

**ELEKTRİK PİYASALARI,
BORSALARI VE FİYAT RİSKİNİN
YÖNETİLMESİ**

**Ali Can Koç
(Yüksek Lisans Tezi)**

2016

**ELEKTRİK PİYASALARI, BORSALARI VE FİYAT RİSKİNİN
YÖNETİLMESİ**

Ali Can Koç

**Yüksek Lisans Tezi
İşletme Anabilim Dalı
Danışman: Doç. Dr. Fatih Temizel**

**Eskişehir
Anadolu Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü
Mayıs, 2016**

Bu Tez Çalışması BAP Komisyonunca kabul edilen 1502E055 nolu proje kapsamında desteklenmiştir.

JÜRİ VE ENSTİTÜ ONAYI

Ali Can KOÇ'un "Elektrik Piyasaları, Borsaları ve Fiyat Riskinin Yönetilmesi" başlıklı tezi **02 Haziran 2016** tarihinde, aşağıdaki jüri tarafından Lisansüstü Eğitim Öğretim ve Sınav Yönetmeliğinin ilgili maddeleri uyarınca toplanan **İşletme (Finansman)** Anabilim Dalında, **yüksek lisans tezi** olarak değerlendirilerek kabul edilmiştir.

İmza

Üye (Tez Danışmanı) : Doç.Dr.Fatih TEMİZEL

Üye : Doç.Dr.Nurullah UÇKUN

Üye : Doç.Dr.Selim YILDIRIM

Prof.Dr.Kemal YILDIRIM
Anadolu Üniversitesi
Sosyal Bilimler Enstitüsü Müdürü



ÖZET

ELEKTRİK PİYASALARI, BORSALARI VE FİYAT RİSKİNİN YÖNETİLMESİ

Ali Can Koç

İşletme Anabilim Dalı

Anadolu Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü, Mayıs 2016

Danışman: Doç. Dr. Fatih Temizel

Elektrik sektöründe liberalleşme aşamalarının başında devlet kontrolündeki tekel şirketlerin yeniden yapılandırılması gelmektedir. Elektrik sektörünün üretim, iletim ve dağıtım kısımlarına ayrılıp, iletim hariç diğer kısımlara özel sektörün girişinin önünün açılmasıyla birlikte yatırımcılar bu sektörlere yatırım yapmaya başlamışlardır. Böylece elektrik piyasalarında rekabetçi bir yapıya geçiş başlamıştır. Elektrik enerjisi, piyasaların serbestleşmesi sürecinin bir parçası olarak yalnızca bir tüketim maddesi olmaktan çıkmış ve finansal piyasaların bir parçası haline gelmiştir. Bunun başlıca nedenleri olarak elektrik pazarında serbest fiyat hareketlerinin oluşması ve buna bağlı olarak fiyatlarda oluşan oynaklık ve risk gösterilebilir. Bu yüzden elektriğin fiziksel olarak toptan ya da perakende günlük ticaretinin yanında futures, forward ve opsiyon kontratları da alınıp satılmaya başlanmıştır. Özellikle ABD ve Avrupa'da yalnızca enerji ve enerji türev ürünlerinin alınıp satıldığı borsalar kurulmuştur. Son yıllarda Türkiye'de de enerji sektöründe serbestleşme yönünde önemli adımlar atılmış ve ayrı bir enerji borsası kurma safhasına geçilmiştir. Bu çalışmada Avrupa ve Amerika'daki enerji borsaları araştırılarak elektrik ticaretinin enerji borsaları içindeki konumu, elektrik kontratlarının özellikleri ve bu borsaların işleyişleri ile elektrik piyasalarında görülen risklerin ortaya konması, bu bilgiler ışığında da Türkiye için öneriler oluşturulması hedeflenmiştir.

Anahtar Kelimeler: Elektrik Piyasaları, Elektrik Borsaları, Gün Öncesi Piyasası, Elektrik Kontratları

ABSTRACT

ELEKTRICITY MARKETS, POWER EXCHANGES AND MANAGING THE PRICE RISK

Ali Can Koç

Department of Business Management

Anadolu University, Graduate School of Social Sciences, May 2016

Adviser: Assoc. Prof. Fatih Temizel

Liberalization process in electricity sector has started with reconstruction of state controlled monopolies. Firstly generation, transmission and distribution activities were unbundled. Then free entry legislations for generation and distribution activities have been applied. Thus private investments were encouraged to invest in electricity sector and transition to competitive electricity markets had been started. Liberalization policies on energy industry change the nature of electricity. It is not just an ordinary consumable item anymore, but also an important part of the financial markets. The main reason of that is price volatility and risks depending on free market conditions. Therefore besides day ahead and intraday spot markets, electricity futures, forwards and options are part of electricity trading. America and some European countries have power exchanges intended for only energy and energy derivatives. Also Turkey has a goal of opening an power exchange in the near future. Aim of this paper is making suggestions for improving electricity market in Turkey through researching risks which are seen in power markets, role of electricity trading in power exchanges and features of electricity contracts used in the power exchanges located in Europe and United States.

Keywords: Electricity Markets, Power Exchanges, Day-Ahead Market, Electricity Contracts

ÖNSÖZ

Yüksek lisans hayatım boyunca çok şey öğrendiğim yalnızca akademik anlamda değil hayata bakışı ile de beni oldukça etkileyen, çalışmam sırasında sunduğu olanaklar sayesinde kendimi daha da geliştirebildiğim değerli danışmanım Doç. Dr. Fatih Temizel'e şükranlarımı sunarım.

Bu tezi bitirmemi sabırla bekleyen aileme ve kader ortaklarım Finansman Yüksek Lisans sınıfındaki arkadaşlarıma destekleri ve yardımları için teşekkür ederim.

Ali Can KOÇ

ETİK İLKE VE KURALLARA UYGUNLUK BEYANNAMESİ

Bu tezin bana ait, özgün bir çalışma olduğunu; çalışmamın hazırlık, veri toplama, analiz ve bilgilerin sunumu olmak üzere tüm aşamalardan bilimsel etik ilke ve kurallara uygun davrandığımı; bu çalışma kapsamında elde edilemeyen tüm veri ve bilgiler için kaynak gösterdiğimi ve bu kaynaklara kaynakçada yer verdiğimi; bu çalışmanın Anadolu Üniversitesi tarafından kullanılan “bilimsel intihal tespit programı” ile tarandığını ve hiçbir şekilde “intihal içermediğini” beyan ederim. Herhangi bir zamanda, çalışmamla ilgili yaptığım bu beyana aykırı bir durumun saptanması durumunda, ortaya çıkacak tüm ahlaki ve hukuki sonuçlara razı olduğumu bildiririm.

Ali Can KOÇ

İÇİNDEKİLER

	<u>Sayfa</u>
BAŞLIK SAYFASI.....	i
JÜRİ VE ENSTİTÜ ONAYI.....	ii
ÖZET	iii
ABSTRACT.....	iv
ÖNSÖZ	v
ÖZGEÇMİŞ	vi
ETİK İLKE VE KURALLARA UYGUNLUK BEYANNAMESİ.....	vii
İÇİNDEKİLER.....	viii
TABLolar LİSTESİ	xi
ŞEKİLLER LİSTESİ	xii
KISALTMALAR LİSTESİ.....	xiii
GİRİŞ	1

Birinci Bölüm

Dünyada Elektrik Enerjisi Sektöründeki Gelişmeler

1. Elektrik Sektörü.....	2
1.1. Elektrik Sektörünün Bileşenleri.....	2
1.2. Elektrik Sektöründe Liberalleşme	5
2. Elektrik Sektöründe Liberalleşme Örnekleri	10
2.1. Şili.....	10
2.2. Britanya	12
2.3. İskandinavya	16
2.4. Brezilya	19
2.5. Amerika Birleşik Devletleri	21
2.6. Orta ve Doğu Avrupa	23
2.7. Türkiye.....	28

İkinci Bölüm

Elektrik Enerjisi Sektöründe Piyasa Yapılanmaları

1. Elektrik Piyasası Modelleri.....	31
1.1. Dikey Birleşen Tekelci Model	31
1.2. Tek Alıcılı Model.....	31
1.3. Toptan Satış Rekabetine Dayalı Piyasa Modeli	32
2. Elektrik Toptan Satış Piyasaları	33
2.1. Organize Piyasalar.....	34
2.1.1. Gün öncesi piyasası.....	34
2.1.2. Gün içi ve dengeleme güç piyasaları	36
2.2. İkili Anlaşmalar Piyasası.....	37

Üçüncü Bölüm

Elektrik Enerjisi Piyasasındaki Riskler

1. Elektrik Enerjisi Piyasalarındaki Riskler	38
1.1. Hammadde ve Meteoroloji Riski.....	38
1.2. Pazar Gücünün Haksız Kullanımı Riski	39
1.2.1. Fiziksel kapasite alıkoyma	40
1.2.2. Fiyat yükseltme	42
1.3. Kredi Riski.....	43
2. Elektrik Enerjisi Piyasalarındaki Risklerin Yönetimi	44
2.1. Hammadde ve Meteoroloji Riskinin Yönetimi.....	44
2.1.1. Elektrik future sözleşmeleri.....	46
2.1.2. Elektrik forward sözleşmeleri.....	48
2.1.3. Elektrik swap sözleşmeleri.....	49
2.1.4. Standart call ve put opsiyonları.....	49
2.1.5. Spark spread opsiyonları	50
2.2. Pazar Gücünün Haksız Kullanımı Riskinin Yönetimi	52
3. Hammadde ve Meteoroloji Riskinin Türkiye Örneğinde Test Edilmesi	55
3.1. Araştırmanın Amacı	55

3.2. Veri Seti.....	56
3.3. Araştırma Yöntemi	58
3.3.1. Zaman serilerinin durağanlığı.....	58
3.3.2. ARDL modeli.....	60
3.3.3. Uygulama sonuçları	65
Sonuç	74
Kaynakça	77

TABLULAR LİSTESİ

	<u>Sayfa</u>
Tablo 1: Elektrik Verisi Birim Kök Testi.....	59
Tablo 2: Doğalgaz Verisi Birim Kök Testi.....	59
Tablo 3: Kömür Verisi Birim Kök Testi.....	60
Tablo 4: Yağış Verisi Birim Kök Testi.....	60
Tablo 5: ARDL Modeli Tahmin Sonuçları.....	65
Tablo 6: Değişen Varyans Sorgulaması.....	68
Tablo 7: Ramsey RESET Testi.....	69
Tablo 8: ARDL Sınır Testi.....	69
Tablo 9: ARDL Eşbütünleşme ve Uzun Dönem Formu.....	70

ŞEKİLLER LİSTESİ

Sayfa

Şekil 1:	2013 yılı elektrik enerjisi tüketiminin maksimum olduğu günde (29 Ağustos 2013) santrallerin enerji kaynağı türlerine göre çalışma durumları.....	3
Şekil 2:	2013 yılı elektrik enerjisi tüketiminin minimum olduğu günde (15 Ekim 2013) santrallerin enerji kaynağı türlerine göre çalışma durumları.....	4
Şekil 3:	Gün Öncesi Piyasasında Elektrik Fiyatı Oluşumu.....	34
Şekil 4:	Gün Öncesi Piyasasında Elektrik Arzı Oluşum Grafiği.....	40
Şekil 5:	Piyasa Fiyatına Göre Üretici Kârları.....	41
Şekil 6:	Fiziksel Kapasite Alıkoyma Stratejisi Sonucu Üretici Kâr Durumu.....	42
Şekil 7:	Fiyat Yükseltme Stratejisi Sonucu Üretici Kâr Durumu.....	43
Şekil 8:	01.01.2010 – 01.12.2014 Arası Türkiye Gün Öncesi Piyasasında Oluşan Elektrik Fiyatları.....	56
Şekil 9:	01.01.2010 – 01.12.2014 Arası Doğalgaz Fiyatları (USD).....	57
Şekil 10:	01.01.2010 – 01.12.2014 Arası Kömür Fiyatları (USD).....	57
Şekil 11:	01.01.2010 – 01.12.2014 Arası Türkiye Yağış Rejimi.....	58
Şekil 12:	Akaike Bilgi Kriterine Göre En Uygun 20 ARDL Modeli.....	65
Şekil 13:	Otokorelasyon Testi.....	67
Şekil 14:	Jargue-Bera Normallik Testi.....	67
Şekil 15:	CUSUM Testi.....	72
Şekil 16:	CUSUM of Squares Testi.....	73

KISALTMALAR LİSTESİ

ADF:	Augmented Dickey-Fuyller Birim Kök Testi
AIC:	Akaike Bilgi Kriteri
ARDL:	Autoregressive Distributed Lag
CAISO:	California Independent System operator
CDEC:	Centro de Despacho Economico de Carga (Ekonomik Yük Dağıtım Merkezi)
CEGB:	Central Electricity Generation Board (Merkez Elektrik Üretim Kurulu)
CEZ:	Ceske Energeticke Zavody
CNE:	Comision Nacional de Energia (Ulusal Enerji Komisyonu)
CONEL:	Compania Nationala de Electricitate
EEX:	European Energy Exchange
EPEX:	European Power Exchange
EPIAŞ:	Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi
ERU:	Energeticky Regulacni Urad
EÜAŞ:	Türkiye Elektrik Üretim Anonim Şirketi
FERC:	Federal Energy Regulatory Commission (Enerji Düzenleme Komisyonu)
GWh:	Gigawatt/hour (Gigawatt/saat)
İDH:	İşletme Devri Hakkı
MVM:	Magyar Villamis Muvek
MW:	Megawatt
NASDAQ:	National Association of Securities Dealers Automated Quotations
NETA:	New Electricity Trading Arrangements (Yeni Elektrik Ticareti Anlaşmaları)
NYMEX:	New York Merchantile Exchange
OTE:	Operator Trhus Elektrinou (Çek Elektrik ve Gaz Piyasası İşletmecisi)
PJM:	Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection
PP:	Philips-Perron Birim Kök Testi
PXE:	Power Exchange Central Europe
REMIT:	Wholesale Energy Market Integrity and Transparency (Enerji Toptan Satış Piyasalarında Dürüstlük ve Şeffaflık ile İlgili Düzenleme)
RENEL:	Regia Autonoma de Electricitate

TEAŞ:	Türkiye Elektrik Üretim İletim Anonim Şirketi
TEDAŞ:	Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
TEİAŞ:	Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
TEK:	Türkiye Elektrik Kurumu
TETAŞ:	Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi
URSO:	Urad pre Regulaciu Sietovych Odvetvi (Slovak İletim Endüstrilerini Denetleme Kurulu)
VIOP:	Vadeli İşlem ve Opsiyon Piyasası
Yİ:	Yap-İşlet
YİD:	Yap-İşlet-Devret

Giriş

Elektrik sektörü yapısı itibarı ile dünyanın her ülkesinde fiziksel ve operasyonel olarak birbirine benzemektedir. Bölgesel değişimlere ve global ekonomik trendlere bağlı olarak de zaman zaman değişiklik göstermektedir. Günümüzdeki duruma bakacak olursak 1980lerde Şili ve Britanya'nın öncülüğünde elektrik sektöründe serbestleşme çalışmaları başlamış ve tüm dünyayı peşinden sürüklemiştir.

Elektrik sektöründe serbestleşme adımlarının atılıp özel sermayenin üretim ve dağıtım alanlarına girmesi ile birlikte serbest elektrik piyasasının oluşması da kaçınılmaz olmuştur. Sonrasında elektrik borsalarının kurulması gecikmemiş, başta Avrupa'da ve Amerika Birleşik Devletleri'nde olmak üzere hızla gelişim göstermiştir. Serbestleşme ve ardından spot piyasaların kurulması ile birlikte kaçınılmaz olarak elektrik fiyatlarında volatilitenin oluşmasını da beraberinde getirmiştir. Bunun yanına elektriğin ticari miktarlarda depolanamama özelliğini de koyduğumuzda elektrik fiyatlarındaki volatilitenin diğer birçok emtiadan çok daha fazla olduğu görülmektedir. Spot piyasalarda volatilitenin artması çözüm olarak elektriğe bağlı türev ürünlerin ortaya çıkmasına neden olmuştur. Bu türev ürünlerinin ticaretinin yapıldığı elektrik borsalarının kurulması ile birlikte elektrik ticaretinin ağırlığı da finansal piyasalara yönelmiştir. Finansal piyasaların gelişmesi ile birlikte elektrik temel bir ihtiyaç olmanın yanın sıra finansal bir yatırım aracı olma özelliği de göstermeye başlamıştır.

Bu çalışmada elektrik ticaretinin finansal piyasalardaki yeni konumu uluslararası örnekler üzerinden incelenecektir. Birinci bölümde elektrik sektörü ve örnek ülkelerde serbestleşme çalışmaları anlatılacak ikinci bölümde de yeni durumla birlikte elektrik piyasalarında görülen modeller açıklanacaktır. Üçüncü bölümde ise elektrik piyasalarında görülen ve elektrik fiyatlarındaki volatilitiyi artıran riskler ile bu riskleri başarılı bir şekilde yönetebilmek için gereken araçlardan bahsedilecektir. Tespitler, Türkiye'de henüz yeni yeni gelişen Enerji Borsaları organizasyonu için yol gösterici nitelikte olmak üzere öneri halinde sunulacaktır.

Birinci Bölüm

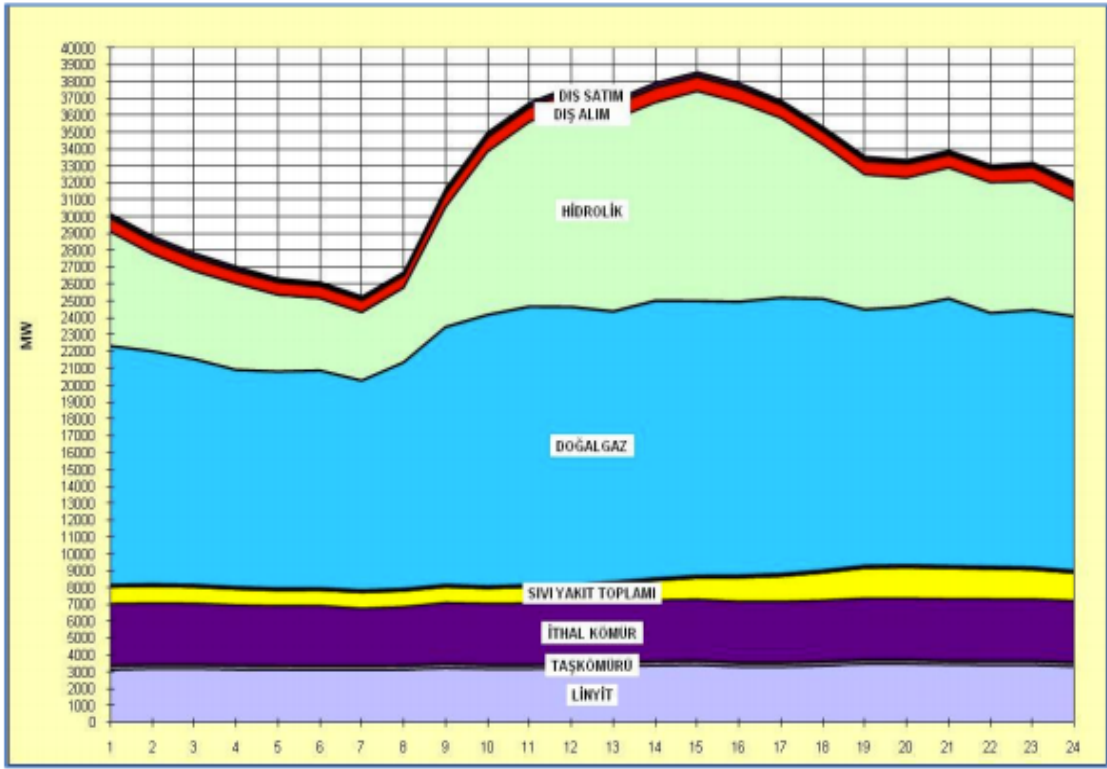
Dünyada Elektrik Enerjisi Sektöründeki Gelişmeler

1. Elektrik Sektörü

1.1. Elektrik Sektörünün Bileşenleri

1980'lerden itibaren elektrik ticaretinde serbestleşme adımlarının atılmasıyla birlikte yatırımcılar elektrik üretimi ve dağıtım sektörlerine girmiştir. Böylece elektrik piyasaları rekabetçi bir yapıya kavuşmuştur. Elektrik enerjisi, piyasaların serbestleşmesi sürecinin bir parçası olarak yalnızca bir tüketim maddesi olmaktan çıkmış ve finansal piyasaların bir parçası haline gelmiştir. Elektrik endüstrisindeki bu dönüşümün daha iyi anlaşılabilmesi için öncelikle bu endüstrinin üç ana bileşenin olan üretim, iletim ve dağıtım bölümlerinin açıklanması gerekmektedir.

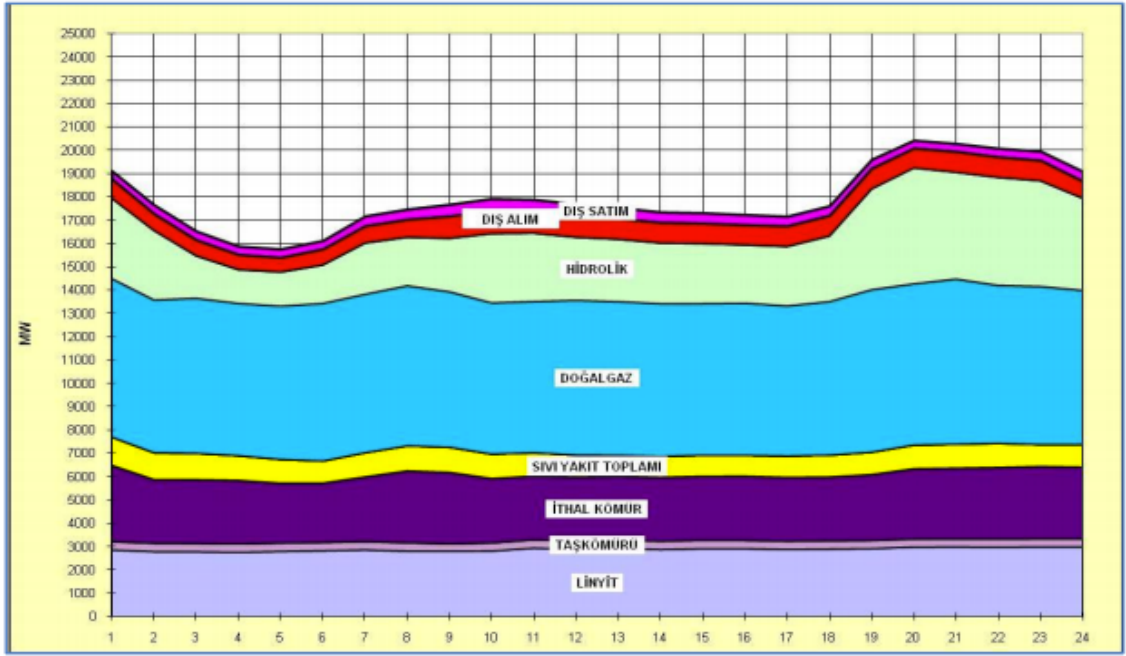
Elektrik, çok çeşitli teknoloji ve enerji kaynakları kullanılarak üretilen bir üründür. Ancak elektrik üretiminde kullanılan birincil enerji kaynağına ve bu kaynağa uygun olarak kullanılan üretim teknolojisine göre üretim birimlerinin maliyet yapısı (sabit, değişken ve marjinal maliyetler), bu birimlerin devreye giriş hızı, süresi, dönemi gibi unsurlar farklılaşmaktadır (Stoft, 2002: 14). Tam gün boyunca gereken temel elektrik ihtiyacını yani baz yükü karşılamak için üretim esnekliği olmayan bu yüzden de sürekli çalışan nükleer santraller, doğalgaz santralleri ve kömür santralleri baz yük santrali olarak kullanılmaktadır. Mevsimsel olarak genellikle çok soğuk ya da çok sıcak ve nemli geçen kış ile yaz dönemleri, gün olarak da genellikle akşam saatlerinde oluşan yüksek talebin olduğu yani puant yük zamanlarında çoğunlukla devreye hızlı girip çıkabilen hidroelektrik santraller kullanılmaktadır.



Şekil 1. 2013 yılı elektrik enerjisi tüketiminin maksimum olduğu günde (29 Ağustos 2013) santrallerin enerji kaynağı türlerine göre çalışma durumları

Kaynak: (Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi [TEİAŞ], 2014: 7)

Elektrik, doğası gereği büyük ölçeklerde depolanması ve stoklanması mümkün olmayan bir üründür. Bu durum elektriğin üretildiği anda tüketilmesi gereğini ortaya çıkarmaktadır. Dolayısıyla elektrik arzının ve talebinin sürekli dengede olmasının sağlanması gerekmektedir. Bu dengeleme için ise rezerv olarak bir üretim kapasitesinin ayrılmasına ve devamlı bir gözetim ve işletim mekanizmasına ihtiyaç duyulmaktadır (Shively ve Ferrare, 2010: 16). Tam ikamesi olmayan elektrik arzı anlık olarak talebi karşılayamayacak olursa tüm sistem çökebilme ve elektrik kesintileri oluşmaktadır.



