DÜZELTME FAKTÖRÜ	1,0275
TOPLAM DEĞER	\$503.777.621

**Vangözü EDAŞ/Vangözü EPAŞ**

KUR (\$/TL)	1,80
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-DAĞITIM	-\$437.382.254
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PS	\$211.564.337
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PSH	\$840.300
TOPLAM	-\$224.977.618
YIL ORTASI DÜZELTME FAKTÖRÜ	1,0243
TOPLAM DEĞER	0

**Yeşilirmak EDAŞ/Yeşilirmak EPAŞ**

KUR (\$/TL)	1,49
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-DAĞITIM	\$123.036.100
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PS	\$183.283.000
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PSH	\$103.625
TOPLAM	\$306.422.725
YIL ORTASI DÜZELTME FAKTÖRÜ	1,0281
TOPLAM DEĞER	\$315.035.622

**YÜKSEK SENARYO****Akdeniz EDAŞ/CLK Akdeniz EPAŞ**

KUR (\$/TL)	1,79
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-DAĞITIM	\$338.224.219
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PS	\$456.440.503
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PSH	\$6.333.979
TOPLAM	\$800.998.701
YIL ORTASI DÜZELTME FAKTÖRÜ	1,0176
TOPLAM DEĞER	\$815.092.437

**Aras EDAŞ/Aras EPAŞ**

KUR (\$/TL)	1,23
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-DAĞITIM	\$24.061.639
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PS	\$145.423.485
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PSH	-\$26.826
TOPLAM	\$169.458.298
YIL ORTASI DÜZELTME FAKTÖRÜ	1,0209
TOPLAM DEĞER	\$173.007.037

**AYEDAŞ/İstanbul Anadolu Yakası EPAŞ**

KUR (\$/TL)	1,80
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-DAĞITIM	\$183.862.673
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PS	\$991.487.041
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PSH	\$5.851.754
TOPLAM	\$1.181.201.469
YIL ORTASI DÜZELTME FAKTÖRÜ	1,0207
TOPLAM DEĞER	\$1.205.600.276

**Başkent EDAŞ/Enerjisa EPAŞ**

KUR (\$/TL)	1,23
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-DAĞITIM	\$493.808.532
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PS	\$578.327.851
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PSH	\$1.683.056
TOPLAM	1,0225
YIL ORTASI DÜZELTME FAKTÖRÜ	\$1.073.819.439
TOPLAM DEĞER	\$1.097.948.374

**Boğaziçi EDAŞ/CLK Boğaziçi EPAŞ**

KUR (\$/TL)	1,79
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-DAĞITIM	\$481.922.304
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PS	\$1.325.376.655
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PSH	\$11.235.859
TOPLAM	\$1.818.534.817
YIL ORTASI DÜZELTME FAKTÖRÜ	1,0176
TOPLAM DEĞER	\$1.850.532.309

**Çamlıbel EDAŞ/CLK Çamlıbel EPAŞ**

KUR (\$/TL)	1,51
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-DAĞITIM	\$95.753.828
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PS	\$94.222.420
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PSH	\$301.596
TOPLAM	\$190.277.844
YIL ORTASI DÜZELTME FAKTÖRÜ	1,0240
TOPLAM DEĞER	\$194.837.451

**Çoruh EDAŞ/Çoruh EPAŞ**

KUR (\$/TL)	1,49
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-DAĞITIM	\$131.509.365
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PS	\$137.907.760
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PSH	\$257.941
TOPLAM	\$269.675.066
YIL ORTASI DÜZELTME FAKTÖRÜ	1,0245
TOPLAM DEĞER	\$276.290.842

**Dicle EDAŞ/Dicle EPAŞ**

KUR (\$/TL)	1,80
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-DAĞITIM	-\$3.547.136.212
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PS	\$677.033.820
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PSH	\$5.414.236
TOPLAM	-\$2.864.688.155
YIL ORTASI DÜZELTME FAKTÖRÜ	1,0207
TOPLAM DEĞER	0

**Fırat EDAŞ/Fırat EPAŞ**

KUR (\$/TL)	1,51
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-DAĞITIM	\$102.344.496
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PS	\$139.431.824
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PSH	\$279.829
TOPLAM	\$242.056.149
YIL ORTASI DÜZELTME FAKTÖRÜ	1,0240
TOPLAM DEĞER	\$247.856.514