Şekil 2. 2013 yılı elektrik enerjisi tüketiminin minimum olduğu günde (15 Ekim 2013) santrallerin enerji kaynağı türlerine göre çalışma durumları

Kaynak: (TEİAŞ, 2014: 8)

Üretilen elektrik enerjisinin tüketiciye ulaştırılması için yaygın bir iletim ve dağıtım şebekesi kullanılmaktadır. Yüksek gerilim seviyesinde ülke genelinde kurulan iletim şebekesi ile elektriği daha düşük gerilimlerle iletmek üzere şehirlerde kurulan dağıtım şebekeleri ikincil bir hat çekmenin çok yüksek maliyetli ve iktisadi olarak irrasyonel olması nedeniyle doğal tekel özellikleri göstermektedir. Bu nedenle üçüncü kişilerin bu şebekelere ayrımcılık olmadan erişimi rekabet açısından kritik öneme sahiptir. Elektrik fiziksel olarak bir noktadan başka bir noktaya taşınırken en az direnç gösteren hattı seçmektedir. Dolayısıyla bir noktada oluşturulan elektrik akışının şebekenin başka bir noktasına doğrudan yönlendirilmesi mümkün değildir. Başka bir ifadeyle, bir tüketici enerji tüketimini aralarında doğrudan bir iletim hattı yok ise gerçek anlamıyla belli bir üreticiden karşılayamamaktadır (Stoft, 2002: 15). Esasında sistemin işleyişinde tüm üreticilerin ürettiği elektrik tamamen aynı olduğu için bu üreticilerin üretimleri bir havuzda toplanmakta ve talep bu havuzdan karşılanmaktadır (Kirschen ve Strbac, 2005: 50). Bununla birlikte, bir üreticinin sisteme verdiği elektrik enerjisi ile bir tüketicinin sistemden çektiği elektrik enerjisi miktarları karşılaştırılarak ve mali olarak uzlaştırılarak iki taraf arasında elektrik alım satımının yapılması mümkün olabilmektedir.

Elektrik dağıtımını elektriğin küçük işletmelere ya da hane halkına perakende olarak satışını kapsamaktadır. Türkiye’de 2005 yılında Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi (TEDAŞ)’nin 21 dağıtım bölgesine ayrılması ve bu bölgede dağıtım yapan TEDAŞ’a bağlı şirketlerin özelleştirilmesi ile perakende satış piyasasında yeni bir dönem başlamıştır. Elektrik üreticilerinden ikili anlaşmalar ya da toptan satış piyasaları yoluyla elektrik satın alan dağıtım şirketleri ellerindeki şebekeler yoluyla kendi abonelerine satmaktadır.

1.2. Elektrik Sektöründe Liberalleşme

1990lı yıllarda birçok ülke, elektrik sektörlerini performanslarını artırmak amacıyla yeniden şekillendirmeye başlamıştır. Yeniden yapılandırma çalışmaları birkaç ana başlıktan oluşmuştur. Bunların en önemlileri devlet kontrolündeki şirketlerin özelleştirilmeleri, rekabete açık olması öngörülen elektrik üretim sektörünün doğası gereği tekel yapıdaki iletim ve dağıtım bölümlerinden ayrıştırılması son olarak da rekabetçi toptan ve perakende elektrik satış piyasalarının geliştirilmesidir.

Elektrik sektörünün ana bileşenleri üretim, iletim, dağıtım ile ticaretin yapıldığı toptan ve perakende piyasalardır. Liberalleşme çalışmalarının başlamasına kadar dünyanın neredeyse her ülkesinde elektrik sektörü üretim, iletim, dağıtım faaliyetlerinin dikey birleşmesi yoluyla kurulan özel ya da devletin sahibi olduğu tekeller tarafından yürütülmüştür. Bu modelde ne elektrik arzı kısmında herhangi bir rekabet ne de tüketicilere yönelik bir serbestlik bulunmaktadır. Elektrik fiyatının belirlenmesi ve sektöre yönelik düzenlemeler tekel olan kamu ya da özel kuruluşun istediği şekilde yapılmaktadır. Belirli coğrafik alanlarda üreticilere elektrik ulaştıran bu tekellerin performansları ülkeden ülkeye oldukça değişkenlik göstermiştir. Birçok gelişmekte olan ülkedeki elektrik sektörünün tekel firmaları düşük iş verimliliği, kötü servis kalitesi, iletim ve dağıtım sisteminden kaynaklanan yüksek kayıplar, elektrik tesislerinin geliştirilmesi için gereken sermayenin temin edilememesi, nüfusun önemli bir kısmına yeterli servisin iletilmemesi gibi zayıf özellikler göstermektedir. Bu yüzden endüstriyel kullanıcılar kendi üretim tesislerini kurmak zorunda kalmakta bu da işletme maliyetlerini yükseltmektedir. Gelişmiş ülkelerdeki elektrik sektörünün performansı daha iyi olmakla

beraber işletme maliyetlerinin yüksek olması, inşa edilen yeni tesislerin maliyetlerinin karşılanmasında zorluklar çekilmesi ve politik baskılar nedeniyle yüksek maliyetli politikalar yürütülmesi perakende elektrik fiyatlarının oldukça yüksek olmasına neden olmuştur (Joskow, 2006: 1)

Elektrik endüstrisini yeniden yapılandırma çalışmalarının başladığı 1980li yıllardan önce elektrik arzı ülkeden ülkeye değişiklik gösteren iki ana yapıya sahipti. Bunlardan ilki elektrik endüstrisini devlete ait şirketlerin oluşturduğu ülkeler, ikincisi ise elektrik sektörünü devlet denetiminde tekelleşmiş özel şirketlerin elinde tuttuğu ülkelerdir. İşletmenin devlet tekelinde olduğu durumlarda bağımsız bir denetleme kuruluşu olmamakta, işletme yalnızca hazine vb. ayrı bir devlet organı tarafından denetlenmekte ve finansal açıdan desteklenmektedir. Elektrik işletmelerinin verimli çalışmaları durumunda ise bu durumun yarattığı riskler ve borçlanmalar vatandaşlar üzerinde doğrudan etkili olmaktadır. Ayrıca devlet elindeki bu şirketler genelde müşteri isteklerine yeterince duyarlı olamamakta ve teknoloji geliştirme yönünden de eksik kalmaktadır. Birçok gelişmekte olan ülkede görüldüğü üzere devlet altyapı yatırımları konusunda yetersiz kalmakta bu da sürekli elektrik kesintilerine ve güvensizliğe yol açmaktadır (Sioshansi ve Pfaffenberger, 2006: 35).

Gelişmiş ülkelerde görülen bağımsız denetime tabi ancak tekel konumundaki özel elektrik işletmeleri devlet şirketlerine göre daha başarılı görünmektedir. Başarılı ve etkili bir denetimin olduğu durumlarda fiyat istikrarı sağlanabilmekte ve uzun vadeli planlar ve yatırımlar hayata geçirilebilmektedir. Belirtilen avantajlarına rağmen bu modelin bazı eksik ve başarısız yanları da bulunmaktadır. Piyasada tekel bir şirketin olmasının en büyük dezavantajı müşterilerin seçim şansının bulunmamasıdır. Bu durum elektrik piyasasında çoğunlukla fabrikalar gibi büyük tüketicileri etkilemektedir. Daha az maliyetli seçenekler olmasına rağmen elektrik tedarikçisi seçilememektedir. Bunun yanında hem devlet tekelinde hem denetimli özel şirketlerin tekel olduğu durumlarda görülen ortak bir dezavantaj politikacılar tarafından yapılan manipülasyonlar ve müdahalelerdir. Politik kaygılarla bazı kesimlere ayrıcalıklı kullanım hakları verilebilmektedir. Örneğin Hindistan'ın birçok bölgesi çiftçiler bedava yakın fiyatlarla elektrik kullanmaktadır. İngiltere'de elektrik sektörü liberalleşmeden önce kömür işletme

birlikleri sahip oldukları politik güç sayesinde İngiliz kömürünün ekonomik olmamasına rağmen devlet tekelindeki elektrik üretim santrallerinde kullanmalarını sağlamışlardır. Amerika Birleşik Devletleri'nde sıcak iklime sahip bölgedeki insanların kullandıkları elektriğin maliyeti daha ılıman bölgede yaşayan insanlar tarafından desteklenmiştir (Sioshansi ve Pfaffenberger, 2006: 35).

Ülkelerin elektrik sektörlerinde varlığını sürdüren tekel yapıların durumu 1980lerden itibaren sorgulanmaya başlamış ve yeni çözümler üretmek için ülkeden ülkeye değişiklik gösteren çeşitli adımlar atılmıştır. Bu yeni düşünceyi yaratan başlıca durumlar şöyle sıralanabilir; Öncelikle eskiye göre oldukça verimli ve ucuz elektrik üreten doğal gaz santrallerinin ortaya çıkmasıyla düşük bütçeli ve az riskli yatırımlarla santraller kurulmaya başlandı. Böylece elektrik üretimi sektörüne giriş kolaylaştı. Bunun yanında devletlerin sürekli ekonomik krizlerle karşı karşıya kalmaları ve artan kamu borçları politikacıları radikal kararlar almaya itmiştir. Bu nedenle devlet tekelindeki, verimli çalışmayan ve çoğunlukla zarar eden elektrik işletmeleri özelleştirilmeye başlamıştır. Liberalleşmeye neden olan bir başka durum ise hızlı büyüyen ülkelerin enerji ihtiyaçlarının da aynı düzeyde artmasıdır. Tekel durumdaki işletmeler hızlı büyümenin yarattığı enerji ihtiyacını karşılamakta eksik kalmakta ve gerekli altyapı hizmetleri için yeterli yatırımı yapamamaktadır. Bu nedenle özellikle yabancı sermayenin ilgisini çekebilmek amacıyla liberalleşme ve özelleştirme politikaları uygulanmaya başlamıştır.

Elektrik sektöründeki reform uygulanmalarının başta gelen amacı tüketicilere uzun vadeli faydalar sağlamaktır. Bunun için öncelikle toptan satış pazarında rekabet yaratılması gerekmektedir. Böylece üretim kapasitesini artırıcı yatırımlar teşvik edilmiş olacak ve elektrik arzına yönelik teknolojinin gelişmesi desteklenmiş olacaktır. Bununla birlikte tüketicilerin kendi ihtiyaçlarına en uygun servisi verebilecek elektrik sağlayıcılarını serbestçe seçebilecekleri bir perakende elektrik piyasasının kurulması amaçlanmaktadır. Böylece perakende elektrik tedarikçileri talep, risk ve kalite yönetimi konularında kendilerini geliştirmek zorunda kalacaklardır. Ayrıca perakende elektrik tedarikçileri toptan satış pazarında alıcı konumunda buldukları için bu piyasada da rekabeti artıracaklardır (Joskow, 2006: 3).

1980lerden itibaren gelişmiş ve gelişmekte olan ülkelerde elektrik endüstrisini liberalleştirmeye yönelik reformlar uygulanmaya başlanmıştır. Reform uygulamalarında başı Şili (1982), İngiltere (1989) ve Norveç (1991) çekmiştir. Eskiden var olan, dikey birleşmelerle kurulan elektrik endüstrisinin yerine üretim ile toptan ve perakende satış sektörlerinin rekabetçi hale getirilmeye çalışıldığı ayrıştırılmış bir elektrik endüstrisi kurulmaya çalışılmıştır. Dağıtım ve iletim işleri tekel işletmeler tarafından yönetilse de bağımsız denetleyiciler tarafından denetlenmesi önemsenmektedir. Reform çalışmalarında ülkelerin yaptığı diğer ortak unsurlar toptan ve perakende satış piyasalarının oluşturulması, bağımsız piyasa ve sistem operatörlerinin kurulması ile özelleştirmeler olarak sayılabilir (Sioshansi ve Pfaffenberger, 2006: 38).

Elektrik endüstrisinde liberalleşme süreci üç ana parçadan oluşmaktadır. Öncelikle devletin endüstri üzerindeki mülkiyet, yönetim ve kontrol rolleri azaltılmıştır. Daha sonra serbest piyasaya geçilerek sektörde rekabetçi bir yapı ortaya çıkarılmaya çalışılmıştır. Bunun için endüstrideki dikey bütünleşik yapı ayrıştırılmakta ve özel sektörün denetimli şekilde sektöre dahil olması sağlanmaktadır. Son olarak da kullanıcıların serbestçe tedarikçilerini seçebilecekleri ve kendi enerji talep ve risk yönetimlerini yapabilmelerine olanak sağlayacak yapının kurulmasına yönelik adımlar atılmaktadır.

Elektrik endüstrisinde dikey bütünleşik yapının ayrışması üretim, iletim ve dağıtım birimlerinin üçünü de bünyesinde bulunduran devlet ya da özel teşebbüs tekellerinin ortadan kaldırılması anlamına gelmektedir. Ayrışma ile birlikte üretim ve dağıtım sektörlerinde rekabetçi bir yapı kurulurken enerji güvenliği ve arzı için hayati önem taşıyan iletim hatları ise tek bir işletmecinin kontrolüne verilmektedir.

Elektrik sektöründe liberalleşmenin başlamasıyla sektörü elinde tutan dikey bütünleşik yapıların da ayrıştırılmalarına başlanmıştır. Bütün ülkelerde bu süreç aynı işlememiş ve çeşitli ayrıştırma yöntemleri kullanılmıştır. Bu ayrıştırma yöntemlerinin bazıları kısmi ve basit ayrıştırmalarken bazıları ise tüm bileşenleri kapsayan radikal ayrıştırmalar olmuştur.

Elektrik sektöründe görülen ayrıştırma yöntemlerinin en basiti muhasebe ayrıştırmasıdır. Bu yöntem dikey bütünleşik şirketlerin iletim ve dağıtım faaliyetlerine yönelik muhasebe

kayıtlarını birbirinden ayırması anlamına gelmektedir. Böylece muhasebe kayıtlarının daha şeffaf bir şekilde incelenebilmesi amaçlanmaktadır. Ayrıca iletim ve dağıtım faaliyetleri arasında kâr ve zarar aktarımı anlamına gelen çapraz sübvansiyonun da önüne geçilebilmektedir.

Bir diğer ayrıştırma yöntemine yönetim ayrıştırması ya da operasyonel ayrıştırma adı verilmektedir. Buna göre dikey bütünleşik yapı devam etmekle birlikte birimlerin yönetici ve çalışan alımları, faaliyet ve karar mekanizmalarının dikey bütünleşik yapının ana şirketinden bağımsız ve kendi çıkarlarını gözeterek şekilde davranmaktadır.

Daha kapsamlı ayrıştırma yöntemlerinin başında fonksiyonel ya da organizasyonel ayrıştırma gelmektedir. Fonksiyonel ayrıştırma dikey bütünleşik şirketin faaliyetlerinin ayrı faaliyetler olarak değerlendirilmesi, yani üretim, iletim ve dağıtım bölümlerinin birbirlerinden bağımsız ve farklı yöneticiler tarafından yönetilmesi anlamına gelmektedir. Bu yüzden bu bölümler kendi finansal ve insan kaynaklarına sahip olmaktadır. Ayrıca bölümler arası bilgi ve iletişim trafiği büyük oranda sınırlandırılarak rekabeti bozucu ya da ayrımcı uygulamaların önüne geçilmesi hedeflenmektedir.

Hukuki ayrıştırma ya da tüzel kişilik ayrıştırması ise dikey bütünleşik yapıya ait farklı birimlerin farklı tüzel kişilikler altında yürütülmesi anlamına gelmektedir. Hukuki ayrıştırma yoluyla dikey bütünleşik yapıya bağlı şirketlerin ticari faaliyetleri birbirinden tamamen ayrılmakta ve ana şirketten etkilenmeleri artık söz konusu olmamaktadır.

En radikal ayrıştırma yöntemine ise mülkiyet ayrıştırması adı verilmektedir. Bu ayrışmada dikey bütünleşik yapının tamamen ortadan kalkmasını öngörülmektedir. Buna göre üretim, iletim ve dağıtım faaliyetleri farklı tüzel kişilikler altında yapılandırılmakta ve bu tüzel kişiliklerin mülkiyetlerinin de ana şirketten bağımsız olması istenmektedir. Böylece dikey bütünleşik yapı ortadan kalkmakta, enerji üretim ve dağıtım şirketlerinin şebeke üzerindeki doğrudan ya da dolaylı kontrolleri de tamamen engellenmiş olmaktadır (Yersu Şahin, 2012: 9-11).

2. Elektrik Sektöründe Liberalleşme Örnekleri

2.1. Şili

Şili elektrik endüstrisinde reform uygulamaya başlayan ilk ülke olarak görülmektedir. 1982 yılında çıkarılan yasa ile elektrik endüstrisi üretim, iletim ve dağıtım olarak üç bölüme ayrılarak özel sektöre açılmıştır. Elektrik üretimi rekabetçi bir iş alanı haline dönüştürülmüş, iletim hatları hiçbir üreticiye ayırım yapmayacak şekilde herkesin kullanımına sunulmuş, dağıtım kısmı ise denetlenen doğal bir tekel haline gelmiştir. İletim hatlarının her üreticinin erişimine açık olması için bağımsız bir sistem operatörü Centro de Despacho Economico de Carga (Ekonomik Yük Dağıtım Merkezi, CDEC) kurulmuştur (Raineri, 2006: 77)

Çıkarılan kanuna göre üreticilerin elektrik satabilmeleri için üç piyasa oluşturulmuştur. Birincisi üreticiler ve dağıtım şirketleri arasındaki piyasadır. Bu piyasada hane halkı gibi doğrudan dağıtım şirketlerine bağlı küçük tüketicilerin kullanacakları elektrik fiyatı belirlenmektedir. İkincisi, büyük ölçekli tüketicilere yönelik olarak kurulan, onların serbestçe istedikleri üretici ya da dağıtım şirketini seçebilmelerine olanak sağlayan piyasadır. Küçük tüketiciler için elektrik fiyatları Ulusal Enerji Komisyonu (CNE) tarafından düzenlenmekte, büyük tüketiciler ise üreticiler ya da dağıtım şirketleriyle serbestçe pazarlık yapabilmektedir. Üçüncüsü ise üreticilerin üretim kapasitelerinde düşüklük olduğu zaman tüketicilere karşı yükümlülüklerini yerine getirmek için birbirleri arasında yaptıkları alım satımı düzenleyen piyasadır. Tüm bu piyasalar düzgün işlemesi ve fiyat istikrarı sağlanabilmesi CDEC tarafından yönetilmektedir (Rudnick ve Solezzi, 2001: 182).

Şili'de liberalleşme adımlarının atılmasıyla birlikte elektrik sektörüne yapılan yatırımların etkileyici bir şekilde artış gösterdiği gözlemlenmektedir. Elektrik üretimi kısmına özel sektörün girmesiyle birlikte üretim kapasitesi önemli derecede artarken fiyatlar da düşük seviyede tutulabilmiştir. Termal ve doğalgaz santrallerinin çok olduğu ülkenin kuzeyinde 1982'de 2713 MW olan kurulu sistem kapasitesi 2004 yılında 6991 MW değerine ulaşmıştır. Ülkenin hidroelektrik rezervlerinin çok olduğu orta bölgesinde

ise bu değer 428 MW'tan 3634 MW'a yükselmiştir. Bunun yanında altyapı hizmetlerine de önemli yatırımlar yapılmıştır. Buna bağlı olarak 1982'de yaklaşık 4700 km olan iletim hatlarının uzunluğu 2002 yılında 13600 km'ye kadar çıkmıştır. Aynı dönemde kırsal alanda elektrik hizmeti verilen hane sayısı %38'den %86'ya şehirlerde ise %95'ten %98'e yükselmiştir (Fischer vd., 2003: 39-40).

Şili'de elektrik fiyatları uluslararası karşılaştırma yapıldığında düşük seyretmektedir. Latin Amerika ölçeğinde bakıldığında hane halkı fiyatı ortalama düzeyde olmakla beraber endüstriyel kullanıcılar için oldukça düşüktür. 1992 ile 2002 yılları arasında bakıldığı zaman elektrik fiyatlarının yaklaşık %30 oranında azaldığı görülmektedir. Aynı dönemde gaz ve hidroelektrik maliyetlerindeki düşüşün daha az olduğu belirtilmektedir. Bu da göstermektedir ki liberalleşme politikaları ile hayata geçirilen yeni düzenlemelerle son kullanıcıya yüklenen birçok ek maliyette indirimle gidilmiş olması ve artan kapasite ve altyapı hizmetleri neticesinde elektrik birim maliyetleri azalmasının fiyat düşüşünde önemli etkileri vardır (Pollitt, 2004: 10).

Elektrik arzının kalitesi liberalleşme çalışmalarıyla birlikte oldukça atmıştır. Özellikle kayıp kaçak oranlarının önemli derecede azaldığı görülmektedir. Ülke çapında 1982 yılında elektrik direncinin sebep olduğu kayıp oranı %10.2 iken bu oran 2002 yılında %6.2'ye gerilemiştir. Ülkenin başkenti Santiago'da kayıp kaçak oranı 15 senede %19.8'den %5.6'ya gerilemiştir. Devletin başa çıkmakta zorlandığı ya da politik kazançlar uğruna görmezden geldiği kayıplar düzenli bir servis ağı ve tahsilat sistemine yapılan yatırımlar sayesinde oldukça azaltılmıştır. Elektrik arzı kısmında bir başka gelişme ise iletim hatlarındaki problemler nedeniyle gerçekleşen kesintilerin azalmış olmasıdır. Gelişen teknoloji ve yatırımlar sayesinde iletim hatlarının neden olduğu elektrik kesintileri 5 kat azalmıştır (Pollitt, 2004: 12).

Elektrik sektöründeki reformların oldukça yararlı olduğu görülse de Şili elektrik endüstrisi 1998'den beri iki ana krizle karşılaşmıştır. Bunların ilki 1998-99 yıllarında yaşanan tekrarlı kesintilerdir. Bu yılların oldukça kurak geçmesi sebebiyle hidroelektrik santrallerindeki su rezervleri büyük ölçüde azalmıştır. Fiyat ayarlama ve planlama sistemlerinin su rezervlerindeki azalmaya karşı yeterli önlemleri alamaması nedeniyle sorun

gittikçe büyümüştür. Aşırı koşulları tahmin edememe nedeniyle barajlardaki suların erkenden salınması ve fosil kaynaklara dayalı üretimdeki eksiklik nedeniyle kısmi ve tekrarlı elektrik kesintileri yaşanmaya başlanmıştır. Yeterli üretim yapılamamasına rağmen elektrik fiyatlar ise düşmeye devam etmiştir. Kasım 1998'den Nisan 1999'a kadar yaklaşık 500 GWh elektrik sağlanamamıştır. Bir diğer önemli kriz 2002 yılında Arjantin'in ekonomik krize girmesi nedeniyle meydana gelmiştir. Arjantin büyük bir doğalgaz üreticisi olmasından dolayı Şili'nin elektrik üretimi konusunda bağlı olduğu bir ülkedir. 2002'de Arjantin'de yaşanan ekonomik kriz sonrasında para birimi pesonun oldukça değer kaybetmesine rağmen gaz ve elektrik fiyatlarının ülke içinde aynı kalması talebi düşürmüştü, 2003'te ise düşük fiyatlar sayesinde ihracatın birden yükselişe geçip ekonominin toparlanmaya başlaması ile de gaz ve elektriğe olan talep hızlıca artmıştır. Bu nedenle Arjantin'de elektrik kesintileri yaşanmaya başlamış, bu durumdan kurtulmak için de gaz ihracatında azaltmaya gidilmiştir. Bu politika sonucunda Şili'ye yapılan gaz ihracatı %15 oranında azaltılmıştır. Şili de bu durumu dengelemek için daha pahalı bir hammadde olan fuel oile geçmiştir. Bu geçişin 6 aylık dönemde Şili'ye zararı ise yaklaşık 32 milyon dolar olmuştur (Fischer ve Serra, 2000: 200-205).

2.2. Britanya

Britanya elektrik arz endüstrisi yeniden organize edilerek liberalleşen ilk ülkelerden biridir ve birçok ülkeye de örnek olmuştur. Dünya Bankası ve bazı diğer uluslararası finansal kurumlar Hindistan, Ukrayna ve Brezilya gibi ülkelere Britanya modelini uygulamalarını önermiştir. İkinci Dünya Savaşı sonrasında uygulanan kamulaştırma politikaları ile birlikte tüm elektrik endüstrisi devlet kontrolüne alınmıştır. Merkez Elektrik Üretim Kurulu (Central Electricity Generation Board, CEGB) İngiltere ve Galler'deki tüm üretim birimlerinin ve iletim hatlarının sahibi olarak ürettiği elektriği dağıtımdan ve perakende satıştan sorumlu olan, bölgelere ayrılmış 12 kurula satmıştır. İskoçya'da ise kuzeyde ve güneyde ayrı iki kurul bölgesel üretim, iletim ve dağıtımdan sorumlu olarak görev yapmıştır (Simmonds, 2002: 1-2).

Britanya'da devlet tarafından işletilen CEGB 1990'da yeniden yapılandırılmıştır. Bunun sonucunda iletim bölümü (National Grid Company) ve üç üretim şirketi (National Power,

PowerGen ve Nuclear Electric) olarak bölünmüş Nuclear Electric hariç diğer üretim şirketleri özelleştirilirken Nuclear Electric şirketinin yeni üretim santralleri de British Energy adıyla 1996'da satılmıştır. Özelleştirmelerden kısa süre önce ise 12 tane olan bölgesel elektrik dağıtıcıları, sahibi oldukları National Grid Company'nin bünyesine katılmış ve 12 kurul olarak yeniden düzenlenmiştir (Erdoğan, 2013: 22)

Liberalleşme sürecinin başladığı 1990 yılında elektrik üretiminin büyük bir kısmı kömür santrallerinden elde edilmekteydi (%68). Geri kalan üretimin çoğunluğunu ise nükleer enerji oluşturmaktaydı (%19). Doğal gaz santralleri ise bulunmamaktaydı. İlerleyen yıllarda ise bu durum ciddi anlamda değişiklik göstermiştir. Kömür santrallerinin elektrik üretimindeki payı ciddi anlamda düşerken 1999 yılında %30'a kadar gerilemiştir. Diğer yandan doğal gaz santrallerinin payı 2004 itibariyle %40'a yükselmiştir. Nükleer enerji ise 1998'de %28 ile en yüksek orana ulaşmış ancak ilerleyen yıllarda giderek azalma eğilimine girmiştir. (Newbery, 2006: 109).

İngiltere elektrik arz endüstrisinde meydana gelen en önemli değişimlerin başında Elektrik Havuzu'nun kurulması gelmektedir. Bu sistemle birlikte katılımın zorunlu olduğu bir gün öncesi elektrik piyasası kurulmuştur. Böylece Britanya genelindeki toptan elektrik satış fiyatı ve bu elektriğin üretileceği kaynaklar belirlenmektedir. Bu piyasada fiyat yalnızca üreticilerin katılımıyla açık artırma yoluyla belirlenmektedir. Buna göre elektrik üreticileri her gün saat 10'a kadar bir sonraki gün için tekliflerini yapmakta ve saat 17'de de bir sonraki günün siparişleri ve fiyatlar yarım saatlik periyotlar halinde açıklanmaktadır. Bu sistem bir sonraki gün için öngörülen talep doğrultusunda üreticilerin tekliflerini ucuzdan pahalıya doğru sıralamakta ve talep karşılandığı andaki en yüksek fiyat o günün Elektrik Havuz fiyatını oluşturmaktadır. Piyasa için referans fiyatın ve denge piyasasının oluşmasını sağlayan havuz sisteminin yanında çoğu üretici ve dağıtıcılar çeşitli periyotlar için ikili anlaşmalar yaparak piyasada oluşabilecek volatiliteye karşı kendilerini korumaya çalışmaktadır (Sweeting, 2001: 7-10).

Liberalleşmeyle birlikte özelleştirmelerin de yapılmasıyla elektrik arzında rekabet yaşanmaya başlamıştır. Özelleştirmelerin başlamasının ardından ilk yıllarda 1MW'tan fazla tüketime sahip olan yaklaşık 5000 tüketici istedikleri üreticiden elektrik alma ya da

doğrudan Elektrik Havuzu'ndan satın alma hakkına sahip olmuştur. Ancak diğer kullanıcılar kendi yerel dağıtıcılarından almak zorunda kalmıştır. 1994 yılında eskiden 1 MW olan limit 100 kW'a indirilmiş ve 45000 kullanıcı daha serbestlikten yararlanmaya başlamıştır. 1999 yılında ise yerel dağıtıcıların ayrıcalıkları kaldırılmış ve bütün kullanıcılar istedikleri dağıtıcıyı seçme hakkına kavuşmuşlardır (Newbery, 2006: 109).

Britanya elektrik sektöründeki liberalleşme süreci ve bu süreçten çıkarılan dersler birçok ülkeye örnek model olmuştur. Öncelikle iletim ve üretim bölümlerinin birbirinden ayrılması rekabetçi bir toptan satış piyasasının oluşmasını sağlamış bu da üreticilere fiyatları düşürmeleri için baskı oluşturmuştur. Elektrik üretimine yapılan yatırımlar şeffaf olarak çalışan Elektrik Havuzu sistemi, yerel dağıtıcılar ve güçlü bir toptan satış piyasası sayesinde kolaylaşmış ve artmıştır. Böylece ülkedeki üretim ünitelerinin yaklaşık üçte biri yenilenmiştir (Rotaru, 2013: 272-273).

Liberalleşme sonrası Britanya elektrik endüstrisinin performansı hakkında birbirinden farklı ve zıt görüşler bulunmaktadır. Newbery ve Politt'e (1997: 300) göre elektrik arz sektöründeki özelleştirme ve yeniden yapılandırma çalışmalarıyla birlikte Britanya elektrik sektöründeki verimlilik oldukça artmıştır. Maliyetler önemli ölçüde azalmış, işgücü verimliliği ise ilk beş yılda iki katına çıkmıştır. Bunun yanında hammadde maliyetlerinin oranı oldukça azalmış, yeni yatırımlardaki birim elektrik maliyetleri de özelleştirmeler öncesine göre ciddi azalma göstermiştir. Sistemini değiştirmeyen ve rekabetçi bir yapı oluşturmayan İskoçya ise diğer Britanya ülkelerinin gerisinde kalmıştır. Liberalleşme öncesi İskoçya'nın başkenti Edinburgh'ta elektrik fiyatları Londra'dan %10 daha azken 2001 yılında %10 daha pahalı duruma gelmiştir. Buna ek olarak Britanya'nın liberalleşme sürecinde düzenleyici mekanizmaları politik çevrelerden başarılı bir şekilde koruduğu gözlenmiştir (Berg ve Blake, 1998: 8). Diğer yandan liberalleşme süreçlerinin özel sektörün araştırma ve geliştirme harcamalarını düşürürken kamu sektöründe artışa neden olduğu belirtilmektedir. Ayrıca liberalleşme sonrası maliyetlerin düşmesinin ana sebebi elektrik ve kömür işletmelerindeki işten çıkarmalar olduğu da öngörülmektedir. Ayrıca düşen maliyetlerin kullanıcılara fazla yansımadağı yalnızca hissedarların kâr etmelerini sağladığı belirtilmektedir (Hall, 1999: 6).

Elektrik endüstrisindeki liberalleşmenin Britanya'yı nasıl etkilediğini görmek için elektrik fiyatları, üreticilerin pazar payı ve enerji verimliliği konularına bakmak daha net bir görüş elde edilmesini sağlayacaktır. Yeni elektrik anlaşmasının yapıldığı 2001 yılında elektrik fiyatları düşmeye başlamış ancak 2004'ten 2009'a kadar artma eğilimine girmiştir. Üreticilerin elde ettiği pazar payı konusunda Britanya dünyada önemli bir örnek olarak gösterilmektedir. En büyük üretim şirketi olan National Power'ın pazar payı 1990'da %46 iken 2010'da bu oran %21'e kadar düşmüştür (Wolack ve Patrick, 2003: 7). Bu da piyasanın ne kadar rekabetçi ve tekellikten uzak olduğunu göstermektedir. Enerji verimliliği konusunda da Britanya önemli ölçüde yol kat etmiştir. 2001'den 2010 yılları arasında verimlilik %15 artmıştır.

Ayrıca en büyük üç üreticinin toplam pazar payı %40, en büyük üç perakende dağıtıcısının pazar payı ise %60'tır. Kullanıcıların istedikleri dağıtıcıyı seçebilme ve rahatça değiştirebilme özgürlükleri neticesinde rekabet daha da artmıştır. Durana (2006: 183) elektrik endüstrisinin liberalleşmesi elektrik fiyatlarını düşürmüştür görüşüne katılmamaktadır. Ona göre 1990 - 1997 yılları arasında toptan elektrik fiyatlarında düşüş görülmekle birlikte bunun asıl sebebi doğal gaz santrallerinin artmaya başlaması ve o dönemde doğal gaz fiyatının oldukça düşük olmasıdır. Ayrıca fiyat düşüşlerinden asıl etkilenenler büyük endüstriyel kullanıcılar olmuş hane halkının kullandığı elektrik fiyatında ise önemli bir düşüş görülmemiştir. Kullanıcıların istedikleri dağıtıcıyı seçmeye başladıkları 1999 yılından 2003'e kadar toptan elektrik fiyatı %40 düşerken bunun büyük kullanıcılara yansımaları %22 olmuş, ancak küçük kullanıcıların kullandığı elektriğin fiyatı %5 artmıştır. Bunun nedeni olarak o dönemdeki düzenlemelerin eksikliklerinden yararlanan üretici ve dağıtıcıların birlikte hareket etmesi gösterilmektedir. 2001 yılında New Electricity Trading Arrangements (NETA)'ın faaliyete geçmesiyle birlikte bu durum engellenmeye çalışılmış ve büyük ölçüde başarılı olunmuştur. Böylece hane halkının kullandığı elektriğin fiyatı toptan elektrik fiyatını daha yakından takip etmeye başlamıştır.

2.3. İskandinavya

İskandinav ülkeleri arasında elektrik sektöründe liberalleşmeye giden ilk ülke 1991 yılında Norveç olmuştur. Norveç liberalleşme süreçlerine Britanya modelini örnek alarak başlamış ancak özelleştirme yapmamıştır. Günümüzde Norveç elektrik endüstrisinin neredeyse tamamı kamuya bağlı durumdadır. İsveç ise 1996 yılında reform çalışmalarına başlamıştır. Perakende piyasası tamamen açık hale gelmiş ve tüketiciler tedarikçilerini istedikleri gibi seçer duruma gelmiştir. İletim sistemi ise kâr amacı gütmeyen kamuya ait bir tekel olarak kalmıştır. Finlandiya ise 1995'te liberalleşme çalışmalarına başlamış ve İsveç ile benzer süreçlerden geçmiştir. Üretim ve iletim alanları birbirinden tamamen ayrılmış olsa da dağıtım tam olarak ayrılamamıştır. Danimarka da 1996 yılında elektrik sektöründe reformlar uygulamaya başlamış ve 2001 yılında tamamen liberal bir yapıya kavuşmuştur. Danimarka'da da bazı özelleştirilmiş şirketler olmasına rağmen sektörün çoğunluğu kamu elindedir (Erdoğan, 2013: 26).

İskandinav ülkeleri reformları kendi başlarına uygulamak yerine elektrik piyasalarını birleştirme yoluna gitmişlerdir. 1996 yılında Norveç ve İsveç tarafından Nord Pool'un kurulması ile birlikte elektrik borsaları ve sistemleri birleşmiştir. 1998'de Finlandiya'nın 1999'da da Danimarka'nın katılması ile birlikte tüm İskandinavya'da ortak bir elektrik piyasası kurulmuştur. İskandinav elektrik piyasasının en önemli yapıların başında gün içi ve gün öncesi piyasaları organize eden Nord Pool gelmektedir. Yalnızca elektrik alışverişinin yapılabildiği bu piyasalarda açık artırma usulüyle tek bir sistem fiyatı belirlenmektedir. Ülkeler arası iletim kapasitelerinin yeterli olduğu durumlarda sistem fiyatı her ülke için aynı olmakta ve toptan satış fiyatını göstermektedir. Ülkeler arasındaki elektrik iletim ağlarında herhangi bir vergilendirme ya da önkoşul bulunmadığı için elektrik iletiminde herhangi bir kısıtlama bulunmamaktadır. İletim kapasitelerinin yeterli gelmemesi ya da fiziksel bir problem yaşanması durumunda bölgesel fiyatlar sistem fiyatından farklı olabilmektedir (Amundsen ve Bergman, 2006: 150).

Littlechild (2006: 145)'a göre piyasadaki rekabet küçük kullanıcıları da olumlu yönde etkilemektedir. Hane halkının %32'si tedarikçilerini değiştirirken %19'u da bağlı oldukları tedarikçilerle yeni koşullarla anlaşmaya varmıştır. Ayrıca İskandinav elektrik

piyasası sürekli gelişmekte ve kullanıcıların isteklerine uygun yeni piyasa ürünleri ortaya çıkarmaktadır.

Nord Pool'un dışında finansal araçların ticaretinin yapıldığı ve National Association of Securities Dealers Automated Quotations (NASDAQ) borsası tarafından yürütülen bir borsa daha bulunmaktadır. Bu borsada elektriğe dayalı forward, future ve opsiyon kontratları işlem görmektedir. Bu borsada genellikle üreticiler ve büyük kullanıcılar fiyat riskine karşı hedge yapmaktadır.

Amundsen ve Bergman (2006: 152-155)'a göre İskandinav ülkelerindeki liberalleşme sürecinin elektrik sektörü açısından dünyadaki en başarılı reform hareketlerinin başında gelmesinin başlıca etmenleri şunlardır; öncelikle bölge coğrafyası sayesinde güçlü bir hidroelektrik potansiyelinin bulunması basit ama verimli bir piyasa düzeninin kurulmasını sağlamıştır. İkinci olarak dört ulusal piyasanın başarılı bir şekilde birleşerek tüm bölgeyi kapsayan tek bir piyasanın oluşturulması tek bir şirketin pazarı domine etmesini engellemiş ve rekabeti artırmıştır. Bunun yanında ülke politikalarının piyasa tabanlı elektrik piyasasını güçlü bir şekilde desteklemeleri riskleri azaltmaktadır. Her ne kadar liberalleşme çabaları ve piyasa reformları politik kararlar sonucu hayata geçirilse de bunun sürekli devam edeceğini söylemek güçtür. Özellikle oluşacak rekabet nedeniyle elektrik endüstrisindeki istihdamın azalması ya da elektrik arz ve talepte meydana gelebilecek krizlerin elektrik fiyatlarını artırması durumunda politik desteğin azalması muhtemeldir. İskandinavya'da 2002 ve 2003'te havalarda kurak geçmesi ve hidroelektrik santrallerinin yeterli üretimi yapamaması nedeniyle karşılaşılan krizde Norveç hükümeti politik müdahalelerde bulunmak istemişse de herhangi bir müdahale gerçekleştirilmemiştir.

Hidroelektrik santralleri tarafından domine edilmiş bir elektrik arz sisteminin yeterli kapasitede çalışmasının sürdürülmesi, fosil yakıtlarla çalışan santrallerin çoğunlukta olduğu bir sistemden daha kolaydır. Ayrıca kömür ve doğalgaz santrallerinin tersine hidroelektrik santrallerin başlangıç maliyetleri göz ardı edilebilir derecede azdır. İskandinav liberalleşme modeli tasarlanırken bölge elektrik üretiminin yaklaşık %50'sinin hidroelektrik santrallerinden karşılanması sayesinde elde edilen avantajlardan oldukça faydalanılmıştır. Bunun yanında elektrik piyasasının verimli bir şekilde devam

edebilmesi için üreticiler, endüstriyel kullanıcılar ve perakende satıcıları için işlem maliyetlerini artıracak ya da finansal risk ortaya çıkarabilecek düzenlemelerden kaçınmışlardır. Bu yüzden Nord Pool ve NASDAQ'ın İskandinav elektrik piyasasındaki yer almaları en önemli reform hareketleri olarak görülmektedir. Spot ve türev piyasaların birbiriyle koordineli çalışması ve işlem yapmanın kolay olması oldukça önemlidir (Skytte, 1999: 297).

Türev ürün piyasası varlığının toptan satış piyasasında üreticilerin piyasa gücünü azaltıcı yönde etki etmesi beklenmektedir. Piyasadaki üretici sayısını artırmak yerine var olan üreticilerin hem spot hem de türev piyasasında işlem yapmalarına olanak sağlayarak iki piyasada da rekabet etmeleri sağlanmak istenmektedir. Böylece toplam üretimde artış yaşanarak ve fiyatların düşeceği öngörülmektedir. Ayrıca üreticiler iki piyasada da satış yapacakları için üretimi azaltarak fiyatları yükseltme dürtüleri de azalacaktır. İskandinav elektrik piyasasının bir başka güçlü yanı da Nord Pool'un sıkı ticaret kurallarıdır. Katılımcıların şeffaf olması gerekmektedir ve elde edilen bütün bilgiler piyasa katılımcılarına aynı şekilde ve aynı anda iletilmektedir. Bu sayede kullanılabilir hidroelektrik rezervleri ve nükleer santrallerin hareket planları gibi önemli bilgiler şirket sırrı olarak saklanamamaktadır (Hauch, 2003: 514).

Liberalleşme sürecine geçilmeden önce bölge ülkelerindeki elektrik piyasaları kamuya ait büyük ulusal şirketler tarafından domine edilmiş durumdaydı. Örneğin İsveç'te devlet kontrolündeki Vattenfall şirketinin pazar payı %50'den fazlaydı. Bu durum rekabetçi bir piyasa oluşturulmasının önündeki en büyük engel olarak görülmekteydi. Yapılan reformlarla ülke piyasalarının tek bir çatı altında toplanması rekabetçi bir piyasanın kurulmasına olanak sağlamıştır. Elektrik üretiminin çoğunluğu hidroelektrik santrallerden sağlanmasına rağmen bu gücün dört ülkede de aynı olmaması ülkeler arası ticaretin önem kazanmasına neden olmuştur. Bu yüzden ülkeler arası ticaretteki vergilerin kaldırılması ve iletim fiyatlarının uzaklıktan bağımsız olduğu bir sistemin getirilmesiyle birlikte elektrik piyasası önemli ölçüde genişlemiş ve büyük şirketlerin pazar paylarının azalması sağlanmıştır. Ancak iletim hatlarındaki yoğunluk ya da fiziksel problemler nedeniyle bölgesel fiyat farklılıkları meydana gelebilmektedir. Günümüzde tüm bölge ülkeleri arasında %30 ila %60 arasında fiyat eşitliği sağlanabilmekte ve geri kalan

zamanda da çok küçük fiyat farkları oluşmaktadır. Rekabetçi piyasa oluşumu açısından bakıldığında ise dört büyük üreticinin toplam pazar payının %50'den az olması İskandinav elektrik piyasasının tek bir piyasa haline gelme amacının büyük oranda başarıldığını göstermektedir (Bredesen ve Nilsen, 2013: 10-30).

2.4. Brezilya

Brezilya elektrik sektöründeki reformların tetikleyici unsuru olarak yaşanan krizler gösterilebilir. Coğrafi olarak büyük bir alana sahip ülkede tatmin edici büyüklükte üretim santralleri ve iletim hatları bulunmaktadır. Üretilen elektriğin yaklaşık %88'i hidroelektrik santrallerden elde edilmektedir. Bunun yanında sınırlı miktarda fosil yakıt santralleri bulunmaktadır. Hidroelektrik santrallerinin etkisinin bu derece yüksek olması kuraklık anında yaşanabilecek elektrik sıkıntısı riskini de beraberinde getirmektedir

Brezilya'da yirmi yıllık ordu yönetiminin sona ermesinin ardından 1990'larda hızlı bir liberalleşme sürecine girilmiştir ve ülke iki önemli reform süreci geçirmiştir. Elektrik sektöründe yapılan ilk reformlar Şili ve İngiltere gibi öncüler örnek alınarak yapılmıştır. Buna göre toptan satış piyasası rekabetçi bir yapıya kavuşturulurken iletim ve dağıtım bölümlerinde tekel yapılar devam ettirilmiştir. Sistemin yönetilebilmesi için de bağımsız sistem işletmecisi ve bağımsız denetleme kurumu oluşturulmuştur. Bunların yanında kısa vadeli işlemlerin yapıldığı toptan elektrik piyasası kurulmuştur. Bu dönemdeki reformların amacı birçok ülkede olduğu gibi elektrik endüstrisindeki devlet tekeli kaldırıp özel sektörün giriş yapmasını sağlayarak rekabetçi bir piyasanın kurulmasını sağlamaktır. Şili ve İngiltere'de olduğu gibi üretim, iletim ve dağıtım sistemleri birbirinden ayrılmış, özelleştirmeler yapılarak özel sektörün piyasaya girişi sağlanmış ve piyasa güvenilirliği kamu denetimiyle sağlanmaya çalışılmıştır (Araujo, 2006: 573).

İlk reformun yapılmasının arkasında iki önemli etken görülmektedir. Bunlardan birincisi özel sektörün sermayesini çekerek elektrik sektörünün ve buna bağlı olarak ekonominin büyümesini sağlamaktır. 1970'lerde Latin Amerika ülkelerinde baş gösteren makroekonomik krizler yeni projelerin gerçekleştirilmesini güçleştirmiş, elektrik talebinde de dalgalanmalar neticesinde sektör gelirlerinde düşüş yaşanmıştır. İkinci etken

ise birçok ülkede eşzamanlı başlayan liberalleşme trendine ayak uydurma isteğidir. (Karmacharya, 2008: 9).

1995'te yürürlüğe giren kanunlarla birlikte tamamen özel ve rekabetçi bir elektrik piyasasına geçiş çalışmaları başlamıştır. Ancak 1999'daki devalüasyon, 2001'de yaşana elektrik krizi ve devamında fosil yakıt santralleri ile ilgili yaşanan sıkıntılar reform çalışmalarını sekteye uğratmıştır. 1995-2000 yılları arasında dağıtım şirketleri özelleştirilmiş olsa da Brezilya ve global piyasalardaki problemler nedeniyle üretim sektörüne yatırımları engellemiş ve istenilen düzeyde özelleştirme yapılamamasına neden olmuştur. Brezilya'da başkanlığa Da Silva'nın gelmesinin ardından 2001'de yaşanan krizin sebebi olarak liberalleşme politikaları gösterilmeye başlanmıştır. Bu nedenle yeni bir planlamayla elektrik arzının ve düşük fiyatın sürekliliğinin sağlanması amaçlanmıştır. 2003 yılının Temmuz ayında elektrik toptan satış endüstrisine yönelik yeni model hayata geçirilmiştir. Buna göre özelleştirme planlarından vazgeçilmiş, devlet kontrolünde bir piyasa yapısına geçilmiştir (Melo vd., 2007: 12-13).

Elektrik toptan satış endüstrisinde uygulanan yeni modelde elektrik piyasası ikiye ayrılmıştır. Buna göre küçük tüketicilere yönelik denetimli bir piyasa bulunurken büyük kullanıcılar serbest piyasada alım satım yapabilmektedir. Denetimli piyasada dağıtım şirketleri küçük alıcılara satacakları elektriği yıllık ihalelerle toplamak zorundadır. Üreticilerin doğrudan denetimli piyasaya girmeleri serbest olmasına rağmen bu durum yalnızca rekabetçi ve denetimli ihaleler yoluyla olmaktadır. Bunların yanı sıra yeni arazilerde elektrik üretim santralleri kurulmasını teşvik etmek için yeni kapasite üreticileriyle 15 yıldan 35 yıla kadar elektrik alım anlaşmaları yapılmasına karar verilmiştir. Eski üretim tesisleri için bu anlaşmalar 10 seneden az olmaktadır (Almeida ve Junior, 2005: 172).

Elektrik kesintilerinin tehlikelerini ve uzun vadeli plan yapmada yaşanan zorlukları çözebilmek amacıyla iki yeni kurum kurulmuştur. Bunlardan Enerji Araştırma Kuruluşu, Enerji Bakanlığınca yapılan elektrik üretim tesislerinin ve iletim hatlarının ruhsatlandırılması ve yetkilendirilmesi ihalelerine yönelik çalışmalar yapılması amacıyla kurulmuştur. Kurulan ikinci kurum ise Elektrik Sektörünü İzleme Komitesi'dir. Bu

komite sistemdeki arz ve talebi gözlemleyerek kesintileri önlemek amacıyla kurulmuştur. Komite ayrıca yapılmakta olan yeni projelerin takvimlerini kontrol ederek hükümeti uyaracak ve olabilecek gecikmelerin yaratacağı kesinti riskine karşı önlem alınmasını sağlayacaktır (Melo vd., 2011: 593).

Reform hareketleri neticesinde Brezilya elektrik sektörü tek merkezden yönetilme durumundan uzaklaşmış olsa da belirli bir bölümü özelleştirilmiştir. Dağıtım bölgelerinin yaklaşık %80'ini özelleştirilmekle birlikte üretim ayağı büyük ölçüde federal ve bölgesel hükümetlerin elinde olmaya devam etmektedir. İletim hatları devlet kontrolündeki Eletrobras'ın bölgesel şubeleri tarafından domine edilmiştir ve herhangi bir özelleştirme yapılmamıştır. Ancak özel sektör yatırımcıları yeni iletim hatları için yapılan bazı ihaleleri kazanmışlardır. İhaleler uzun süreli anlaşmalarla ve enflasyona bağlı fiyatlarla kullanım taahhüdü sunduğu için yatırımcılara cazip gelmektedir (Oliveira vd., 2005: 16-17).