**Gediz EDAŞ/Gediz EPAŞ**

KUR (\$/TL)	1,79
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-DAĞITIM	\$245.892.134
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PS	\$817.298.155
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PSH	\$5.449.359
TOPLAM	\$1.068.639.647
YIL ORTASI DÜZELTME FAKTÖRÜ	1,0186
TOPLAM DEĞER	\$1.088.492.235

**Meram EDAŞ/Meram EPAŞ**

KUR (\$/TL)	1,23
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-DAĞITIM	\$304.452.553
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PS	\$404.675.677
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PSH	\$319.991
TOPLAM	\$709.448.221
YIL ORTASI DÜZELTME FAKTÖRÜ	1,0209
TOPLAM DEĞER	\$724.305.246

**Osmangazi EDAŞ/Osmangazi EPAŞ**

KUR (\$/TL)	1,49
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-DAĞITIM	\$131.792.478
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PS	\$265.853.340
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PSH	\$474.490
TOPLAM	\$398.120.309
YIL ORTASI DÜZELTME FAKTÖRÜ	1,0245
TOPLAM DEĞER	\$407.887.155

**Sakarya EDAŞ/Sakarya EPAŞ**

KUR (\$/TL)	1,23
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-DAĞITIM	\$141.900.924
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PS	\$491.386.240
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PSH	-\$13.542
TOPLAM	\$633.273.622
YIL ORTASI DÜZELTME FAKTÖRÜ	1,0225
TOPLAM DEĞER	\$647.503.405

**Toroslar EDAŞ/Toroslar EPAŞ**

KUR (\$/TL)	1,80
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-DAĞITIM	\$356.609.260
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PS	\$1.322.636.576
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PSH	\$6.399.375
TOPLAM	\$1.685.645.210
YIL ORTASI DÜZELTME FAKTÖRÜ	1,0207
TOPLAM DEĞER	\$1.720.463.769

**Trakya EDAŞ/Trakya EPAŞ**

KUR (\$/TL)	1,50
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-DAĞITIM	\$116.601.666
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PS	\$407.770.808
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PSH	-\$338.316
TOPLAM	\$524.034.158
YIL ORTASI DÜZELTME FAKTÖRÜ	1,0198
TOPLAM DEĞER	\$534.407.511

**Uludağ EDAŞ/CLK Uludağ EPAŞ**

KUR (\$/TL)	1,51
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-DAĞITIM	\$167.019.991
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PS	\$461.185.414
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PSH	\$712.569
TOPLAM	\$628.917.974
YIL ORTASI DÜZELTME FAKTÖRÜ	1,0240
TOPLAM DEĞER	\$643.988.667

**Vangözü EDAŞ/Vangözü EPAŞ**

KUR (\$/TL)	1,80
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-DAĞITIM	-\$423.542.216
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PS	\$270.707.682
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PSH	\$992.806
TOPLAM	-\$151.841.728
YIL ORTASI DÜZELTME FAKTÖRÜ	1,0207
TOPLAM DEĞER	0

**Yeşilirmak EDAŞ/Yeşilirmak EPAŞ**

KUR (\$/TL)	1,49
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-DAĞITIM	\$175.983.257
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PS	\$229.051.163
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PSH	\$548.478
TOPLAM	\$405.582.899
YIL ORTASI DÜZELTME FAKTÖRÜ	1,0245
TOPLAM DEĞER	\$415.532.820

**DÜŞÜK SENARYO****Akdeniz EDAŞ/CLK Akdeniz EPAŞ**

KUR (\$/TL)	1,79
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-DAĞITIM	\$154.535.743
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PS	\$224.454.081
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PSH	\$4.716.318
TOPLAM	\$383.706.142
YIL ORTASI DÜZELTME FAKTÖRÜ	1,0247
TOPLAM DEĞER	\$393.200.517

**Aras EDAŞ/Aras EPAŞ**

KUR (\$/TL)	1,23
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-DAĞITIM	-\$49.893.430
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PS	\$68.887.405
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PSH	-\$668.717
TOPLAM	\$18.325.258
YIL ORTASI DÜZELTME FAKTÖRÜ	1,0280
TOPLAM DEĞER	\$18.838.855

**AYEDAŞ/İstanbul Anadolu Yakası EPAŞ**

KUR (\$/TL)	1,80
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-DAĞITIM	\$80.017.625
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PS	\$466.086.894
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PSH	\$4.419.142
TOPLAM	\$550.523.660
YIL ORTASI DÜZELTME FAKTÖRÜ	1,0278
TOPLAM DEĞER	\$565.855.260

**Başkent EDAŞ/Enerjisa EPAŞ**

KUR (\$/TL)	1,23
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-DAĞITIM	\$260.240.197
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PS	\$277.882.693
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PSH	\$40.462
TOPLAM	1,0296
YIL ORTASI DÜZELTME FAKTÖRÜ	\$538.163.352
TOPLAM DEĞER	\$554.068.208

**Boğaziçi EDAŞ/CLK Boğaziçi EPAŞ**

KUR (\$/TL)	1,79
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-DAĞITIM	\$278.253.731
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PS	\$656.451.689
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PSH	\$8.485.509
TOPLAM	\$943.190.930
YIL ORTASI DÜZELTME FAKTÖRÜ	1,0248
TOPLAM DEĞER	\$966.575.144

**Çamlıbel EDAŞ/CLK Çamlıbel EPAŞ**

KUR (\$/TL)	1,51
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-DAĞITIM	\$61.488.773
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PS	\$47.498.236
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PSH	-\$121.114
TOPLAM	\$108.865.895
YIL ORTASI DÜZELTME FAKTÖRÜ	1,0311
TOPLAM DEĞER	\$112.249.235

**Çoruh EDAŞ/Çoruh EPAŞ**

KUR (\$/TL)	1,49
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-DAĞITIM	\$77.769.508
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PS	\$67.057.329
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PSH	-\$134.604
TOPLAM	\$144.692.233
YIL ORTASI DÜZELTME FAKTÖRÜ	1,0317
TOPLAM DEĞER	\$149.274.780

**Dicle EDAŞ/Dicle EPAŞ**

KUR (\$/TL)	1,80
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-DAĞITIM	-\$3.416.970.050
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PS	\$315.203.419
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PSH	\$4.255.533
TOPLAM	-\$3.097.511.098
YIL ORTASI DÜZELTME FAKTÖRÜ	1,0278
TOPLAM DEĞER	0

**Fırat EDAŞ/Fırat EPAŞ**

KUR (\$/TL)	1,51
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-DAĞITIM	\$53.725.205
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PS	\$67.399.443
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PSH	-\$112.373
TOPLAM	\$121.012.275
YIL ORTASI DÜZELTME FAKTÖRÜ	1,0311
TOPLAM DEĞER	\$124.773.101

**Gediz EDAŞ/Gediz EPAŞ**

KUR (\$/TL)	1,79
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-DAĞITIM	\$180.708.901
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PS	\$403.804.563
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PSH	\$3.837.897
TOPLAM	\$588.351.362
YIL ORTASI DÜZELTME FAKTÖRÜ	1,0258
TOPLAM DEĞER	\$603.512.002

**Meram EDAŞ/Meram EPAŞ**

KUR (\$/TL)	1,23
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-DAĞITIM	\$175.541.508
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PS	\$192.723.091
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PSH	-\$684.252
TOPLAM	\$367.580.347
YIL ORTASI DÜZELTME FAKTÖRÜ	1,0280
TOPLAM DEĞER	\$377.882.424

**Osmangazi EDAŞ/Osmangazi EPAŞ**

KUR (\$/TL)	1,49
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-DAĞITIM	\$60.884.555
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PS	\$129.417.942
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PSH	-\$247.608
TOPLAM	\$190.054.889
YIL ORTASI DÜZELTME FAKTÖRÜ	1,0317
TOPLAM DEĞER	\$196.074.117

**Sakarya EDAŞ/Sakarya EPAŞ**

KUR (\$/TL)	1,23
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-DAĞITIM	\$76.282.949
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PS	\$236.788.109
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PSH	-\$654.674
TOPLAM	\$312.416.383
YIL ORTASI DÜZELTME FAKTÖRÜ	1,0296
TOPLAM DEĞER	\$321.649.524