2.5. Amerika Birleşik Devletleri

ABD'de 1990larda enerji politikalarının gelişimine yönelik iki önemli politika ortaya çıkmıştır. Bunlardan birincisi 1992'de yürürlüğe giren Enerji Politikaları Kanunu'dur. Bu kanunla piyasa gelişiminin sağlanması için birçok teşvikin yapılabilmesi sağlanmıştır. İkincisi ise rekabetçi toptan satış piyasasının oluşmasını sağlayan 888 numaralı Federal Energy Regulatory Commission (FERC) kanunudur. Bu kanun ile rekabeti engelleyen uygulamaların kaldırılması ve elektrik iletim sisteminde ayrımcılığın kaldırılarak her üreticiye açık bir yapıya dönüştürülmesini sağlamak amaçlanmıştır. Toptan satış piyasasına yönelik değişimler yaşanırken birçok eyalet perakende elektrik endüstrisinde de rekabetçi bir piyasa oluşturmak ve bunun güvenilirliğini sağlamak için uğraş vermektedir. FERC 2000 yılından itibaren bölgesel iletim kuruluşlarının kurulmasına yönelik çalışmalar başlatmıştır. Bu kuruluşlar ile rekabetçi toptan satış piyasasının gelişimine yardım etmek ve üreticiler arasında iletim sistemine girişte herhangi bir ayrımcılığın yaşanmasını önlemek amaçlanmıştır. Ancak California piyasasında yaşanan kriz yeni politika ihtiyacını doğurmuştur. California piyasasının yapısındaki hatalar ülkedeki en büyük elektrik sağlayıcılardan birinin iflasına yol açmıştır. Bunun üzerine

2005 yılından itibaren sistemdeki bozuklukların giderilmesi adına yeni kanunlar çıkarılmıştır (O'Neill vd., 2006: 484).

Toptan satış seviyesinde güneydoğu, güneybatının çoğu bölgesi, California hariç batı ve orta batı bölgeleri ikili anlaşmaların yoğun olarak görüldüğü yerlerdir. Geleneksel, düzenlenmiş bir piyasa olan bu modelde elektrik sektöründeki katılımcılar toptan satış piyasasında ikili anlaşmalar yoluyla elektrik alış verişi yapmaktadır. ABD'nin diğer bölgelerinde ise merkezileşmiş bir piyasa modeli görülmektedir. Buna göre katılımcılar fiyat ve enerji tekliflerini merkezi piyasaya yapar ve piyasada dengeyi sağlayan ortak bir fiyat oluşur (Woo vd., 2003: 1112-1114).

Elektrik enerjisinin perakende kullanıcılara ulaşması sırasında da iki farklı yöntem izlenmektedir. Dikey entegre servis sağlayıcıları adı verilen geleneksel modelde enerjinin iletimi ve dağıtımı ile yan ve perakende satış servisleri tek işletme tarafından idare edilmektedir. Bu modelde elektrik kullanıcılarının farklı bir işletme seçme seçenekleri yoktur. Fiyatlar ise tamamen düzenleme kurulu ya da ilgili yönetim birimi tarafından belirlenmektedir. Diğer modelde ise kullanıcılar genellikle kendi servis sağlayıcılarını seçebilmektedir. Özel sektör elindeki elektrik sağlayıcılar kendi fiyatlarını belirleyebilirken, devlet elindeki işletmeler düzenleme kurulunun belirlediği fiyatlardan satış yapabilmektedir (Navigant Consulting, 2013: 26).

ABD'de devlet elindeki işletmelerin servis fiyatları maliyet bazlı hesaplanmaktadır. Buna göre elektrik fiyatları işletme maliyetleri ve işletmenin makul bir geri dönüş oranına sahip olacağı bir seviyede olmaktadır. Müşteri tercihlerini öne çıkaran model ise 1990larda uygulanmaya başlanmıştır. Bu modelin ortaya çıkmasının başlıca sebebi olarak bazı bölgelerdeki düzenlenmiş elektrik fiyatlarının toptan satış fiyatına oranla çok yüksek olması gösterilmektedir. Rekabetçi piyasadaki fiyatların düzenlenmiş piyasa fiyatlarından oldukça düşük olması kullanıcılara oldukça cazip gelmiştir (Joskow, 2006: 20-22).

ABD'de elektrik endüstrisi hem federal devlet hem de eyaletler tarafından düzenlenmektedir. Eyalet düzenlemeleri genellikle işletme operasyonları ve son kullanıcı

ile ilgili durumlar hakkında olmaktadır. Devlet ise toptan satış ve iletim hatlarının kullanımı ile ilgili düzenlemeler yapmaktadır. Özel sektör elindeki işletmeler müşteriler ile ilgili sorumlulukları, sistem gereksinimleri, finansal planlamalar ve perakende fiyatlar konularında eyalet düzenleme ve kurallarına göre hareket etmek durumundadır. Devlet elindeki işletmeler ise genellikle eyalet kurallarına bağlı değildir. Hem geleneksel düzenlenmiş modelde hem de merkezileşmiş piyasa modelinde eyaletler arası iletim sisteminin fiyatları FERC tarafından belirlenmektedir. FERC eyaletler arası iletim hizmetleri ve kamu şirketlerinin elektrik üretimi ile ilgili düzenlemeleri yapmaktadır. Devlete ait şirketler ise FERC'in etki alanının dışında kalmaktadır. Ayrıca Texas iletim sistemi de diğer eyaletlerle bağlantısı olmadığı için FERC'in belirlediği fiyat düzenlemelerine bağlı değildir (Keanini, 2005: 10-11).

2.6. Orta ve Doğu Avrupa

Avrupa'da geleneksel olarak elektrik kuruluşları dikey birleşme yoluyla kurulmuşlar ve devlete bağlı olarak çalışmışlardır. Elektrik piyasaları devlet tarafından düzenlenmekte ve kullanıcıların tedarikçi seçme hakları pek bulunmamaktaydı. (Fiorio vd., 2007: 2). 1980'lerde Britanya ve Norveç elektrik sektörlerinde başlayan liberalleşme çalışmaları Avrupa Birliği'nin de gündemine gelmiş ve 1996'daki birinci yönergeyle birlikte ilk somut adımlar atılmaya başlanmıştır. Birinci yönerge Avrupa Birliği'ne üye 15 ülkenin 2000 yılına kadar perakende piyasalarını rekabete açmalarını amaçlamaktaydı. 2000 yılına gelindiğinde Yunanistan hariç diğer üye ülkeler bunu başarabilmişlerdir (Jamassb ve Pollitt, 2005: 1-5). Yönergenin diğer amaçları ise potansiyel olarak rekabetçi ve tek el olabilecek bölümlerin birbirinden ayrılması ve büyük tüketicilere tedarikçi seçebilme hakkı tanınmasıdır. Ancak bu yönerge rekabetçi bir toptan satış piyasası kurulumu ve bağımsız bir piyasa denetleyici kurulması gibi önemli reformları içermediği için eleştirilmiştir. Çünkü elektrik endüstrisinin üretim, iletim ve dağıtım bölümleri olarak ayrılması yeni piyasa katılımcılarının iletim ve dağıtım şebekelerini adilce kullanabilmelerini garanti etmemektedir. Ayrıca perakende elektrik piyasasında rekabet kısıtlı kalmıştır ve en büyük ülkelerde bile tedarikçi değiştirme sayısı birkaç bini geçememiştir (Thomas, 2006: 791-792).

2003'te yeni bir yönerge çıkarılarak üretim ve perakende elektrik tedariki sektörlerinin rekabetçi bir yapıya getirilmesine yönelik çalışmalar başlatılmıştır. Bunun için 2004 yılında kadar perakende elektrik piyasalarının hane halkı hariç tüm tüketicilere açılması, 2007 yılına kadar ise tamamen liberal bir piyasaya geçilmesi yönünde planlamalar yapılmıştır. İlk yönergede eksik olduğu görülen bağımsız sektör denetleme kurumlarının kurulması ile iletim ve dağıtım şebekelerinin üretim sektöründen ayrılıp, üretim sektöründe rekabetçi ve piyasaya girişin serbest olduğu bir yapının hukuki altyapısının hazırlanması konuları da ikinci yönergede ele alınmıştır (Bower, 2002: 2)

2011 yılındaki son yönerge ile birlikte bundan önceki yönergelerin kapsamaları genişletilmiştir. Bu yönergenin ana başlıkları tüketici seçimleri, daha adil fiyat, temiz enerji ve elektrik arzının güvenliği konuları olarak belirlenmiştir. Bunun için ülkeler arası elektrik ticaretinin kolaylaştırılması, ulusal denetleme kurumlarının daha verimli çalışmaları, uluslararası yatırımların artması ve elektrik piyasalarındaki şeffaflığın artırılmasına yönelik çalışmalar yapılmıştır. Bütün bu çalışmalar piyasa bazlı bütünleşik bir Avrupa elektrik pazarının oluşmasını sağlamaktır. Ancak birçok ülke bu amaca yönelik uygulamaları hayata geçirmede isteksiz davranmaktadır. Bunun en büyük sebebi ülkelerin ulusal, büyük ve piyasayı domine eden şirketlerin güçlerini azaltmaya yanaşmaması olarak gösterilmektedir. 2009 yılı itibariyle Avrupa ülkelerindeki bu ulusal şirketler piyasaya %85 oranında hakimdirler ve piyasaya giren yeni şirketler rekabet yaratmakta oldukça zorlanmaktadırlar (Defeuilley, 2009: 380).

Elektrik sektöründe reform uygulamaları konusunda Orta ve Doğu Avrupa ülkelerine ayrı bir parantez açmak gerekmektedir. Komünizm sonrası yenilenme sürecinde Orta ve Doğu Avrupa ülkeleri enerji piyasalarında da liberalleşme görülmeye başlanmıştır. Bu süreçte Batı Avrupa ülkeleri tarafından önemli miktarda yatırım yapılmış, birçok yeni oyuncu piyasaya dahil olmuş ve üretim, iletim ve dağıtım endüstrilerinin birbirinden ayrılmıştır. Bu gelişmeler karmaşık süreçler barındırdığından ülkeden ülkeye farklılık göstermiştir. Özelleştirme politikaları ve kanunları yürürlüğe girmesine rağmen devletin egemenliğini kırmak kolay olmamaktadır. Bazı ülkelerde büyük üreticilerin ve dağıtım hatlarında devletin payı çoğunluktadır. Birçok ülkede ise devlet elektrik üretiminde kullanılan kaynakların ya da kullanıcıların tükettiği elektriğin fiyatını düzenleyerek piyasaya etki

etmektedir (Freudmann, 2010: 5-7).

Orta ve Doğu Avrupa ülkelerinin elektrik sektöründe görülen liberalleşme süreçlerinin en önemli nedeni üretim santrallerinin yenilenmesi ve artması gerekliliği ile bunu sağlayacak yerli ve yabancı yatırımı çekebilme. Bu ülkelerde rekabetçi bir piyasa yaratılması önündeki en büyük engeller altyapıya yapılan yetersiz yatırımlar, piyasa risklerinin tam bilinmiyor olması ve rekabetçi, müşteri odaklı bir piyasa yürütme konusunda yeterli tecrübeye sahip olunmaması olarak gösterilebilir (KPMG, 2010: 23-27).

Bölgenin önde gelen ülkelerin liberal piyasalara geçişinde bu konuda öncü olan ülkelerin örnek alındığı görülmektedir. Bunların başında eskiden elektrik endüstrisinin tamamını kapsayan ve tekel olan şirketlerin üretim, iletim ve dağıtım birimlerine ayrılması gelmektedir. İkinci olarak piyasaya özel sektörün girişine izin veren kanunlar çıkarılmıştır. Bununla birlikte özellikle İtalyan Enel, Fransız EDF, Alman RWE E.ON ve EWE gibi Batı Avrupa ülkelerinden önemli şirketler elektrik üretim endüstrisine ve az da olsa iletim ve dağıtım endüstrilerine yatırım yapmaya başlamışlardır. Rekabetçi piyasanın adil işlemesi için de gerekli düzenleyici ve denetleyici organlar kurulmuştur. Liberalleşmenin etkileri bu ülkelerde genellikle iki aşamada görülmektedir. İlk aşamada elektrik fiyatları üretim ve iletim maliyetleri tamamen yansıtıldığı için eski, düzenlenmiş, ucuz fiyatlara göre yükselmektedir. İkinci aşamada ise yeterli rekabetçi piyasaya ulaşıldığı zaman tüketicilere daha düşük fiyatlı tarifeler sunulmaktadır (Karan & Kazdağlı, 2011: 17).

Orta ve Doğu Avrupa ülkelerinin elektrik piyasalarının endüstriyel bazda rekabetçi bir yapıya dönüştüğü gözlenmekle birlikte hane halkı için aynı durum geçerli değildir. Bu ülkelerde hane halkının kullandığı elektrik fiyatı halen devlet tarafından belirlenmektedir. Bunun en önemli nedenleri politik kaygılar ve fakir halka elektrik gibi bir temel ihtiyacın tüm maliyetinin yüklenmek istenmemesidir. Diğer yandan endüstriyel kullanıcılar ise mevcut seçenekler konusunda hane halkına göre daha bilinçlidirler. Bu yüzden çoğu ülkede tedarikçilerini seçme konusunda serbesttirler. Ancak bunun karşılığında ortaya çıkan fiyat riskini de göze almak durumundadırlar. Orta ve Doğu Avrupa ülkeleri arasında

liberalleşme konusunda en çok yol kat eden ülkeler bile politik ve yasal çerçeve olarak Batı Avrupa ülkelerinin gerisindedir. Bu devletler rekabetçi bir piyasanın gerektirdiği kanunları, uygulamaları ve uzmanlığı kazanabilmek için zamana ihtiyaçları vardır (Haas vd., 2006: 270)

Çek Cumhuriyeti komünizm ile yönetilirken elektrik endüstrisi devlete bağlı tekel konumdaki Ceske Energeticke Zavody (CEZ) tarafından domine edilmiş durumdaydı. 1990 yılında ise elektrik sektöründeki ilk liberalleşme çalışmaları yapılmıştır. Öncelikle CEZ bünyesinde toplu olarak bulunan üretim, iletim ve dağıtım birimleri ayrılmıştır. Bazı elektrik santralleri özelleştirilmiş, elektrik dağıtımını da 8 bölgesel şirket tarafından yapılmaya başlanmıştır. 2004 yılında ise elektrik piyasası rekabetçi bir yapıya kavuşturulmuştur. Bu yapının sağlanması için iletim ve dağıtım şirketleri şebekelerini tüm üreticilere açmaları sağlanmıştır. 2002 yılında büyük endüstriyel ve ticari kullanıcıların elektrik tedarikçilerini serbestçe seçmelerine izin verilmiş, 2007 yılında da bu serbestlik hane halkını da kapsayacak şekilde genişletilmiştir. Bunun yanında kullanıcıların çıkarını korumaya yönelik Energeticky Regulacni Urad (ERU) ve Çek Elektrik ve Gaz Piyasası İşletmecisi (OTE) adında iki denetleme ve düzenleme kurumu kurulmuştur. ERU elektrik dağıtım servislerinin fiyatlarını düzenlemekte, OTE ise kullanıcıların hiçbir engellemeyle karşılaşmadan tedarikçilerini değiştirebilmelerini garantiye almaktadır (Krska, 2014: 21-29).

Bütün bu gelişmelere ve piyasanın kağıt üstünde rekabetçi yapısına rağmen halen eksiklikler bulunmaktadır. Yeni oyuncuların piyasaya katılımı serbest olması rağmen pratikte üç üretim şirketinin egemenliğindedir. Dağıtım şirketleri de bu üç üretim şirketi tarafından kontrol edilmektedir. 2009 verilerine göre elektrik tedarikçilerinden CEZ'in %45, E.ON'un %21 ve Prazska Energetika'nın %12 pazar payına sahip olduğu görülmektedir. Ayrıca %70'i devlet elinde olan eski tekel CEZ, ülkedeki kurulu elektrik gücünün yaklaşık %74'üne sahiptir. Elektrik dağıtım şirketleri ülkedeki herhangi bir üreticiden alım yapmakta özgür olmakla birlikte Çek ya da yabancı ülke enerji borsalarından da elektrik alımı yapabilmektedirler.

Macaristan elektrik sektöründeki liberalleşme süreci 1990'ların sonlarında devlet

kontrolündeki Magyar Villamos Muvek (MVM)'in elindeki üretim ve dağıtım varlıklarının bir kısmının özelleştirilmesiyle başlamıştır. 2008'de yapılan reformlarla da elektrik üretim ve dağıtım sektörleri rekabetçi bir piyasa haline getirilmeye çalışılmıştır. Çek Cumhuriyeti'nde olduğu gibi Alman E.ON ve RWE ile Fransız EdF şirketleri Macaristan elektrik sektörüne de yatırım yapmışlardır. Bu durum rekabeti biraz artırmış olsa da MVM özellikle elektrik üretimi sektöründe dominant pozisyonunu korumuştur. MVM birçok elektrik santrallindeki tam ya da kısmi mülkiyeti sayesinde Macaristan elektrik üretiminin yaklaşık %60'ını elinde tutmaktadır. Bu sayede hükümetler hane halkına ucuz maliyetli elektrik vermeye devam edebilmektedirler. Devlet tarafından belirlenen fiyatlarla elektrik satıldığı için hane halkına yönelik piyasa rekabetçi bir yapı kazanmamaktadır. Kağıt üstünde tedarikçilerin hane halkı piyasasında rekabet etmeleri ve hane halkının da istedikleri tedarikçiyi özgürce seçebilme imkanları bulunmaktadır. Buna rağmen elektrik fiyatları devlet tarafından belirlendiği için hane halkını böyle bir seçim yapmaya itebilecek herhangi bir neden bulunmamaktadır. Büyük elektrik kullanıcıları için ise durum tamamen farklıdır. Bu piyasada oldukça büyük bir rekabet yaşanmaktadır. 2008 yılında pazar payı en yüksek iki şirket %29 ve %28 oranlara sahiptiler. Onları ise 15 şirket takip etmekteydi (Haas vd., 2006: 282)

Slovakya'da endüstriyel kullanıcılara yönelik elektrik piyasası 2005 hane halkı piyasası ise 2007 yılında liberalleşmiştir. Devlet üç bölgesel elektrik şirketi kurmuş ve özel sektörün bu şirketlere yatırım yapmasını teşvik etmiştir. Ayrıca yeni tedarikçilerin dağıtım şebekelerine eşit katılım hakkı verilmiş ve piyasanın denetlenebilmesi için İletim Endüstrilerini Denetleme Kurumu (URSO) kurumu kurulmuştur.

Slovak elektrik piyasası 2004 yılında rekabete açılmış olsa da aradan geçen zamanda çok başarılı olduğu söylenemez. Devlet halen elektrik üretim ve dağıtım şirketlerinin çoğunda hisse sahibidir. Eski bölgesel üç tekel dağıtım şirketi ülke dağıtım piyasasının %50'den fazlasını elinde tutmaktadır. Üretim kısmında ise eski tekel elektrik üreticisi Slovenska Elektrarne üretimin %80'ini gerçekleştirmektedir. Her ne kadar bölgesel elektrik şirketleri serbest piyasaya uyum göstermeye çalışsa da elektrik üretiminin çoğu tek bir şirket tarafından yapılması özellikle hane halkı piyasasında fiyat rekabeti yaşanmasını zorlaştırmaktadır. Daha düşük fiyatlı elektriğe ulaşma imkanı pek mümkün

olmadığından 2009 yılında 2.3 milyon hanenin bulunduğu ülkede yalnızca 10000 hane elektrik tedarikçisini değiştirmiştir. Ayrıca tedarikçi değişiminin maliyetli ve uzun bürokratik işlemler sonucu olması kullanıcıları bu haklarını kullanmak konusunda isteksizleştirmektedir (URSO, 2012: 10-11).

Romanya’da 1990ların başında Regia Autonoma de Electricitate (RENEL) adlı tekel elektrik şirketinin yerine Compania Nationala de Electricitate (CONEL) kurularak ilk liberalleşme adımları atıldı. Bu yeni şirketle birlikte dağıtım ve iletim şebekelerinde devlet kontrolü devam ederken üretim santrallerinin özelleştirilmesi amaçlanmıştır. Çeşitli yabancı yatırımlara ve serbestliklere rağmen ülkedeki elektrik üretim kapasitesinin yaklaşık %85’i devlet kontrolündedir. Romanya, elektrik üreticisi olmak isteyen şirketlerin istedikleri hammaddeden yararlanmalarına izin vermemiş onun yerine nükleer, hidroelektrik ve fosil yakıtların kullanımı konusunda hedefler koyarak özel sektörün bu hedeflere yönelik yatırımlar yapmalarını istemiştir. Bu duruma ek olarak bazı endüstriyel elektrik tarifelerinin devlet tarafından belirlenmesi yatırımcı ilgisinin az olmasına neden olmuştur. Yine de hidro ve yenilenebilir enerji kaynaklarına yapılan özel sektör yatırımları sayesinde tedarikçi çeşitliliğinde artış yaşanmıştır. Ayrıca endüstriyel kullanıcıların uzun vadeli kontratlarında yaşanan elektrik açığı veya fazlası durumunda elektrik ticareti yapmalarına olanak sağlayan bir spot piyasa kurulmuştur. Kanunla tüm elektrik üreticilerinin bu piyasaya katılması zorunlu tutulmuştur. Diğer Orta ve Doğu Avrupa ülkelerinde de görüldüğü üzere endüstriyel kullanıcıların yer aldığı piyasada yeterli olmasa da rekabetçi bir yapı olduğu görülmektedir. Ancak hane halkı için aynı şeyi söylemek mümkün değildir. Hane halkına yönelik bölgelere ayrılmış 8 dağıtım şirketi bulunduğu ve elektrik fiyatları devlet tarafından belirlendiği için herhangi bir rekabet gözlenmemektedir (Diaconu vd., 2007: 8-11).

2.7. Türkiye

Türkiye elektrik endüstrisi 1970 yılında, elektrik piyasası ile ilgili üretim, iletim, dağıtım, toptan ve perakende satış gibi tüm faaliyetleri denetleme ve yönetme yetkisine sahip Türkiye Elektrik Kurumu’nun (TEK) kurulmasıyla birlikte dikey bütünleşik monopol bir yapı haline gelmiştir. 1982 yılında çıkarılan bir kanunla özel sektörün de elektrik santrali

kurmasına ve ürettiği elektriği TEK'e satmasına izin verilmiştir. Elektrik piyasasında liberalleşmeye yönelik ilk adımlar ise 1993 yılında dikey bütünleşik yapıda ayrışma yapılmasıyla başlamıştır. Bakanlar kurulunun kararına göre TEK ikiye bölünmüş, üretim ve iletimden sorumlu Türkiye Elektrik Üretim İletim A.Ş. (TEAŞ) ve dağıtımdan sorumlu Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. (TEDAŞ) kurulmuştur (Yersu Şahin, 2012: 65).

1994 ile 1997 yılları arasında çıkarılan kanunlarla Yap-İşlet-Devret (YİD), Yap-İşlet (Yİ) ve İşletme Devri Hakkı (İDH) modelleri elektrik sektörüne uyarlanmış, böylece kamudaki kaynak yetersizliği nedeniyle ortaya çıkan yatırım yetersizliği probleminin özel sektör tarafından çözülmesi amaçlanmıştır. YİD sözleşmeleri özel sektör şirketlerinin elektrik üretim tesisi kurup 20 sene işletmesi sonra da bedelsiz olarak devlete devretmesini öngörmektedir. Ayrıca bu projelere vergi imtiyazı tanınarak daha cazip kılınmaya çalışılmıştır. İHD sözleşmeleri kamuya ait bir üretim tesisi ya da dağıtım şebekesinin bir özel şirket tarafından çalıştırılması ve gerektiğinde bakım ve onarımını yapması konularını kapsamaktadır. Yİ modeli ise yeni termik santraller kurulması ve işletilmesinde düşünülmüş bir projedir. Buna göre üretim tesisinin yatırımı ve belirli bir süre işletmesi özel sektör tarafından yapıldıktan sonra tesisin mülkiyeti yatırımcıya geçmektedir. YİD, Yİ ve İHD sözleşmeleri yoluyla özel sektör ile TEAŞ ya da TEDAŞ arasında yapılan enerji satım anlaşmaları hazine garantisi altına alınmıştır (Karamustafaoğlu, 2007: 32-45).