**Toroslar EDAŞ/Toroslar EPAŞ**

KUR (\$/TL)	1,80
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-DAĞITIM	\$217.312.076
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PS	\$626.062.429
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PSH	\$4.531.312
TOPLAM	\$847.905.816
YIL ORTASI DÜZELTME FAKTÖRÜ	1,0278
TOPLAM DEĞER	\$871.519.247



**Trakya EDAŞ/Trakya EPAŞ**

KUR (\$/TL)	1,50
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-DAĞITIM	\$61.965.365
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PS	\$196.513.075
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PSH	-\$846.224
TOPLAM	\$257.632.216
YIL ORTASI DÜZELTME FAKTÖRÜ	1,0269
TOPLAM DEĞER	\$264.568.336

**Uludağ EDAŞ/CLK Uludağ EPAŞ**

KUR (\$/TL)	1,51
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-DAĞITIM	\$94.322.336
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PS	\$224.846.691
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PSH	-\$286.152
TOPLAM	\$318.882.875
YIL ORTASI DÜZELTME FAKTÖRÜ	1,0311
TOPLAM DEĞER	\$328.793.134

**Vangözü EDAŞ/Vangözü EPAŞ**

KUR (\$/TL)	1,80
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-DAĞITIM	-\$437.068.131
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PS	\$125.614.950
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PSH	\$702.993
TOPLAM	-\$310.750.189
YIL ORTASI DÜZELTME FAKTÖRÜ	1,0278
TOPLAM DEĞER	0

**Yeşilirmak EDAŞ/Yeşilirmak EPAŞ**

KUR (\$/TL)	1,49
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-DAĞITIM	\$93.631.056
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PS	\$111.307.957
NAKİT AKIŞLARININ BUGÜNKÜ DEĞERİ-PSH	-\$286.218
TOPLAM	\$204.652.796
YIL ORTASI DÜZELTME FAKTÖRÜ	1,0317
TOPLAM DEĞER	\$211.134.353

## Ek-10: Orijinallik Raporu

Turnitin Orijinallik Raporu

Özelleştirilen Elektrik Dağıtım ve Perakende Satış Şirketlerinin Şirket Değerleme Yaklaşımıyla İncelenmesi Hasan Alma Hasan Alma tarafından tarama (doktora) den

- 03-Mar-2015 16:40 EET' de işleme konu
- NUMARA: 511964822
- Kelime Sayısı: 42576

Benzerlik Endeksi

%5

Kaynağa göre Benzerlik

Internet Sources:

%5

Yayınlar:

%1

Öğrenci Ödevleri:

%1

### kaynaklar:

1

1% match (10-Kas-2010 tarihli internet)

[http://www.emo.org.tr/ekler/35a8b9512364855\\_ek.pdf](http://www.emo.org.tr/ekler/35a8b9512364855_ek.pdf)

2

< 1% match (12-Oca-2015 tarihli internet)

<http://www.slideshare.net/oncel/enerji-ve-jeofizik>

3

< 1% match (12-Şub-2015 tarihli öğrenci ödevleri)

<Submitted to TechKnowledge Turkey on 2015-02-12>

4

< 1% match (21-Şub-2014 tarihli internet)

[http://acikarsiv.ankara.edu.tr/browse/6111/Mustafa\\_duzgun\\_tez.pdf](http://acikarsiv.ankara.edu.tr/browse/6111/Mustafa_duzgun_tez.pdf)

5

< 1% match (03-Haz-2011 tarihli internet)

<http://www.tuyeyad.org.tr/haberyazdir.php?haberid=189>

6

< 1% match (11-Nis-2014 tarihli internet)

<http://web.enerjiuzmanlari.org/Portals/0/Dosyalar/Bulten/sayi2728/Enerji%20Piyasasi%20Bulteni%20HA2013-27-28.pdf>

7


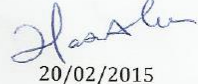
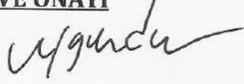
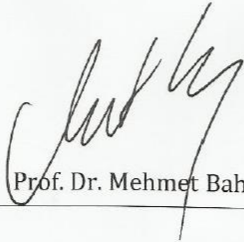
< 1% match (02-Kas-2012 tarihli internet)