2001 yılında 4628 sayılı Enerji Piyasası Kanunu ile birlikte elektrik sektöründe liberalleşmeye yönelik reform hareketleri hızlanmıştır. Bu kanun dikey bütünleşik piyasa yapısının ayrıştırılarak üretim ve satış faaliyetlerinin rekabete açılmasını, doğal tekel yapısında olan iletim ve dağıtım faaliyetlerinin de denetlemeye tabii olmasını amaçlamaktadır. Kanunun yürürlüğe girmesinin ardından TEAŞ, Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ), Türkiye Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ) ve Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş. (TETAŞ) olarak üç bağımsız kısma ayrılmıştır. Böylece elektrik sektöründe kamunun ağırlığı yüksek oranda devam etse de endüstrinin dikey bütünleşik yapısı ortadan kalkmıştır. Yeni piyasa modelinde TEİAŞ iletim faaliyetlerini organize eden sistem operatörü konumundadır ve doğal tekel niteliğinde görev yapmaktadır. Kamu tekelinde olacak tek faaliyet alanı olan iletim hizmetleri, tüm katılımcıların ayırım

gözetmeksizin şebekeye erişimlerine olanak sağlamakla yükümlüdür (Çetintaş ve Bicil, 2015: 11).

Türkiye elektrik piyasasına yönelik son reform çalışması 2013 yılında yürürlüğe giren 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ile gerçekleşmiştir. Bu kanun ile Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi (EPIAŞ) kurulmuştur. EPIAŞ, Borsa İstanbul ve TEİAŞ tarafından işletilen Gün Öncesi Piyasası dışında kalan organize toptan elektrik piyasalarının işletim faaliyetini yürütmektedir. Bu piyasalar Dengeleme Güç Piyasası ve Gün İçi Piyasası'dır. Ayrıca TEİAŞ tarafından işletilen Gün Öncesi Piyasası'nın mali uzlaştırma ve diğer mali işlemlerini de EPIAŞ yürütmektedir.

Türkiye özellikle 2001 yılından itibaren elektrik piyasasının liberalleşmesi konusunda önemli adımlar atmıştır. Çıkarılan kanun ve düzenlemeler ile hem toptan satış hem de perakende satış piyasasına rekabetçi bir yapı kazandırılmak istenmektedir. Elektrik üretiminde devlete bağlı EÜAŞ'ın bağlı ortaklıklarıyla birlikte %34 paya sahiptir. Bu oran YİD, Yİ ve İDH sözleşmeleriyle birlikte %60'a çıkmaktadır. Geri kalan %40 pazar payı ise özel sektöre aittir. Toptan satış piyasasında görece rekabetçi bir ortam olduğu söylenebilir. Bu piyasada ticaretin çoğunluğu ikili anlaşmalar yolu ile yapılmaktadır. İkili anlaşmalar dışında TEİAŞ ve EPIAŞ tarafından işletilen Gün Öncesi Piyasası, Gün İçi Piyasası ve Dengelem Güç Piyasası yolu ile de toptan elektrik satışı yapılabilmektedir. Perakende satış piyasasında ise tam anlamıyla bir rekabet olduğu söylenemez. 2005 yılında TEDAŞ'ın 21 dağıtım bölgesine ayrılması ve bu bölgede dağıtım yapan TEDAŞ'a bağlı şirketlerin özelleştirilmesi ile perakende satış piyasasında yeni bir dönem başlamıştır. Ancak tüketiciler tedarikçilerini seçmekte tamamen özgür durumda değildirler. TEDAŞ özelleştirmelerine ilgiyi artırmak için serbest tüketici modeline geçilmiştir. Bu modele göre yıllık tüketim oranı belli bir miktarı geçen kullanıcılar istedikleri lisanslı perakende satış şirketinde elektrik alabilmekte, diğerleri ise buldukları bölgenin yetkili dağıtım şirketinden elektrik almak zorundadırlar. Serbest tüketici limiti 2004 yılından itibaren her yıl düşürülmektedir. 2014 yılında bu miktar 4500 kWh'dir. Serbest tüketici limitlerini düşürülmesi ile artan piyasa açıklık oranı perakende elektrik piyasasının liberalleşmesi açısından büyük önem taşımaktadır (TEİAŞ, 2014: 116-120).

İkinci Bölüm

Elektrik Enerjisi Sektöründe Piyasa Yapılanmaları

1. Elektrik Piyasası Modelleri

1.1. Dikey Birleşen Tekelci Model

Dikey birleşen tekelci model üretim, iletim ve dağıtım faaliyetlerinin mülkiyetinin ve işletilmesinin tek bir kuruluşun elinde olduğu bir elektrik piyasası modelidir. Bu modelde ne elektrik arzı kısmında herhangi bir rekabet ne de tüketicilere yönelik bir serbestlik bulunmaktadır. Elektrik fiyatının belirlenmesi ve sektöre yönelik düzenlemeler tek el olan kamu ya da özel kuruluşun istediği şekilde yapılmaktadır. Günümüzde teknolojiye hızlı gelişmeler ve enerji ihtiyacının ivmeli bir şekilde artması, buna karşılık ve ülkelerin ekonomik yapılarının bu talebe cevap veremeyecek düzeyde kalması nedeniyle bu modelin verimliliği azalmaktadır (Cope, 2000: 31-35).

Dikey birleşen tekelci model ve buna bağlı olarak devlet tekelindeki elektrik işletmeleri sanayileşmenin hızlanmaya başladığı yıllarda gerekli elektrik altyapısının kurulmasında büyük önem taşımıştır. Sosyal devlet anlayışını güderek kırsal alanlara kadar elektrik gönderilmesi gibi yatırımlar ancak kâr amacı gütmeyen devlet tekelleri sayesinde yapılabilmektedir. Ayrıca tüm sektör faaliyetlerin aynı merkezden yönetilmesi sayesinde enerji güvenliği için elzem olan arz-talep dengesinin korunması kolaylaşmıştır.

1.2. Tek Alıcılı Model

Tek alıcılı model elektrik sektöründe tek elci modelden serbest piyasaya geçişin başlangıcı olarak görülmektedir. Bu modelin tek elci modelden farkı özel sektörün elektrik üretim faaliyetine katılmasına izin verilmesidir. Ayrıca tek alıcı olarak alım ve satım faaliyetlerini düzenlemekle yükümlü bir kurum bulunmaktadır. Tüm üreticiler ürettikleri elektriği bu düzenleyici kuruma satmakta, elektriğin tüketicilere iletimi ve dağıtımını bu kurum üzerinden yapılmaktadır. Modelde tek alıcı konumundaki kurum

elektrik endüstrisinde üretim ve tüketime bağlı olarak koordinasyon ve planlamalar yapmakta buna bağlı olarak da halihazırda kurulu ve yeni kurulacak santrallerle alım anlaşmaları yapmaktadır. Tek alıcılı modelde, elektrik enerjisini toptan olarak sistem içerisinde tek alıcı satın alsa da, üretim faaliyetinde kısmen de olsa bir rekabetten söz etmek mümkündür.

Bu modelde iletim faaliyeti genelde tek alıcıya bağlı bir kamu kurumu olmakla birlikte bazı ülkelerde tek alıcıdan bağımsız bir kurum tarafından yapıldığı da görülmüştür. Tüketicilerin konumuna bakıldığında, küçük tüketicilere herhangi bir seçme şansı verilmesi de tek alıcının kontrolünde büyük tüketicilerle üreticiler özel anlaşmalar yapabilmektedir. Bu sayede az da olsa elektrik üretim faaliyetinde rekabet yaratılabilmektedir.

Tek alıcılı elektrik piyasası modelinin en büyük sıkıntısı ise tek alıcının bazı durumlarda tüm üreticilere aynı davranmamasıdır. Böylece istenmeyen tarafların şebekeye girişi kısıtlanmakta, piyasaya hakim olması istenen taraflar ise desteklenmektedir.

1.3. Toptan Satış Rekabetine Dayalı Piyasa Modeli

Dikey bütünleşik elektrik şirketlerinin yeniden yapılandırılması süreci bir çok ülkede temel olarak endüstrinin üretim, iletim, dağıtım ve satış seviyelerinin birbirinden ayrılmasına ve farklı piyasa seviyelerinde farklı aktörlerin faaliyetine imkan veren yasal ve kurumsal düzenlemelere dayanmaktadır. Dikey ayrıştırma ve endüstrinin kademeli olarak rekabete açılması elektriğin satışının da toptan ve perakende satış olarak iki farklı seviyede gerçekleşmesini öngören pazar yapılarını gündeme getirmektedir.

Elektrik endüstrilerinin liberalleşmesi ve buna bağlı olarak dikey bütünleşik yapıdaki elektrik şirketlerinin yeniden yapılandırılarak üretim, iletim ve dağıtım bölümlerinin birbirinden ayrılmasıyla birlikte elektrik satışı da toptan ve perakende satış olarak ikiye ayrılmıştır. Yeni durumda toptan satış, yeniden satmak amacıyla elektrik temin eden alıcılara yapılan satışları, perakende satış ise; son kullanıcılara yapılan satışları ifade etmektedir (Özercan, 2007: 15).

Toptan ve perakende satış arasındaki fark satıcının kimliği gibi görünse de gerçekte ufak bir ayrıntı daha vardır. Örneğin bir toptan satış şirketi ya da üretim şirketi elindeki enerjiyi hane halkına ulaştıracak olan ve yeniden satıcı konumundaki bir dağıtım şirketine satabileceği gibi, doğrudan kendi tüketimi için enerji talep eden serbest tüketici statüsündeki bir endüstriyel kuruluşa da satabilmektedir. Buna göre bir üretim şirketi ya da toptan elektrik satışı yapan bir şirket doğrudan son kullanıcıya da ulaşabilmekte ve perakende satış yapabilmektedir. Bu alıcılara ise serbest tüketici adı verilmektedir. Enerji Piyasası Kanunu'na göre serbest tüketici, bir takvim yılı içinde düzenleyici kurum tarafından belirlenen elektrik enerjisi miktarından daha fazla tüketimde bulunması veya iletim sistemine doğrudan bağlı bulunması nedeniyle tedarikçisini seçme serbestisine sahip gerçek veya tüzel kişileri ifade etmektedir (Elektrik Piyasası Kanun madde 3). Türkiye'de serbest tüketici olmak için gereken tüketim alt limiti her yıl azaltılarak perakende satış rekabeti yani herhangi bir tüketicinin dilediği satıcıdan elektrik satın alma imkanına sahip olmasına bağlı olarak yaşanan arz rekabeti sağlanması hedeflenmektedir.

2. Elektrik Toptan Satış Piyasaları

Elektrik endüstrisinin kendine özgü nitelikleri sonucu ülke içindeki tüm şebekenin dengeli bir şekilde işlemesi için organize bir sisteme ihtiyaç duyulmaktadır. Bu sistemin yanında elektriğin tarafların karşılıklı ticareti şeklinde olduğu da görülmektedir. Bu çerçevede elektriğin toptan ticaretinin birkaç piyasa çerçevesinde yapılabildiği görülmektedir. Elektrik ticaretinin fiziksel teslimata dayalı toptan satış piyasaları genel olarak;

-Piyasa fiyatının merkezi bir idare tarafından işletilen bir sistem çerçevesinde ihale usulü olduğu kısa dönemli organize piyasalar,

-Fiyatların iki taraf arasında doğrudan ya da aracılar ile belirlendiği uzun dönemli ikili anlaşmalar piyasası

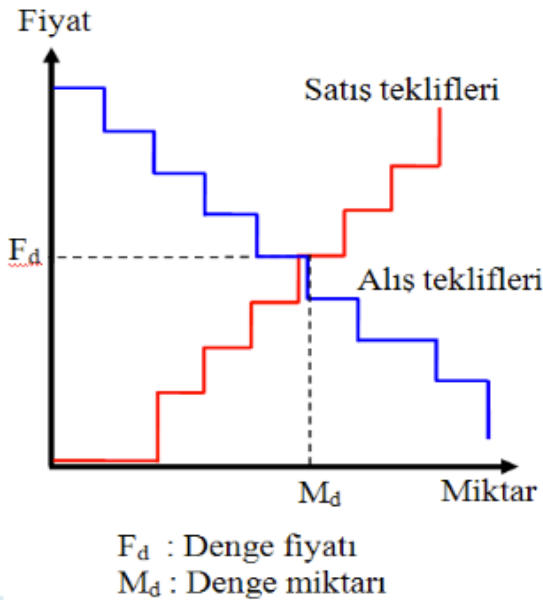
olmak üzere ikiye ayrılmaktadır (Yücel, 2012: 16).

2.1. Organize Piyasalar

Spot piyasalar temel olarak elektrik ticaretinin gerçekleşmesi için ihtiyaç duyulan organize yapı çerçevesinde geliştirilmiştir. Bu piyasalar gün öncesi, gün içi ve dengeleme piyasaları olmak üzere üçe ayrılmaktadır.

2.1.1. Gün öncesi piyasası

Birçok ülkede spot piyasalar gün öncesi piyasası şeklinde işleyen borsalardan oluşmaktadır. Gün öncesi piyasası her bir piyasa katılımcısının bir sonraki günün her bir saatinde ilişkin olarak standart ve önceden tanımlanmış kurallar çerçevesinde fiyat-miktar olarak alıŖ-satıŖ tekliflerini verdiği, oluŖan arz-talep eğrilerinin kesiŖtirilmesiyle de piyasa takas fiyatının belirlendiği mekanizmadır. (Sitti, 2010: 7-8). Buna ek olarak enerji borsalarında saatlik fiyatlar belirlenirken iletim kısıtları gibi teknik kısıtlar dikkate alınmamakta, sadece elektrik enerjisinin alınıp satıldığı bir piyasa oluŖturulmaktadır.



Ŗekil 3. *Gün Öncesi Piyasasında Elektrik Fiyatı OluŖumu*

Kaynak: (Terzi, 2006: 4)

Türkiye’de Gün Öncesi Piyasası 1 Aralık 2011 tarihinde oluşturulmuştur. Bu piyasaya katılım zorunluluğu olmamakla birlikte sağladığı birçok avantaj sayesinde kullanırlığı günden güne artmaktadır. Öncelikle Gün Öncesi Piyasası portföy bazlıdır ve her katılımcı kendi portföyünü dengelemektedir. Bu sayede katılımcıların piyasaya daha dengeli bir yapı sunmalarının ve portföylerinde bulunan birimlerinin dengesizlik miktarlarını azaltmalarının önü açılmıştır. Ayrıca bu piyasanın uzlaştırılması günlük olarak yapılmakta ve katılımcıların yapmış oldukları ticari işlemlerden dolayı oluşan alacaklarının veya borçlarının günlük uzlaştırılması ticaretin yapıldığı günden bir sonraki gün yapılmaktadır. Son olarak piyasa katılımcıları için şart koşulan teminat mekanizması ile elektrik piyasası ve piyasa katılımcıları güvence altına alınarak, oluşabilecek sıkıntıların piyasaya olumsuz etkileri azaltılabilmektedir.

Gün Öncesi Piyasası’nda her gün saat 11:30’ a kadar, gün öncesi piyasasına katılan piyasa katılımcıları bir sonraki güne ait gün öncesi piyasası tekliflerini sistem aracılığıyla Piyasa İşletmecisine bildirmektedir. Teyit edilen teklifler saat 12:00 - 13:00 arasında, değerlendirilerek günün her bir saatine ilişkin piyasa takas fiyatları ve piyasa takas miktarları belirlenmektedir. Saat 13:00’ de onaylanmış alış-satış miktarlarını içeren ticari işlem onayları ilgili piyasa katılımcısına bildirilmekte, bu bildirimlerin içeriğinde hata bulunduğu takdirde piyasa katılımcısı saat 13:00-13:30 arasında itiraz edebilmektedir. İtirazlar saat 13:00 - 13:30 arasında değerlendirilme ve saat 14:00’da ertesi günün 24 saatine ilişkin fiyat ve eşleşmeler duyurulmaktadır (EPIAŞ, 2015a: 2-3).

Fiyat belirleme işlemi iki taraflı açık artırma yoluyla yapılmaktadır. Buna göre denge fiyatının belirlenmesi için hem alıcıların hem de satıcıların teklifleri dikkate alınmakta ve bu piyasalarda gün boyu saatlik olarak işlem yapılabilmektedir. Denge fiyatının belirlenmesi için öncelikle her saat için arz ve talep miktarları ile fiyat teklifleri alınmaktadır. Elektrik satışı gerçekleştirmek için verilen tekliflerin hacimleri fiyatların artış yönünde toplanarak artan fonksiyon eğrisi oluşturulmakta, elektrik alımı için verilen tekliflerin hacimleri de fiyatların düşüşü yönünde toplanarak azalan fonksiyon eğrisi oluşturulmaktadır. Böylece arz talep ilişkisi kurulmakta ve denge fiyatı belirlenmektedir.

2.1.2. Gün içi ve dengeleme güç piyasaları

Elektrik üretiminin ve tüketiminin anlık dengelenmesi ihtiyacı sonucu sistem işleticisinin enerji alım satımını yaptığı genellikle gün öncesi piyasasının kapanmasının ardından açılan piyasalar oluşturulmuştur. Gerçek zamanlı dengelemenin iki bileşeni vardır: Dengeleme Güç Piyasası ve Gün İçi Piyasası. Bu piyasalarda işleyiş bir sistem işleticisi tarafından üretimin ve tüketimin anlık olarak eşleştirilmesine dayanmaktadır.

Gerçek zamanlı olarak, tüketimdeki artışa paralel bir şekilde üretim santrallerinden bir kısmına üretimlerini arttırmaları (yük alma), tüketimdeki sürekli ve aynı yöndeki azalma karşısında da santrallerin bir kısmına üretimlerini azaltmaları (yük atma) talimatları verilmektedir. Sürekli aynı yönde olmayan üretim artışları veya azalışları, yan hizmetler kapsamında karşılanabiliyorsa Dengeleme Güç Piyasasına başvurulmamaktadır (Sitti, 2010: 29).

Gün İçi Piyasası sürekli devam eden bir piyasa olup, bu piyasada fiziksel teslimattan 2 saat öncesine kadar teklif verilebilmekte, verilen teklifler güncellenebilmekte veya iptal edilebilmektedir. Gün içi piyasası işlemleri saatlik bazda gerçekleştirilmektedir. Gün içi piyasası 00:00'da başlayıp ertesi gün 00:00'da sona ermekle birlikte Gün ertesi güne ait teklifler, saat 18:00'den sonra verilebilmektedir. Buna göre saat tam 18.00'de saat 20'nin kontratı kapatılmakta, yani artık işlem yapılabilecek en yakın saat, saat 21 olmaktadır. Saat 21, 22 ve 23 bugün için açık durumda ve ertesi günün 24 saati için kontratlar açık olduğu için saat 18.00'dan saat 19.00'a kadar (19.00 dahil değil) 27 saatin kontratı açık olmaktadır. Saat 17.00'dan saat 18.00'a kadar ise (18.00 dahil değil) saat 20, 21, 22 ve 23'ün kontratları olmak üzere 4 saatin kontratı açık olmaktadır. Dolayısıyla, Gün İçi Piyasası'nda en az 4, en çok 27 saat için ticaret yapılabilmektedir (EPIAŞ, 2015b: 2).

Gün İçi Piyasasına verilen teklifler Gün Öncesi Piyasasında olan tek oturumlu ihaleden farklı olarak anlık olarak değerlendirilmekte ve karşı yöndeki tekliflerle karşılaştırılarak eşleştirilmektedir. Verilen tekliflerden fiyatı iyi olan teklif öncelikli olmakta eğer aynı fiyatlı teklifler varsa sistem saatine göre ilk önce kaydedilen teklif öncelikli olmaktadır.

Alış teklifi için fiyatı en yüksek olan, satış teklifi için ise fiyatı en düşük olan teklifler en iyi teklif olarak kabul edilmektedir.

2.2. İkili Anlaşmalar Piyasası

Adından anlaşılacağı üzere ikili anlaşmalar piyasasında biri alıcı ve diğeri satıcı olmak üzere iki taraf bulunmaktadır. Elektrik enerjisi ticareti, üreticiler ile alıcıların imzaladıkları ve standart nitelikte olmayan, başlangıç tarihi, süre, teslimat bölgeleri gibi hususlarda farklılıklar içerebilen ve alıcı ile satıcıya özel şartlar taşıyan fiziksel sözleşmeler vasıtasıyla gerçekleşmektedir (Boisselau, 2004: 54). Bu piyasanın en önemli faydası, üreticilerin ve tüketicilerin uzun vadeli sözleşmeler imzalayarak spot piyasalarda ortaya çıkan fiyat dalgalanmalarından etkilenmelerinin engellenmesidir. İkili anlaşmalar piyasasında gerçekleştirilen tüm işlemler sistem işleticisine bildirilmek durumundadır. Ancak bu piyasa yapısı içinde sistem işleticisinin rolü oldukça kısıtlı olup, ana görevi sistemin teknik olarak güvenilirliğini sağlamak ve dengeleme piyasasını işletmektir (Şen, 2006: 19).

Üçüncü Bölüm

Elektrik Enerjisi Piyasasındaki Riskler

1.Elektrik Enerjisi Piyasalarındaki Riskler

1.1. Hammadde ve Meteoroloji Riski

Elektrik piyasalarının liberalleşmesi ve yeni piyasaların kurulması ile birlikte elektrik ticareti farklı bir düzene girmiştir. Bu yeni düzende her serbest ekonomide görülebileceği üzere fiyat oynaklıkları ve kriz durumları ile karşılaşmak durumunda kalınmaktadır. Elektriğin yaşantımız için olmazsa olmaz bir ürün olması nedeniyle de bu piyasaların kurulmasında ve işletilmesinde çok dikkat edilmesi gerekmektedir. Bunun için piyasayı etkileyebilecek riskler belirlenmeli ve bu risklerin etkisini azaltacak önlemler alınmalıdır.

Elektrik piyasasındaki fiyat oynaklıklarına neden olan ana risklerden ikisi hammadde ve meteoroloji riskidir. Bunun yanında pazar gücünün haksız kullanımı ve buna bağlı olarak sistem manipülasyonu riski de dikkat edilmesi gereken bir risktir. Likidite riski, altyapı yatırımlarının eksikliğinin yol açabileceği riskler ve oluşabilecek hukuksal risklerin de her piyasada olduğu gibi elektrik piyasasında da bulunduğu söylenebilir.

Elektrik üretimi için çeşitli hammaddeler ve teknolojiler kullanılmaktadır. Bunların en çok kullanılanları nehirler, güneş ve rüzgar gibi ticari olmayan kaynaklar ile doğalgaz, kömür, petrol ve uranyum gibi ticari kaynaklar da kullanılmaktadır. Fiyat riskini yaratan en önemli faktör bu ticari kaynakların piyasalarındaki dalgalanmalardır. Örneğin Türkiye'deki elektrik enerjisi kurulu gücünün yaklaşık %30'unu doğalgaz %20'sini de kömür santralleri oluşturmaktadır (TEİAŞ, 2015). En gelişmiş spot ve türev ürün piyasalarının başında gelen Nordic elektrik piyasasına bağlı dört İskandinav ülkesindeki kurulu gücün %23'ü nükleer enerjiden %12'si de fosil yakıtlardan karşılanmaktadır (Nordic Energy Regulators, 2014: 11). Her ülkede bulunmayan ve ülkelerin dışa bağımlı olmalarının en büyük nedeni olan bu kaynakların elektrik üretiminde yüksek paya sahip olmaları, bu kaynakların fiyatlarındaki oynaklıkların elektrik piyasalarını da doğrudan

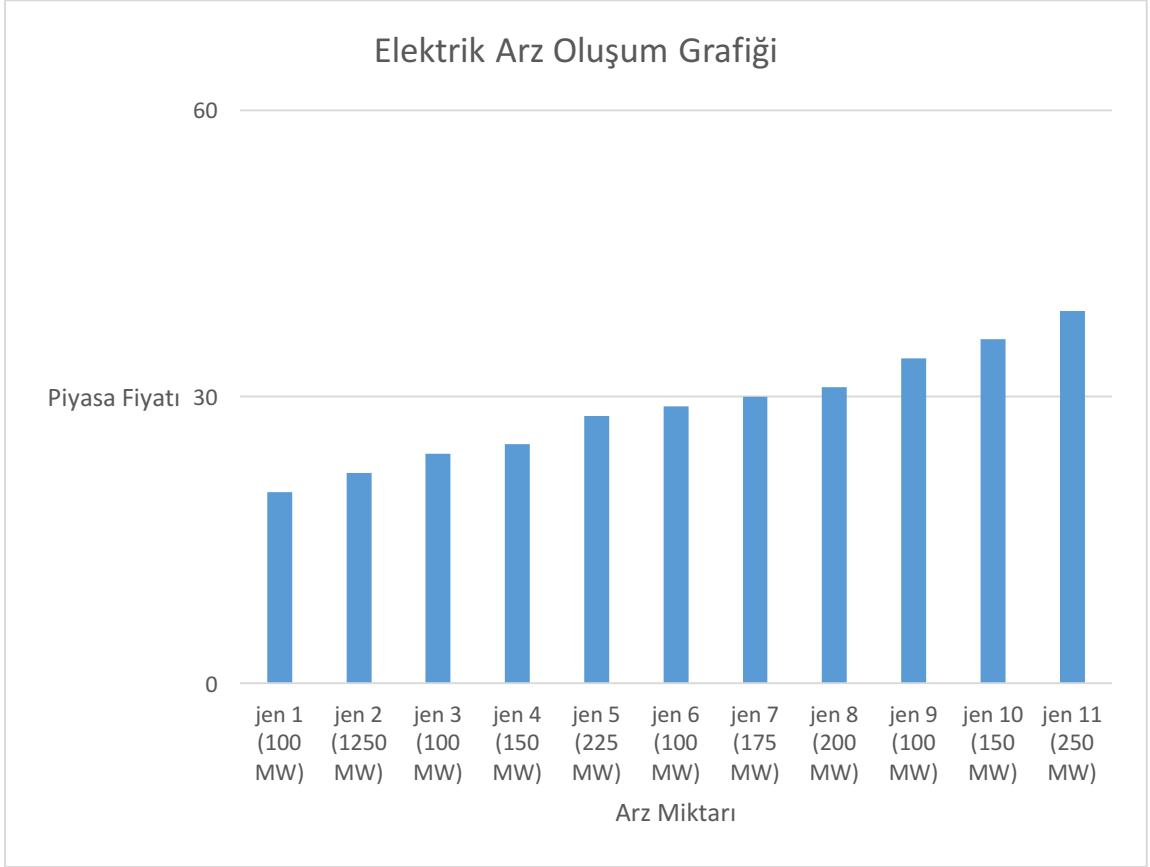
etkilemesine neden olmaktadır. Fiyat riskini oluşturan bir başka etmen de para piyasalarındaki oynaklıklardır. Elektrik üretmek için kullanılan kaynaklar euro ya da dolar iken, elektrik satışı ülkenin kendi para biriminden olduğu zaman dövizdeki dalgalanmalara göre elektrik fiyatları da değişmektedir.

Birçok ülkede elektrik spot fiyatlarındaki oynaklığı yaratan bir başka risk de meteoroloji riskidir. Özellikle yıllık ve mevsimsel yağış rejimleri bu riski oluşturan en önemli faktördür. Türkiye’de kurulu hidroelektrik gücü %35 civarındadır, İskandinavya’da bu rakam %53’e ulaşmakta, Almanya’da ise hidroelektrik gücü az olmasına rağmen güneş ve rüzgar enerjisi dahil edildiği zaman elektrik üretimin yaklaşık %20’sinin hava olaylarına doğrudan bağlı kaynaklardan karşılandığı görülmektedir (Agora Energiwende, 2015: 9). Bu nedenle barajların doluluk oranları, yağışlı ya da güneşli geçen gün sayıları ve rüzgar kuvveti elektrik fiyatlarını doğrudan etkilemektedir.

1.2. Pazar Gücünün Haksız Kullanımı Riski

Liberalleşen elektrik piyasalarında görülen risklerden birisi de pazar gücünün kullanımudur. Özellikle serbest bir piyasanın olduğu ortamda pazar gücünün kullanılarak fiyatlar üzerinde manipülasyon yapılması birçok haksız uygulamaya ve krizlere neden olabilmektedir. Pazar gücünün tespitinin fiyat oluşum mekanizmaları çerçevesinde ele alınması gerektiği görüşü, pazar gücü, hakim durum, ilgili ürün pazarı, ilgili coğrafi pazar gibi konuların yeni oluşturulan elektrik piyasaları bağlamında nasıl değerlendirileceği hususunu da beraberinde getirmektedir. Bu noktada Avrupa Komisyon’un 2007 tarihli Elektrik ve Gaz Piyasalarına ilişkin Sektör Araştırması’nda yer verilen pazar gücü uygulama stratejilerinden bahsetmek yerinde olacaktır (European Commission, 2007: 132-133):

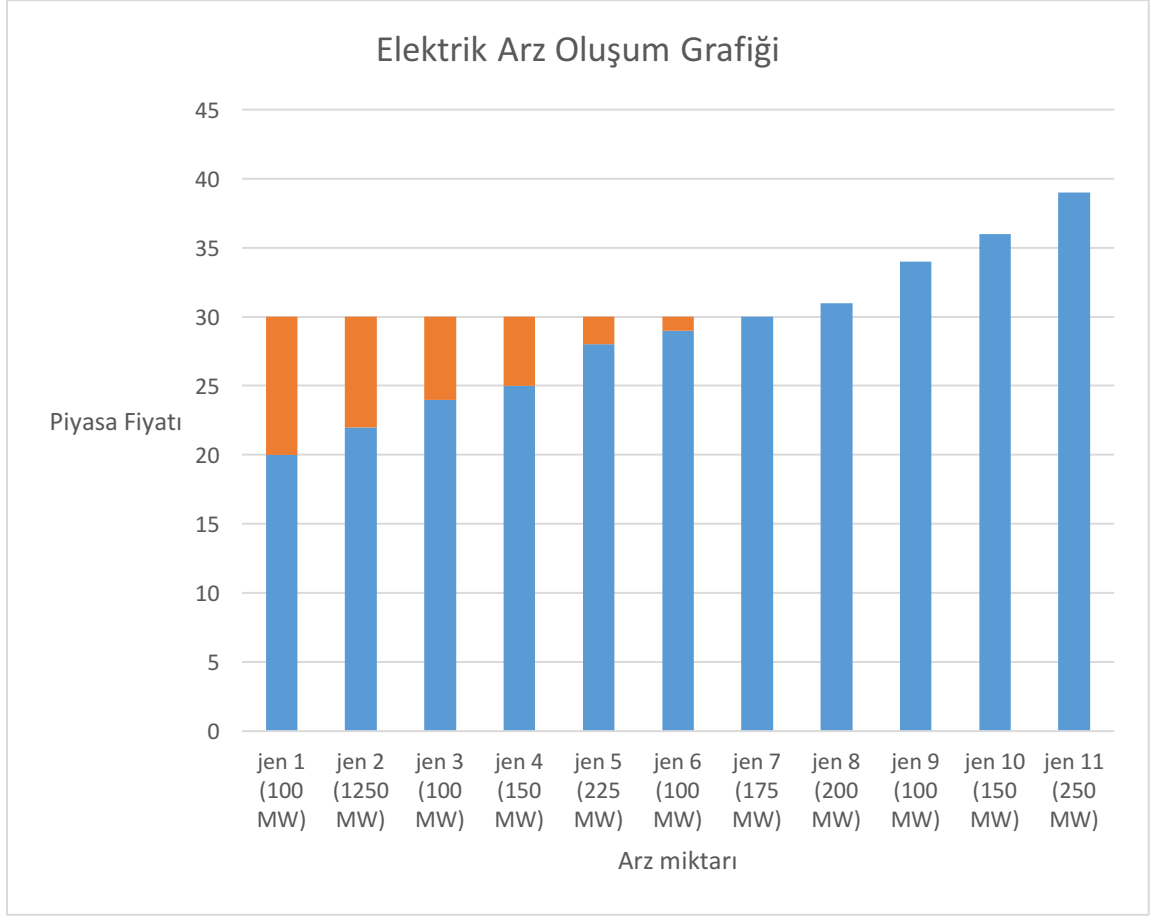
1.2.1. Fiziksel kapasite alıkoyma



Şekil 4. Gün Öncesi Piyasasında Elektrik Arzı Oluşum Grafiği

Yukarıdaki Elektrik Arz Oluşum Grafiğine göre fiyat belirleme aşamasında farklı üretim miktarlarına sahip 11 üreticinin fiyat teklifi yaptığını ve piyasa fiyatının 30 olarak belirlendiği görülmektedir.

Tablo 2’de piyasa fiyatının 30 TL olduğu durumda piyasa fiyatının altında teklif verdikleri için teklifleri kabul edilmiş olan üreticilerin piyasa fiyatından dolayı gerçekleşen kârları gösterilmiştir.



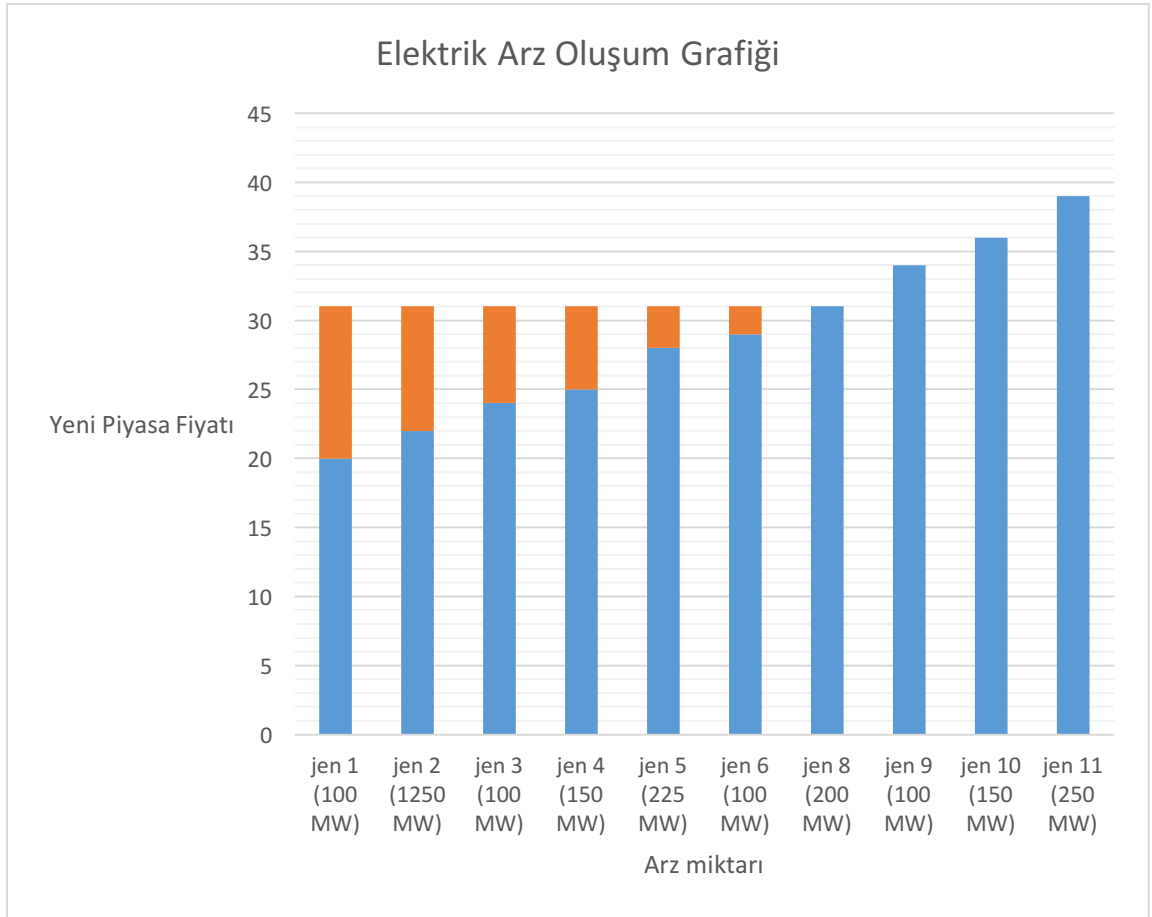
Şekil 5. Piyasa Fiyatına Göre Üretici Kârları

Pazar gücünün kullanılması stratejilerden ilki fiziksel kapasite alıkoymadır. Bu stratejide piyasadaki fiyat sıralamasına göre elektrik talebinin karşılanmasını sağlamak için uygun görülen tesisin üretimi piyasadan çekilerek, yerine, ondan daha yüksek fiyat teklifi veren tesisin, fiyatı belirleyen tesis olmasının sağlanmasıdır. Bu strateji aynı zamanda aslında düşük fiyatlı üretim yaparak talebi karşılayabilecek durumda olan bir üreticinin kabul edilemeyecek kadar yüksek bir fiyat teklif vererek eşleşmemesi ve yerine yüksek teklifli santralin geçmesi sağlanarak da uygulanabilir. Bu duruma da ekonomik kapasite alıkoyma adı verilmektedir (Yücel, 2012: 39)

Tablo 3’de görüleceği üzere piyasa fiyatını belirleyen 7 numaralı üretici kapasite tutma stratejisi uygulamak için teknik sebepler ileri sürerek üretimden çekilmekte ya da teklif vermemektedir. Elektrik endüstrisinde talep esnek olmadığı için sıradaki yüksek fiyat hemen kabul edilmektedir. Böylece piyasa fiyatı ve üretim yapacak santrallerin piyasa

kârları artmış olacaktır.

Üretim kapasitesi yüksek ve birbirinden farklı maliyetlerle üretim yapan santrallere sahip olan üreticiler bu yöntemle pazar gücünü haksız kullanabilmektedirler. Bunun için üretimden çıkacak olan jeneratörün zararının, yeni durumda oluşacak piyasa fiyatı sayesinde daha düşük maliyetle üretim yapan santrallere yaratacağı artı değerden az olması gerekmektedir.

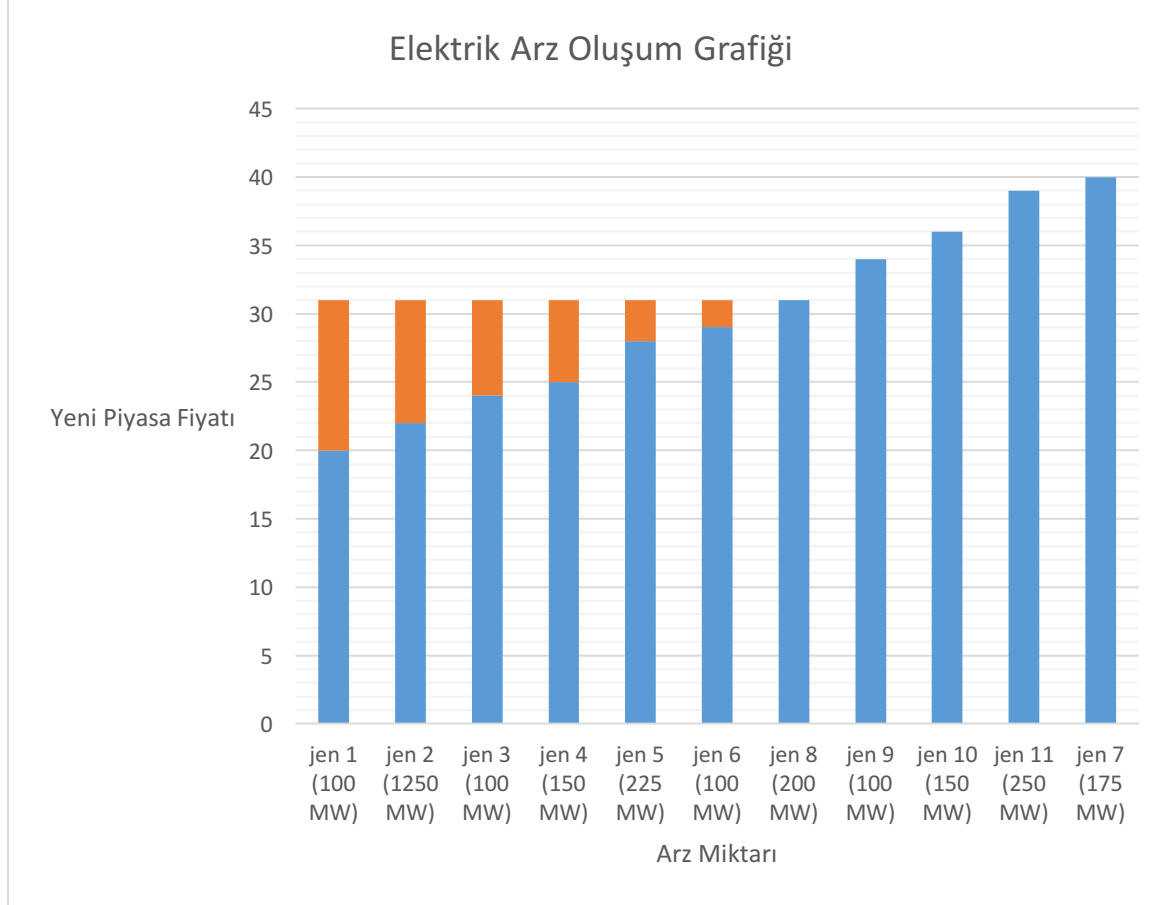


Şekil 6. Fiziksel Kapasite Alıkoyma Stratejisi Sonucu Üretici Kâr Durumu

1.2.2. Fiyat yükseltme

Bir diğer pazar gücü uygulama stratejisi ise fiyat yükseltmedir. Eğer bir üretici, üretiminin talebin karşılanması için mutlaka gerekli olduğunu biliyorsa, bir diğer deyişle marjinal üretici konumunda olduğunun farkındaysa, marjinal maliyetinin çok üzerinde

fiyatlar vererek fiyatı yükseltebilmektedir. Tablo 4’te görüldüğü üzere piyasa fiyatını belirleyen 7 numaralı üretici fiyat yükselme stratejisi nedeniyle verebileceği tekliften çok daha yüksek bir teklif vermiştir. Bu nedenle 7 numaralı üretici tüketiciler ile eşleşmemiş olsa da uyguladığı strateji nedeniyle piyasa fiyatı yükselmiştir.



Şekil 7. Fiyat Yükseltme Stratejisi Sonucu Üretici Kâr Durumu

Her iki stratejinin de uygulayan şirket açısından karlı olması için, söz konusu şirketin piyasadan çektiği tesis dışında, daha düşük marjinal maliyetli bir üretim portföyüne sahip olması gerekmektedir.

1.3. Kredi Riski

Kredi riski, tüketicilerin yapılan ticaret karşılığında satıcıya borçlarını çeşitli nedenlerle ödemekten kaçınma ya da ödeyememe riski olarak tanımlanabilir. Borsaların yapı olarak

en önemli vazifelerinden biri hiçbir yatırımcının kredi riskinden dolayı zarar etmesine izin vermemektir. Borsaların güvenilirliğini ve buna bağlı olarak likiditesini artıran en önemli yapı kredi riskini ortadan kaldırmak için kurulan takas odalarıdır. Takas odalarının birincil görevi borsada işlem gören tüm kontratların güvenliğini sağlamaktır. Takas odaları kredi riskini piyasa aktörlerinden kendi üzerine almak için piyasalarda hem elektrik üreticisi hem de tüketicisi olarak davranmaktadır. Böylece tara ardan birinin yükümlülüklerini yerine getirmemesi durumunda karşı tarafın muhatabı doğrudan takas odası olacaktır. Takas odaları gerektiğinde oluşabilecek zararları karşılayabilmek için tüm katılımcılardan belirli miktarlarda teminat almaktadır. Ayrıca İskandinav finansal elektrik piyasasını yöneten Nasdaq gibi kuruluşlar teminatlara ek olarak kredi risklerini çözüme kullanmak üzere kendi sermayeleri ve mali destek sağlayan üyelerinin yarattığı bir fon bulundurmaktadır (Nasdaq, 2015: 32).

Santrallerde oluşabilecek sıkıntılardan dolayı tüketiciler de kredi riskiyle karşı karşıya kalabilmektedir. Daha önce de bahsedildiği üzere elektrik depolanamayan bir ürün olduğundan, elektrik üreticileri herhangi bir olağanüstü durumla karşılaşp yeterli üretimi yapamadıklarında yükümlülüklerini yerine getirmek için yeterli zamanı bulamayabilirler. Fiziksel ve finansal piyasaların ayrımı burada önem taşımaktadır. Finansal piyasada kontrat yapılan üretici ya da satıcı yükümlülüğünü yerine getiremeyecek durumda olsa bile fiziksel piyasadaki aynı miktar elektrik spot fiyatı yerine kontrattaki fiyattan alınmaktadır (Lewis ve Dawson, 2004: 343)

2. Elektrik Enerjisi Piyasalarındaki Risklerin Yönetimi

2.1. Hammadde ve Meteoroloji Riskinin Yönetimi

Spot elektrik fiyatlarının volatilitesi elektriğin depolanamaması, esnek olmayan talep ve aşırı arz gibi kendine özgü özelliklerinden dolayı yüksektir. Piyasa risklerinin doğru okunamaması ve bunlara hızlı çözümler getirilememesi yıkıcı sonuçlara neden olabilmektedir. 1998 yılı yazında Amerika Birleşik Devletleri'nin ortabatsında elektrik fiyatlarının normalde 30\$-60\$/MWh bandında seyrederken \$7000'a kadar çıkması batı bölgelerdeki iki büyük piyasa dağıtımcısının taahhütlerini yerine getirememesine neden

olmuştur. 2004 Şubat ayında Texas'ta 3 günlük buz fırtınası nedeniyle artan toptan elektrik fiyatları bir perakende elektrik tedarikçisinin iflasına yol açmıştır. Ayrıca 2000/2001 yıllarında California'da meydana gelen büyük elektrik krizinin piyasa risklerinin uzun dönemli hedgeler ile yönetilememesinden kaynaklandığı belirtilmektedir (Energy Information Administration, 2002: 34)

Risk yönetimi ve finansal araçların kullanımı şirket değerini maksimize etmeyi amacıyla yapılmaktadır.

Rekabetçi ama volatilitesi yüksek olan elektrik piyasalarında üretim santralleri ile toptan ve perakende satış şirketleri maliyet ve kârlarında belirli düzeyde kesinlik sağlamak amacıyla finansal araçları kullanmaktadırlar. Bu da toptan ve perakende piyasalarda oluşan ve oluşabilecek risklerin takip edilmesini, tespit edilmesini ve duruma uygun risk yönetimi araçlarının kullanılmasını gerektirmektedir.

Elektrik endüstrisinde rekabetçi bir yapının oluşturulmak istenmesindeki ana amaç elektrik endüstrisinin üretim kapasitesinin uzun dönem yatırımlarla daha verimli hale getirebilmenin mümkün olacağı düşüncesidir. Devlet kontrolünde denetimli bir piyasada elektrik üreticileri yatırım maliyetinin üzerinde devletin belirlediği sabit oranda bir kâr kazanmaktadırlar. Bu yüzden devletin bir elektrik santralının kurulmasına izin vermesiyle birlikte santral yatırım maliyeti tamamen tüketicilerin sırtına yüklenmiş olmaktadır. Böylece üreticiler enerji ve hammadde fiyatlarının değişmesinden, gelişen teknolojiden ve değişken arz ve talep durumundan etkilenmemektedir. Üreticilere sağlanan bu avantaj onların yeni üretim teknolojilerine yönelmek yerine servis kalitelerini güçlendirmeye odaklanmalarını sağlamaktadır.

Elektrik sektöründe liberalleşme ve yapılan reformlarla birlikte yatırım ve fiyat riskleri tüketicilerden üreticilere kaymaktadır. İdeal piyasa şartlarında üreticiler yatırım riskine tüketiciler ise fiyat riskine maruz kalmakta ancak bu riskler kontrol edilebilir düzeyde olması arzulanmaktadır. Ancak piyasa şartları çoğunlukla ideal durumdan uzaklaşmaya neden olmaktadır. Piyasalarda istenen ideal koşulların yaratılamamasının başlıca

nedenleri tüketicilerin fiyatlara karşı hızlı tepki verememesi, piyasa gücünün suistimal edilmesi ve fiyatlar üzerinde oluşan politik baskılar olduğu söylenmektedir.

Dünyadaki elektrik borsalarında ve tezgah üstünde çok çeşitli finansal ve fiziksel türev ürünün ticareti yapılmaktadır. Borsalarda çoğunlukla future ve opsiyon kontratlarının ticareti yapılırken tezgah üstü piyasalarda ise forward kontratları, swaplar, plain vanilla opsiyonları ve exotic opsiyonlar gibi birçok farklı türev ürünü yer almaktadır. Şirketlerin uzun vadeli gelir akışını ve zorunlu servis anlaşmalarını etkileyecek fiyat risklerini hedge etmek için bazı yapılandırılmış ticari işlemleri de kullanmaktadırlar. Bunlar tolling anlaşmaları ve elektrik gereksinim sözleşmeleridir.

2.1.1. Elektrik future sözleşmeleri

ABD'nin New York Mercantile Exchange (NYMEX) borsasında ilk defa 1996'da işlem görmeye başlayan elektrik future sözleşmeleri elektrik borsalarında en çok işlem gören türev ürünlerin başında gelmektedir. Elektrik future sözleşmeleri belirli bir miktar elektriğin alıcı ve satıcı arasında yapılan bir sözleşme aracılığıyla bugün üzerinde anlaşılan bir fiyattan gelecekte bir tarihte satışının gerçekleştirilmesi işlemidir. Future sözleşmeler vadesinde fiziki ya da nakdi teslim gerektirir yani alıcı elektriği almak satıcı da sözleşmede belirtilen talebi karşılamak zorundadır. Bir elektrik future anlaşmasının kazanç fonksiyonu aşağıdaki gibidir :

$$\text{Kazanç} = (S_t - F) \quad (1)$$

S_t sözleşme bitiş tarihindeki elektrik spot fiyatını, F ise future kontrattaki elektrik fiyatını göstermektedir (Deng ve Oren, 2006: 941).