<http://www2.epdk.org.tr/mevzuat/teblig/elektrik/tarife/gelir/degisiklik29122010.doc>

8

< 1% match (27-Eyl-2014 tarihli internet)

**Ek-11: Etik Kurul İzin Muafiyet Formu**

	<b>HACETTEPE ÜNİVERSİTESİ</b> <b>SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ</b> <b>TEZ ÇALIŞMASI ETİK KURUL İZİN MUAFİYETİ FORMU</b>
<b>HACETTEPE ÜNİVERSİTESİ</b> <b>SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ</b> <b>İŞLETME ANABİLİM DALI BAŞKANLIĞI'NA</b>	
Tarih: 20/02/2015	
<p>Tez Başlığı / Konusu: Özelleştirilen Elektrik Dağıtım ve Perakende Satış Şirketlerinin Şirket Değerleme Yaklaşımıyla İncelenmesi</p> <p>Yukarıda başlığı/konusu gösterilen tez çalışmam:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. İnsan ve hayvan üzerinde deney niteliği taşımamaktadır,</li> <li>2. Biyolojik materyal (kan, idrar vb. biyolojik sıvılar ve numuneler) kullanılmasını gerektirmemektedir.</li> <li>3. Beden bütünlüğüne müdahale içermemektedir.</li> <li>4. Gözlemsel ve betimsel araştırma (anket, ölçek/skala çalışmaları, dosya taramaları, veri kaynakları taraması, sistem-model geliştirme çalışmaları) niteliğinde değildir.</li> </ol> <p>Hacettepe Üniversitesi Etik Kurullar ve Komisyonlarının Yönergelerini inceledim ve bunlara göre tez çalışmamın yürütülebilmesi için herhangi bir Etik Kuruldan izin alınmasına gerek olmadığını; aksi durumda doğabilecek her türlü hukuki sorumluluğu kabul ettiğimi ve yukarıda vermiş olduğum bilgilerin doğru olduğunu beyan ederim.</p> <p>Gereğini saygılarımla arz ederim.</p>	
 20/02/2015	
<p><b>Adı Soyadı:</b> Hasan ALMA</p> <p><b>Öğrenci No:</b> N09146186</p> <p><b>Anabilim Dalı:</b> İşletme</p> <p><b>Programı:</b> İşletme</p> <p><b>Statüsü:</b> <input type="checkbox"/> Y.Lisans <input checked="" type="checkbox"/> Doktora <input type="checkbox"/> Bütünleşik Dr.</p>	
<p><b>DANIŞMAN GÖRÜŞÜ VE ONAYI</b></p> <p style="text-align: center;"></p> <p style="text-align: center;"></p> <p style="text-align: center;">Prof. Dr. Mehmet Baha KARAN</p>	
<p><b>Detaylı Bilgi:</b> <a href="http://www.sosyalbilimler.hacettepe.edu.tr">http://www.sosyalbilimler.hacettepe.edu.tr</a></p> <p><b>Telefon:</b> 0-312-2976860 <b>Faks:</b> 0-3122992147 <b>E-posta:</b> <a href="mailto:sosyalbilimler@hacettepe.edu.tr">sosyalbilimler@hacettepe.edu.tr</a></p>	

## ÖZGEÇMİŞ

### Kişisel Bilgiler

Adı Soyadı : Hasan ALMA  
Doğum Yeri ve Tarihi : Anamur, 1981

### Eğitim Durumu

Lisans Öğrenimi : İstanbul Teknik Üniversitesi, İşletme Fakültesi,  
(İşletme Mühendisliği-2002)  
Yüksek Lisans Öğrenimi : Gazi Üniversitesi (Ekonomik Büyüme ve  
Kalkınma-2009), Stirling Üniversitesi (Enerji  
Yönetimi-2011)  
Bildiği Yabancı Diller : İngilizce  
Bilimsel Faaliyetleri :

### İş Deneyimi

Stajlar :  
Projeler :  
Çalıştığı Kurumlar : Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu

### İletişim

E-Posta Adresi : drhasanalma@gmail.com

Tarih : 20/02/2015