Elektrik piyasalarındaki future kontratlarında beş ana belirleyici bulunmaktadır. Birincisi kontratın minimum miktarıdır. Kontratlar miktarları en az 1MW elektrik iletimi olmaktadır. İkinci olarak kontratın hangi döviz cinsinden işleme koyulacağı belirtilmektedir. Üçüncü olarak kontratta olabilecek minimum fiyat değişikliği

yazılmaktadır. Genelde 0.01EUR/MWh ya da 0.01USD/MWh gibi değerler olmaktadır. Elektrik future kontratlarının kendine özgü belirleyicilerinden biri yükün iletiminin yapılacağı zaman aralığıdır. Elektrik ticareti saatlik periyotlar halinde yapıldığı için sözleşmelerde zaman belirtilmelidir. Üç tür zaman aralığı bulunmaktadır. Bunlar haftanın her günü 24 saatlik dilimi kapsayan ana yük (base load), en yoğun yük iletimini yaşadığı hafta içi 8-20 saatleri arası puant yük (peak load), son olarak da hafta sonu ve gece saatlerini kapsayan durgun yük (off peak load) iletimidir. Bu nedenle elektrik future sözleşmeleri gün içi teslimat zamanlarına göre sınıflandırılmaktadır. Buna göre uzlaşma fiyatı S_t çoğunlukla elektrik teslimat periyodundaki fiyatların ortalaması alınarak hesaplanmaktadır.

Elektrik future kontratlarının vadeleri yıllık, mevsimlik, aylık, hafalık ya da günlük olabilmektedir. Ayrıca her future kontratta olduğu gibi bu kontratların da getirilerinin hesaplanabilmesi için referans fiyatlarının bulunması gerekmektedir. Bunun için spot piyasalardan yararlanılmaktadır. Örneğin European Energy Exchange (EEX)'de işlem gören bir Phelix Future kontratı European Power Exchange (EPEX) gün öncesi spot piyasasında oluşan ortalama fiyatı referans noktası olarak kabul etmektedir.

Türev ürünlerin işlem gördüğü elektrik borsalarında fiziksel dağıtım olmamaktadır. Fark sözleşmeleri (Contract for Differences) adı verilen bu sözleşmeler birçok ülke elektrik borsalarında işlem görmekte ve türev enstrümanlar arasında en çok kullanılan sözleşmeler olarak gösterilmektedir. Elektrik piyasalarında satıcı ile alıcı arasında imzalanan fark sözleşmeleri ile taraflar elektrik ticaretine konu olan miktar ve fiyatı sabitlemektedir. Fakat taraflar arasında imzalanan bu sözleşme, taraflar arasında herhangi bir enerji alış verişinden ziyade, spot fiyat ile sözleşme fiyatı arasındaki doğan farkın, taraflar arasında el değiştirmesine olanak sağlamaktadır (Rothwell ve Gomez, 2003: 105). Özetle, toptan elektrik satış piyasasında oluşan fiyat sözleşmede belirlenen fiyattan düşükse, alıcı piyasadaki enerji alışını gerçekleştirip, aradaki farkı satıcıya ödemekte; yüksek ise, satıcı aradaki farkı alıcıya ödemekte ve alıcı enerji ihtiyacını yine fiziksel piyasadaki karşılamaktadır.

2.1.2. Elektrik forward sözleşmeleri

Elektrik forward sözleşmeleri genel olarak future sözleşmeleriyle benzer özellikler taşımaktadır, kazanç fonksiyonu da future sözleşmelerle aynıdır. Ancak future sözleşmeleri forward sözleşmelere göre alım satım yeri, koşulları ve uzlaşma yöntemleri daha standartlaşmış ürünlerdir. Elektrik forward sözleşmelerinde satıcılar (short) genellikle elektrik üretim şirketleri olurken dağıtım şirketleri ve büyük alıcılar alıcı (long) pozisyonundadırlar. Bu sözleşmelerin vadeleri saatlikten yıllığa uzanan geniş bir zamanda olabilmekle birlikte iki sene üstü vadeye sahip sözleşmeler pek kullanılmamaktadır.

Future ve forward sözleşmeleri arasındaki ayırt edici farkların başında teslim edilen elektrik enerjisinin hacmi gelmektedir. Forward sözleşmelerinde alım satımı yapılan elektrik hacmi future sözleşmelerine göre daha büyüktür. Bunun yanında future sözleşmeleri yalnızca organize borsalarda işlem görmekteyken forward sözleşmelerinin ticareti tezgah üstü piyasalarda da oldukça fazla oranda yapılmaktadır. Diğer önemli bir farklılık ise sözleşmelerin teslimat özellikleridir. Future sözleşmeleri özellikle Avrupa’da yalnızca finansal ödemenin gerçekleştiği fiziksel teslimatın olmadığı ürünlerdir. Forward sözleşmeleri ise fiziksel ya da finansal teslimata dayalı olabilmektedir. Fiziksel teslimata dayalı sözleşmelerde sözleşmede belirtilen elektrik miktarı anlaşılan fiyattan teslim edilmektedir. Bu sözleşmeler çoğunlukla saatlik ya da günlük vadeye sahip olmaktadır. Amerika Birleşik Devletleri’ndeki Pennsylvania- New Jersey- Maryland (PJM) toptan elektrik piyasası ve California Bağımsız Sistem İşletmecisi (CAISO)’nin işlettiği dengeleme piyasası gibi gelişmiş toptan elektrik piyasalarında fiziksel forward sözleşmelerinin ticareti yapılmaktadır (Pilipovic, 2007: 128).

Sonuç olarak future sözleşmeleri yalnızca organize borsalarda işlem gördükleri için forward sözleşmelerine göre piyasa uzlaşmasının kolaylığı, fiyat şeffaflığı, yüksek likidite oranı, işlem ve izleme maliyetlerinin azlığı gibi avantajları bulunmaktadır. Bunun yanında sözleşme özelliklerinde esneklik yapılamaması ve sözleşmede belirtilen elektrik satış hacminin forward sözleşmeleri kadar yüksek olmaması ise future sözleşmelerinin kısıtlamaları olarak gösterilebilir.

2.1.3. Elektrik swap sözleşmeleri

Swaplar elektrik ödemelerinde fiyat sabitlemeye yardımcı olur. Böylece swap sahibi sözleşme süresi boyunca fiyat dalgalanmalarından etkilenmemektedir. Elektrik swapları çoğunlukla kısa ve orta vadeli fiyat sabitleme ihtiyaçlarında kullanılmaktadır. Bölgesel olarak farklı elektrik fiyatlarının olduğu ülkelerde, swaplar farklı bölgeler arasında elektrik satışı olması durumunda oluşabilecek fiyat farklılıklarına karşı kullanılan araçlardır. Bu tür swap sahipleri elektrik teslim süresi boyunca sözleşme fiyatı ile diğer bölge spot fiyatı arasındaki farkı almakta ya da ödemektedir. Bu tür swaplar bölgesel fiyat farklılıklarının yaratacağı risklere karşı koruma sağlamaktadır (Clewlow ve Strickland, 2000: 130-150).

2.1.4. Standart call ve put opsiyonları

Elektrik opsiyonları 1990larda İngiltere, ABD ve İskandinavya’da kullanılmakla beraber, uzun yıllardan beri elektrik endüstrisinde kullanılan arz ve talep sözleşmelerinin şartları opsiyonlara benzetilmeye çalışılmıştır. Toptan elektrik piyasalarının kurulması, ve risk yönetimi uygulamalarının gelişmesiyle elektrik opsiyonları da çeşitlendirilmeye başlamıştır. Böylece elektrik opsiyonları yalnızca dayanak varlık fiyatına göre değil işlem hacmi, teslimat bölgesi ve hammadde yakıtı özelliklerine göre de sınıflandırılmaktadırlar.

Elektrik üretim ve tüketim sektöründe faaliyet gösteren şirketlerin yararlandıkları opsiyonlar genellikle kısa ve orta vadeli, en fazla üç yıllık sözleşmeler olmaktadır.

Opsiyonlar bir alıcı ve bir satıcı arasında yapılan, alıcının sabit bir fiyattan bir varlığı alma ya da satma hakkı elde etmek için satıcıya bedel ödediği sözleşmelerdir (Sevil vd., 2013: 211). Opsiyon alıcısı prim ödeyerek aldığı alım ya da satım hakkını vadesi gelince kullanmak isteyebilir ya da ödediği primi kaybetme karşılığında opsiyonu kullanmamaya karar verebilir. Opsiyon satıcısı ise opsiyonu alan yatırımcının talep etmesi halinde yükümlülüğünü yerine getirmek zorundadır. Opsiyonlar iki kategoride değerlendirilmektedir. Bunlar vadesinden önce kullanılması mümkün olmayan Avrupa tipi opsiyonlar ve vadesinden önce herhangi bir zamanda da kullanılabilen Amerikan tipi

opsiyonlardır.

Alış yönündeki opsiyonlar alım opsiyonları (call options), satış yönündeki opsiyonlar ise satım opsiyonları (put options) adını almaktadır. Opsiyon sözleşmeleri alıcılara sağladıkları bu hak için belirli bir prim ile satılmaktadırlar. Elektrik piyasalarında kullanılan çeşitli opsiyon türleri bulunmaktadır. Bunlardan tavan fiyat opsiyonu (cap) adı verilenler özellikle perakende ya da dağıtım seviyesinde faaliyet göstermekte olan teşebbüslere, elektrik alım fiyatları için bir tavan fiyat belirleme olanağı sunan opsiyonlardır. Öte yandan taban fiyat opsiyonu (floor) adı verilen opsiyon türü ise, genel olarak üretim seviyesinde faaliyet gösteren teşebbüslere elektrik satış fiyatları için, bir taban fiyat belirlemeleri olanağı sağlayan opsiyonlardır (Sağlam, 2012: 21).

Standart call ve put opsiyonlarının kazanç fonksiyonu aşağıdaki gibidir:

$$\text{Kazanç} = \max(S_T - K, 0) \quad (2)$$

S_T T tarihindeki spot elektrik fiyatını, K ise sözleşmedeki işlem fiyatını belirtmektedir.

2.1.5. Spark spread opsiyonları

Elektrik piyasalarında kullanılan bir diğer opsiyon ise spark spread opsiyonlarıdır. Spark spread, elektrik üretiminde kullanılan yakıt ile elektrik fiyatı arasındaki farkı ifade etmektedir. Spark spread opsiyonları da alıcısına, bu farkın kendisine ödenmesi hakkını sağlayan opsiyon çeşididir. Bu özelliği nedeniyle oldukça fazla kullanılan bir finansal üründür. Opsiyon alıcısı bu sayede kendini elektrik üretiminde kullandığı yakıtın fiyatında meydana gelebilecek artışlardan korumuş olmakta ve elektriğin satışından elde edeceği gelir ile yakıtsal maliyetleri arasındaki farkı sabitlemektedir (Deng ve Oren, 2006: 945).

Bir santralin bir birim elektrik üretebilmek için kullandığı hammadde miktarına yakıt verimliliği adı verilmektedir (Btu/kWh). Avrupa tipi spark spread alım opsiyonu sahibinin kazanç fonksiyonu aşağıdaki gibi gösterilmektedir.

$$\text{Kazanç} = \max(S_T - K_H, G_T, 0) \quad (3)$$

Bu fonksiyonda S_T T zamanındaki spot elektrik fiyatını, G_T T zamanındaki elektrik yakıtının fiyatını, K_H ise opsiyonun vadesini göstermektedir.

Opsiyonlar hem elektrik üreticilere hem de büyük tüketicilere fiyat riskine ve üretimden yaşanabilecek sıkıntılara karşı koruma sağlar (Pinada ve Conejo, 2013: 102). Elektrik üretimi birçok kaynaktan sağlanabildiği için santrallerin birim maliyetleri birbirinden çok farklı olmaktadır. Piyasa fiyatı da bu maliyetlere göre şekillenmektedir. Örneğin kömür santralleri yüksek birim maliyetle elektrik üretmektedir ve düşük piyasa fiyatı ile karşılaşp zararına üretim yapmak istemezler. Buna karşılık maliyetinin üstünde bir kullanım fiyatıyla satım opsiyonu alan üretici belirtilen risklerden kurtulmuş olur. Teslim tarihi geldiğinde eğer elektrik fiyatı opsiyon kullanım fiyatından yüksek ise opsiyonu kullanmaz ve üretimini yüksek fiyattan piyasaya satar. Diğer taraftan eğer elektrik spot fiyatı teslimat tarihinde opsiyon kullanım fiyatından düşükse üretici opsiyonu kullanır ve zarar etmemiş olur.

Elektrik üreticisinin karşılaşabileceği bir başka risk de üretimde yaşanacak aksaklıklar nedeniyle yükümlüklerini yerine getirememesidir. Elektrik üreticileri ikili kontratlar ve gün öncesi piyasalar sayesinde elektrik satışı yapar. Ancak elektrik depolanabilir bir madde olmadığı için satışı yapılan elektrik henüz üretilmemiştir. Bu yüzden de üretimin aksama riski her zaman vardır. Bu durumda elektrik alım opsiyonu satın alınması üreticinin riskten kaçınmasını sağlayacaktır. Opsiyon tarihiyle aynı zamanda santral üretim yapamaz hale gelir ve o anki spot fiyat opsiyon kullanım fiyatından yüksekse, üretici opsiyon hakkını kullanır ve kullanım fiyatı üzerinden elektrik satın alır. Böylece diğer anlaşmaları gereği satması gereken elektriği santral üretim yapamamasına rağmen elde etmiş olur. Üretim de bir problem olmaması durumunda

opsiyon kullanılmaz ve yalnızca prim ücreti ödenmiş olur. (Pineda ve Conejo, 2013: 103)

Opsiyon sözleşmeleri tüketicilerin de fiyat riskini kontrol altına almalarını sağlar. Fabrikalar gibi büyük enerji tüketicileri, elektrik maliyetleri için de bütçe hazırlamaktadır ve belirli bir birim fiyatın üzerinde olmasını istemezler. Bunun için opsiyonlardan yararlanılabilmektedir. Tüketici, kullanım fiyatı ve opsiyon primi toplamı bütçede elektriğe ayrılan maksimum fiyata eşit ya da daha düşük bir elektrik alım opsiyonu satın alması halinde elektrik fiyatlarındaki oynaklığa karşı kendini korumuş olur. Opsiyonun yürürlük tarihinde elektrik spot fiyatı opsiyon kullanım fiyatından yüksek ise şirket opsiyonu kullanır ve ucuz fiyattan elektrik satın almış olur. Piyasa fiyatı opsiyon kullanım fiyatından yüksekse şirket opsiyonu kullanmaktan vazgeçer ve elektriği piyasadan alır. Böylece şirket ucuz spot fiyatın yanında yalnızca opsiyon primini ödemiş olur.

Türkiye, elektrik türev ürünleri Borsa İstanbul bünyesindeki Vadeli İşlem ve Opsiyon Piyasasında (VİOP) baz yük elektrik vadeli işlem sözleşmeleri işlem görmektedir. Ancak şuan için yalnızca aylık fark sözleşmeleri işlem görmekler birlikte bu sözleşmelerin hacimleri ve özellikleri verimli çalışan finansal piyasaları olan yurt dışı örneklerle karşılaştırıldığında oldukça azdır.

2.2. Pazar Gücünün Haksız Kullanımı Riskinin Yönetimi

Pazar gücünün kullanılarak piyasa manipülasyonunun yapılmasının önlenmesi için Gün Öncesi ve Gün İçi Piyasası'na sunulan tekliflerin, sürekli ve kapsamlı olarak izlenmesini ve değerlendirilmesini gerektirmektedir. Bu sayede likidite ve fiyat değişimleri en kısa zamanda belirlenerek bu değişimlere yol açan piyasa uygulamalarının rekabeti engelleyip engellemediği anlaşılabilir. Ancak ülkemizde denetim için henüz yeterli bir hukuksal zemin oluşturulamadığı görülmekte ve bu durum ülkemizdeki toptan elektrik satış piyasalarının en büyük sorunu olarak gösterilmektedir.

Örneğin ABD'de sermaye piyasalarında manipülasyonları önleme amacıyla kurulan kurulların fiziksel enerji ticaretindeki manipülasyonları izlememesi nedeniyle manipülasyonları izleme ve müdahale yetkisi oldukça geniş olan Federal Enerji

Düzenleme Komisyonu (FERC) kurulmuştur. Avrupa'da kabul edilen ve uygulanan Enerji Toptan Satış Piyasalarında Dürüstlük ve Şeffaflık ile İlgili Düzenleme (REMIT) kanunlarına göre piyasa manipülasyonu ve içerden bilgi yayımı yapmak yasaklanmıştır ve bunun önüne geçmek için sıkı bir gözetim yapılmaktadır (Soysal vd., 2015: 59).

Toptan elektrik sektörlerinde manipülasyonları izleme faaliyetleri ülkeden ülkeye farklılık gösterebilmektedir. Bu faaliyetler sistem işletmecisi tarafından yapılabildiği gibi dışarıdan bağımsız birimler aracılığı ile de yapılabilmektedir. Her ne kadar farklı piyasa izleme faaliyetleri bulunsun da etkin bir izleme için bazı ortak noktalara dikkat etmek gerekmektedir.

* Öncelikle izleme birimi bağımsız olmalıdır.

* İkinci olarak sorunları henüz küçükken tespit edebilecek kabiliyete sahip uzmanlara ve yasal yetkilere sahip olunmalıdır.

* Sorunların tespitinden sonra düzenleyici kurumlara iletilmesi gerektiğinden dolayı ilgili düzenleyici kurumların desteğine sahip olunması gerekmektedir.

* Piyasaların sürekli ve tutarlı bir şekilde takibinin sağlanması ve elde edilen verilerin düzenli olarak kamuoyuna açık şekilde paylaşılması gerekmektedir.

* Son olarak elektrik piyasasında işlem yapan şirketlerin ve ilgili kurumların izleme bulgularına kolayca ulaşabilmeleri için verimli bir raporlama sistemi kurulmalıdır. (Soysal vd., 2015: 58).

Örneğin İskandinavya elektrik borsası NordPool'da piyasa gözetimi ve denetimi birimi bulunmakta ve piyasa katılımcılarının sürekli olarak kurallara uygun işlem yapıp yapmadıklarını izlemektedir. Acil Piyasa Mesajı uygulaması ile üreticiler ya da tüketiciler tarafından yapılan 100MW ve üstünde herhangi bir kesinti, sınırlama, kapasite artırımı gibi kararlar ile fiyatları önemli derecede etkileyebilecek herhangi bir bilginin, en geç bir saat içinde kamuoyuna açıklanması gerekmektedir. Kurallara uyulmaması ya da piyasa manipülasyonu belirlenmesi durumunda borsanın ilgili katılımcıya özel ya da kamuya açık uyarı ve yüklü miktarda para cezası verme yetkisi bulunmaktadır (Nord Pool Spot, 2016).

Pazar gücü kullanımını tespit etmek tüm sektörlerde olduğu gibi elektrik sektöründe de oldukça zorlu ve dikkat gerektiren bir durumdur. Ancak elektrik piyasalarının bazı özellikleri pazar gücü kullanımının tespitini kolaylaştırabilmekteyken bazı özellikleri ise zorlaştırmaktadır. Örneğin diğer piyasalarda yalnızca piyasa fiyatını ve miktar verilerini görebilirken toptan elektrik piyasalarında tüm arz ve talebe ilişkin fiyat ve miktar ile eşleşmeler görülebilmektedir. Elektrik piyasalarının bir başka avantajı birçok üretim ünitesinin çalışma ve kapasite oranları izlenebilmektedir. Böylece maliyet tahminleri diğer endüstrilere göre daha tutarlı olmaktadır. Ayrıca değişken maliyetler kısa vadede yüksek volatiliteye sahip olsa da buna neden olan elektrik hammadde fiyatlarına kolaylıkla ulaşılabilir olması da elektrik piyasalarının izlenebilirliğini kolaylaştırmaktadır.

Elektrik üretiminin ve tüketiminin doğası pazar gücünün kullanımına karşı kuşkuyla yaklaşılmasını gerektirmektedir. Bunun iki önemli nedeni vardır. Birincisi elektriğin depolanamıyor olması ve kısa vadeli kapasite kısıtlarının meydana gelebiliyor olması elektrik arzının elastik olmamasına neden olmaktadır. Talep yönünde ise tüketicilerin çoğunun oluşan fiyata karşı talep azaltma gibi tepkiler gösteremiyor olmaları elektrik talebinin de esnekliğinin oldukça düşük olmasına neden olmaktadır. Hem arzın hem de talebin elastik olmaması özellikle talebin yüksek olduğu saatlerde pazar gücü kullanımına olanak sağlamaktadır.

Pazar gücünün kullanılmasını engellemeye yönelik alınabilecek önlemler iki ana başlıkta toplanmaktadır. Bunlar yapısal çözümler ve düzenleyici çözümlerdir.

Pazar gücünün kullanılmasını önlemeye yönelik yapısal çözümlerin başında piyasada dominant bir üretici oluşmasını engellemektir. Bunun için ülkeler serbest bir elektrik piyasası oluştururken devlet elindeki tek el üretim şirketinin özelleştirmesini birkaç farklı şirkete yapmaktadırlar. Bunun yanında piyasaya yeni üretici girişlerini desteklemek, lisanslama, santral izinleri ve iletim sistemini adil kullandırma konularında yaşanabilen sıkıntıları en aza indirmek gerekmektedir. İletim sistemini genişleterek piyasayı da fiziksel olarak genişletmek ve böylece rekabeti artırmak da bir diğer çözüm önerisi olarak sunulabilir (Twomey vd., 2004: 10-12).

Düzenleyici önlemlerin başında birçok ülkenin uyguladığı kolay bir yöntem olan toptan elektrik piyasasında tavan fiyat uygulamasıdır. Böylece üreticilerin tekliflerinin belirli bir fiyatın üstünde olması engellenmektedir. Bir diğer düzenleyici araç ise piyasadaki hakim üreticilerin belirli miktarda kapasitelerini düzenlenerek uzun vadeli anlaşmalarla belirlenmiş bir fiyattan satmalarını zorunlu hale getirmektir (Allaz ve Vila, 1993: 12)

3. Hammadde ve Meteoroloji Riskinin Türkiye Örneğinde Test Edilmesi

3.1. Araştırmanın Amacı

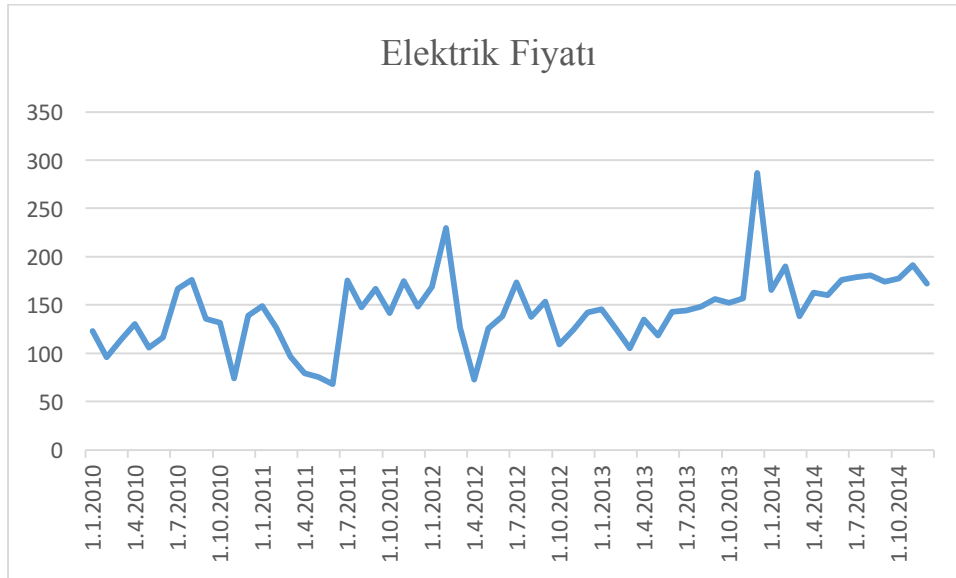
Elektrik sektöründe yeniden yapılandırma sonrası oluşan piyasa yapısı ve yukarıda bahsedilen riskler elektrik fiyatlarındaki dalgalanmaların artması sonucunu doğurmuştur; söz konusu durum ise sadece üreticiler için değil aynı zamanda tüketiciler açısından da risk oluşturmaktadır. Yeniden yapılandırma sonrası oluşan bu risklerin yönetimi türev elektrik piyasaları aracılığıyla gerçekleştirilebilir.

Elektrik piyasası katılımcıları, türev elektrik piyasasındaki enstrümanları kullanarak, belirli bir miktar elektriğin, belirli bir fiyattan, ileri bir tarihte alım ya da satımı işlemini gerçekleştirerek, kendilerini, sözleşme tarihi ile fiziksel alım ya da satımın gerçekleşeceği tarih arasındaki fiyat dalgalanması ya da alıcı/satıcı bulamama gibi risklerden korumuş olmaktadır. Örneğin bir üretim şirketi bu piyasaları kullanarak, ileri bir tarihte üreteceği elektrik için hem fiyatı sabitlemekte, hem de elektriğini satamama riskini önlemiş olmakta; dağıtım bir dağıtım şirketi ise bu piyasaları kullanarak, ileri bir tarihte ilişkin elektrik ihtiyacının fiyatını ve kaynağını bugünden netleştirmiş olmaktadır. Türev elektrik piyasalarında elektrik üreticileri ve tüketicileri haricinde, ayrıca, diğer emtia piyasalarındaki gibi, herhangi bir üretim tesisi ya da müşteri portföyüne sahip olmaksızın, elektrik fiyatlarındaki değişimden ve piyasalar arası fiyat farklarından yararlanarak kar etmek amacıyla işlem yapan ve söz konusu piyasaya likidite sağlayan traderlar da yer almaktadır.

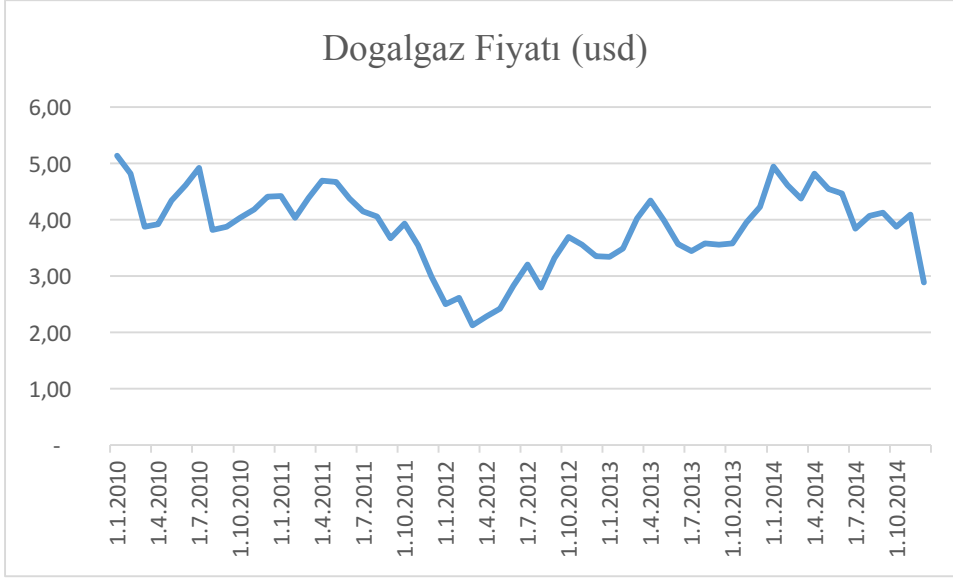
3.2. Veri Seti

Türkiye’de üretilen elektriğin %50’si doğalgaz santrallerinden, %15’e yakını hidroelektrik santrallerinden ve %30’u da termik santrallerden karşılanmaktadır. Termik santrallerinde yaklaşık yarısı hammadde olarak yerli linyit kömür kullanırken diğer yarısı da ithal kömür kullanmaktadır. Bu verilerden yola çıkarak hammadde ve yağış miktarının elektrik fiyatlarına etkisini gözlemlemek amacı ile 01.01.2010 – 01.12.2014 arasındaki 60 aylık periyottaki aylık fiyatlar ve yağış ortalamaları kullanılmıştır. Türkiye toptan elektrik fiyatları EPIAŞ Gün Öncesi Piyasası verilerinden alınmıştır. Doğalgaz fiyatlarına NYMEX borsasında işlem gören doğalgaz future kontratından erişilmiştir. Aylık kömür fiyatlarına ise Avrupa Kömür ve Linyit Birliği’nin yıllık raporlarından ulaşılmıştır.

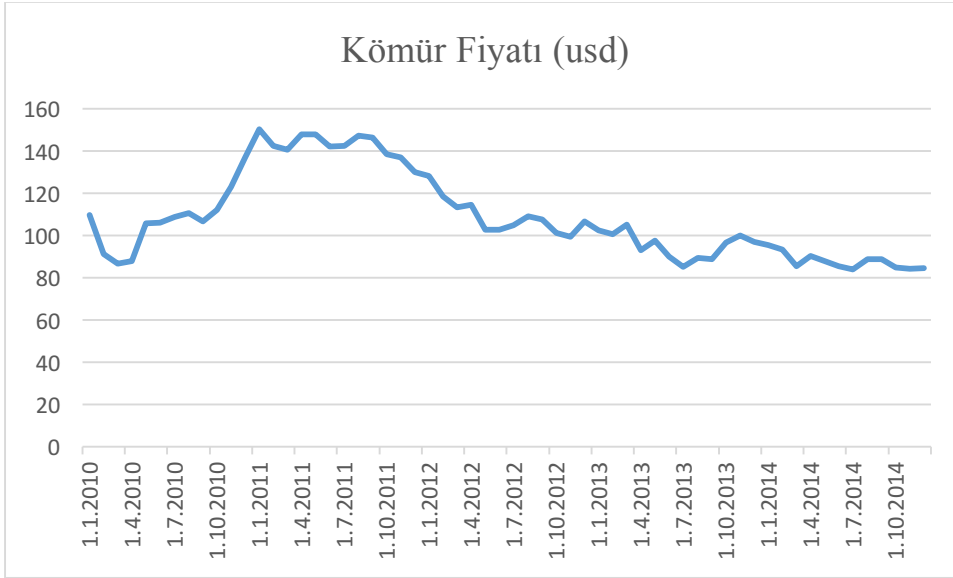
Türkiye’de halihazırda aktif durumda olan 557 adet hidroelektrik santrali bulunmaktadır. Yağış rejiminin etkisini hesap edebilmek adına Türkiye’deki hidroelektrik üretiminin yaklaşık %40’ını karşılayan en büyük 10 hidroelektrik santralinin bulunduğu illere düşen aylık toplam yağış miktarları üretime katkıları ile oranlanarak toplanmıştır. İllerin aylık yağış miktarları Türkiye İstatistik Kurumu’nun yayınladığı Türkiye İstatistik Yıllığı kitaplarından derlenmiştir.



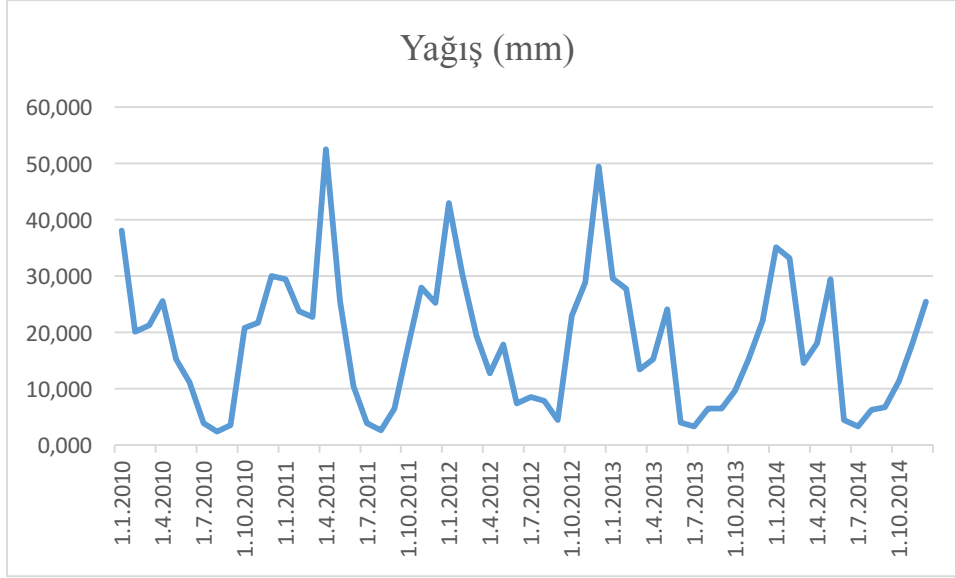
Şekil 8. 01.01.2010 – 01.12.2014 Arası Türkiye Gün Öncesi Piyasasında Oluşan Elektrik Fiyatları



Şekil 9. 01.01.2010 – 01.12.2014 Arası Doğalgaz Fiyatları (USD)



Şekil 10. 01.01.2010 – 01.12.2014 Arası Kömür Fiyatları (USD)



Şekil 11. 01.01.2010 – 01.12.2014 Arası Türkiye Yağış Rejimi

3.3. Araştırma Yöntemi

3.3.1. Zaman serilerinin durağanlığı

Zaman serileri olasılık kurallarına bağlı değişkenlere bağlıdır. Bu olasılık kuralları ise değişkenlerin durağanlıkları ile ilgilidir. Bir zaman serisinin durağan olması serinin ortalaması, varyansı ve kovaryansının zamandan bağımsız olması anlamına gelmektedir. Bunun için de serinin sabit bir ortalama, sabit varyans ve gecikme seviyesine bağlı kovaryansa sahip olması gerekmektedir (Banerjee, Dolado, Galbraith, & Hendry, 2003, s. 4). Tam tersi bir durum ise serinin durağan olmadığını göstermektedir. Serilerin durağanlığını test etmek için birim kök testi uygulanmaktadır. Bunun için birkaç farklı test kullanılsa da bunların en bilinenleri Augmented Dicky-Fuller (ADF) ve Philips – Perron testleridir.

Üzerinde çalışılan zaman serisi eğer düzey değerlerinde durağansa I(O) olarak adlandırılır. Eğer seri düzey değerinde durağan değilse sırayla birinci farkı I(1) ve ikinci farkı I(2) alınarak test edilir. Böylece serinin hangi düzeyde durağan olduğu belirlenmiş olmaktadır. Serilerin durağanlık düzeylerine göre, değişkenler arasındaki uzun dönemli ilişkinin incelenmesi için uygun eşbütünleşme testleri uygulanmaktadır (Gebrehiwot, 2013, s. 34).

Aşağıda doğalgaz, kömür ve elektrik fiyatları ile yağış miktarlarının birim kök test sonuçları verilmiştir:

Tablo 1. Elektrik Verisi Birim Kök Testi

		LOGELEKTRİK	
		ADF testi (sabitli ve trendli)	PP testi (sabitli ve trendli)
Düzy	Test Değeri	-4,16	-5,21
	Kritik Değerler	-4.14*	-4.12*
		-3.49**	-3.48**
		-3.17***	-3.17***
Birinci Fark	Test Değeri	-3,89	-29,76
	Kritik Değerler	-4.15*	-4.12*
		-3.50**	-3.48**
		-3.18***	-3.17***

Not: * %1, ** %5, *** %10 anlam düzeylerindeki test kritik değerlerini göstermektedir.

Tablo 2. Doğalgaz Verisi Birim Kök Testi

		LOGDOĞALGAZ_TL	
		ADF testi (sabitli ve trendli)	PP testi (sabitli ve trendli)
Düzy	Test Değeri	-2,35	-2,43
	Kritik Değerler	-4.12*	-4.12*
		-3.48**	-3.48**
		-3.17***	-3.17***
Birinci Fark	Test Değeri	-6,25	-6,37
	Kritik Değerler	-4.12*	-4.12*
		-3.48**	-3.48**
		-3.17***	-3.17***

Not: * %1, ** %5, *** %10 anlam düzeylerindeki test kritik değerlerini göstermektedir.

Tablo 3. Kömür Verisi Birim Kök Testi

		LOGKOMUR_TL	
		ADF testi (sabitli ve trendli)	PP testi (sabitli ve trendli)
Düzyey	Test Değeri	-1,75	-1,75
	Kritik Değerler	-4.12*	-4.12*
		-3.48**	-3.48**
		-3.17***	-3.17***
Birinci Fark	Test Değeri	-7,59	-7,6
	Kritik Değerler	-4.12*	-4.12*
		-3.48**	-3.48**
		-3.17***	-3.17***

Not: * %1, ** %5, *** %10 anlam düzeylerindeki test kritik değerlerini göstermektedir.

Tablo 4. Yağış Verisi Birim Kök Testi

		LOGYAGIS_MM	
		ADF testi (sabitli ve trendli)	PP testi (sabitli ve trendli)
Düzyey	Test Değeri	-3,16	-3,73
	Kritik Değerler	-4.15*	-4.12*
		-3.50**	-3.48**
		-3.18***	-3.17***
Birinci Fark	Test Değeri	-8,28	-6,8
	Kritik Değerler	-4.16*	-4.12*
		-3.50**	-3.48**
		-3.18***	-3.17***

Not: * %1, ** %5, *** %10 anlam düzeylerindeki test kritik değerlerini göstermektedir.

Tablolardaki ADF ve PP birim kök sınamaları sonucunda Elektrik fiyatı düzeyde durağanken Doğalgaz ve Kömür fiyatları ile Yağış miktarı ise birinci farkta durağandır.

3.3.2. ARDL modeli

Literatürde en sık kullanılan eşbütünleşme testleri Engle-Granger (1987), Johansen

(1988) ve Johansen & Jesulius (1990)'dır. Bu testlerin uygulanabilmesi için durağanlık testleri sonucunda değişkenlerin durağanlık düzeylerinin aynı olması gerekmektedir. Bu durumun yarattığı kısıtlamaları kaldırmak için Pesaran vd. (1996) yeni bir sınır testi yaklaşımını ortaya koymuştur (Bahmani-Oskooee ve Chi Wing Ng, 2002: 150). Bu yeni yöntem ARDL (Autoregressive Distributed Lag) adı verilmektedir. ARDL sınır testi modeli Kısıtlanmamış hata düzeltme (unrestricted error connection) modeline dayanan ARDL sınır testinde modelin gecikme uzunluğu en küçük kareler metodu ile tahmin edilerek eşbütünleşme ilişkisinin varlığı belirlenmektedir (Altıntaş, 2013: 11)

ARDL modelinin diğer sık kullanılan eşbütünleşme testlerine bazı avantajları vardır. Öncelikle ARDL yönteminin uygulanabilmesi için veri setlerinin durağanlıklarının aynı dereceden olma zorunluluğu yoktur. I(0) ya da I(1) düzeyinde durağan olan verilerde uygulanabilmekle birlikte I(2) düzeyinde durağan olan verilerde ARDL yöntemi kullanılamamaktadır. Ayrıca bu model küçük örnek kümelerine de uygulanabilmekte ve verimli sonuçlar alınabilmektedir (Esen vd., 2012: 257).

Bu çalışmada kullanılacak ARDL eşbütünleşme metodunda kullanılacak sınır testi denklemi aşağıdaki gibidir:

$$\begin{aligned} \Delta \ln EF_t = & \beta_0 + \sum_{i=1}^m \beta_1 \Delta \ln EF_{t-i} + \sum_{i=0}^m \beta_2 \Delta \ln DGF_{t-i} + \sum_{i=0}^m \beta_3 \Delta \ln KF_{t-i} \\ & + \sum_{i=0}^m \beta_4 \Delta \ln Y_{t-i} + \delta_1 \ln EF_{t-1} + \delta_2 \ln DGF_{t-1} + \delta_3 \ln KF_{t-1} + \delta_4 \ln Y_{t-1} \\ & + \varepsilon_t \end{aligned} \quad (4)$$

Bu formülde;

Δ , değişkenlerin birinci farkını,

m modelin gecikme uzunluğunu,

$\ln EF$, elektrik fiyatının logaritmasını

$\ln DGF$, doğalgaz fiyatının logaritmasını

$\ln KF$, kömür fiyatının logaritmasını

$\ln Y$, yağış miktarının logaritmasını

$\beta_1, \beta_2, \beta_3$ ve β_4 kısa dönem katsayıları

$\delta_1, \delta_2, \delta_3$ ve δ_4 uzun dönem katsayıları

ε_t hata terimini göstermektedir.

“Modelde, bağımlı değişken olarak incelenen serinin farkı kullanılır. Açıklayıcı değişkenler ise iki grupta toplanabilir. İlk grupta bağımlı değişkeni de içeren açıklayıcı değişkenlerin farkları ve bu farkların gecikmeleri bulunur. Bu grup içinde sadece bağımlı değişkenin farkı birinci gecikmeden başlar, diğerleri ise sıfır dereceli gecikmeden başlar. İkinci grup ise tüm açıklayıcı değişkenlerin birinci gecikmelerini içerir.” (Esen vd., 2012: 257).

Yukarıdaki modelde sınır testinin uygulanabilmesi için m olarak gösterilen gecikme uzunluğunun belirlenmesi gerekmektedir. Gecikme uzunluğunun belirlenmesi için Akaike Bilgi Kriteri’nden (AIC) yararlanılmaktadır. “Burada en küçük kritik değeri sağlayan gecikme uzunluğu modelin gecikme uzunluğu olarak belirlenmektedir. Ancak burada seçilen kritik değer en küçük olduğu gecikme uzunluğu ile oluşturulan modelin hata terimlerinde otokorelasyon (ardışık bağımlılık) olmaması gerekmektedir.” (Altıntaş, 2013: 12) Eğer model otokorelasyon problemi içeriyorsa, ikinci en küçük kritik değeri sağlayan gecikme uzunluğu alınmalı eğer halen otokorelasyon problemi devam ediyorsa bu problem ortadan kalkıncaya kadar bu işleme devam edilmelidir. Uygun gecikme uzunluğu belirlendikten sonra modeli tahmin etmek için en küçük kareler yöntemi kullanılır. Daha sonra ARDL modelinden eşbütünleşmenin varlığının sınanması için şu hipotez test edilir:

$$H_0 : \delta_1 = \delta_2 = \delta_3 = \delta_4 = 0 \text{ ise Eşbütünleşme yoktur}$$

$$H_1 : \delta_1 \neq \delta_2 \neq \delta_3 \neq \delta_4 \neq 0 \text{ ise Eşbütünleşme vardır}$$

Değişkenler arasında eşbütünleşmenin varlığının söz konusu olabilmesi için sıfır hipotezinin reddedilmesi gerekmektedir. Bu hipotezlerin sınanması için Wald testi ile bir

F istatistiği hesaplanır. Buradan elde edilen F istatistiği, Pesaran vd. (2001: 300)'nin çalışmalarında asimtotik olarak türetilen anlamlılık düzeyleri ile karşılaştırılır. Bu karşılaştırma için kritik değerlerin bulunduğu bir tablo ortaya koymuşlardır. Tabloda iki kritik değer gösterilmektedir: Birinci alt kritik değer tüm serilerin I(0) olması durumunda, ikinci üst değer kritik ise tüm serilerin I(1) olması durumunda elde edilmiştir. Serilerin I(0) ve I(1) veya birlikte eşbütünleşik I(1) olması gibi farklı alternatif sınıflamalar için ikinci üst kritik değer geçerli olmaktadır. Değişkenler arasında eşbütünleşmenin olup olmadığına şu şekilde karar verilmektedir:

“Hesaplanan F-istatistiği değeri üst kritik sınır değeri aşarsa, sıfır hipotez reddedilmekte ve bağımlı değişken ile tahminciler arasında eşbütünleşmenin olduğu sonucuna varılacaktır. Hesaplanan F-istatistiği değeri alt kritik sınırdan daha düşükse, eşbütünleşmenin olmadığı şeklindeki boş hipotez reddedilememektedir.” (Altıntaş, 2013: 12) Diğer taraftan hesaplanan F-istatistiği değeri alt ve üst kritik sınır değerlerinin arasında ise kesin bir yorum yapılamamakta ve diğer eşbütünleşme testleri yaklaşımlarına başvurulması gerekmektedir.

“Elde edilen test sonuçları eşbütünleşme ilişkisinin varlığını gösterirse, ilk etapta sınır testi için kullanılan modelin tanısal testleri yapılır. Bu aşamadan sonra değişkenler arasındaki ilişkiler ortaya konulur.” (Esen vd., 2012: 258). Bu amaçla ilk olarak uzun dönem ilişkisini inceleyen ARDL modeli şu şekildedir:

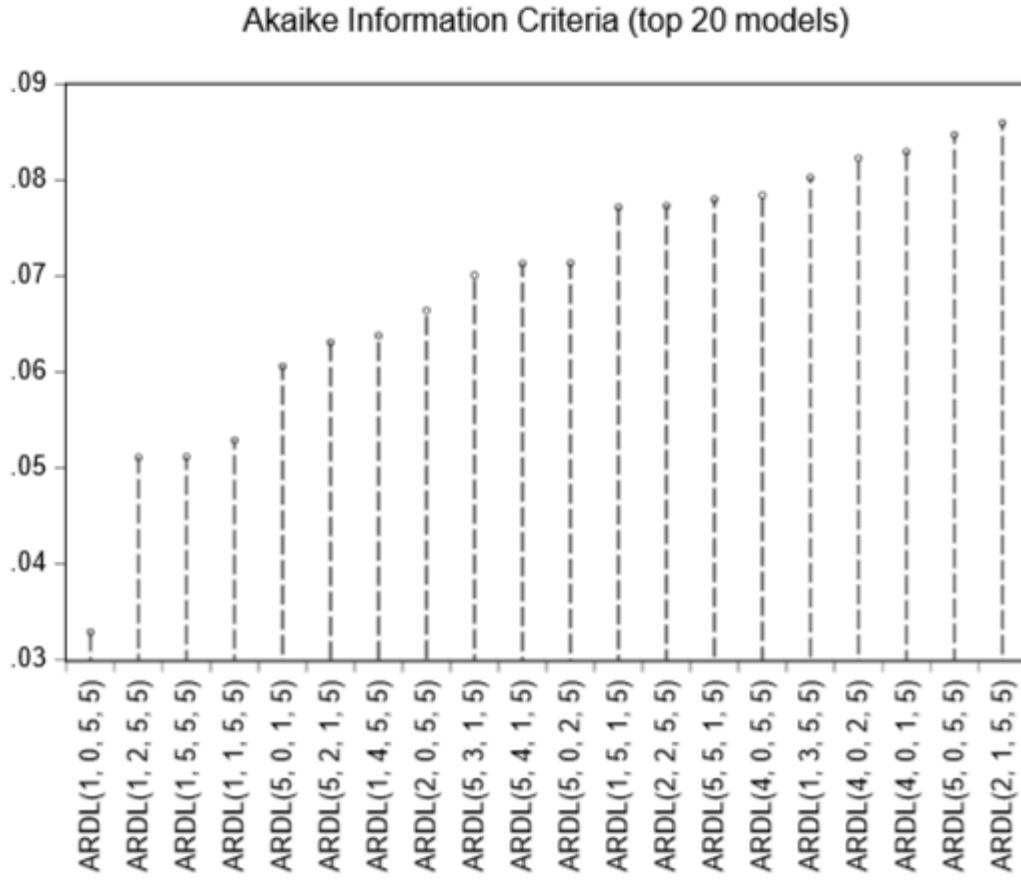
$$\ln EF_t = \beta_0 + \sum_{i=1}^m \beta_1 \Delta \ln EF_{t-i} + \sum_{i=0}^m \beta_2 \Delta \ln DGF_{t-i} + \sum_{i=0}^m \beta_3 \Delta \ln KF_{t-i} + \sum_{i=0}^m \beta_4 \Delta \ln Y_{t-i} + \varepsilon_t \quad (5)$$

Daha sonra uzun dönem katsayıları, sınır testi denklemindeki bağımsız değişkenlerin katsayılarını, bağımlı değişkenin katsayısının bir gecikmeli değerinin negatif işaretlisine bölünerek elde edilir (Şimşek ve Kadılar, 2004: 30). Değişkenler arasındaki uzun dönemli ilişki elde edildikten sonra, kısa dönemli ilişkilerin elde edilmesi için şu model tahmin edilir:

$$\begin{aligned} \Delta \ln EF_t = & \beta_0 + \sum_{i=1}^m \beta_1 \Delta \ln EF_{t-i} + \sum_{i=0}^m \beta_2 \Delta \ln DGF_{t-i} + \sum_{i=0}^m \beta_3 \Delta \ln KF_{t-i} \\ & + \sum_{i=0}^m \beta_4 \Delta \ln Y_{t-i} + \mu ec_{t-1} + \varepsilon_t \end{aligned} \quad (6)$$

Kısa dönem ilişkilerin gösterildiği model, sınır testi modeline hata düzeltme teriminin eklenmesiyle oluşturulmaktadır. “Bu terim uzun dönem ilişkinin elde edildiği modelin kalıntılarının bir gecikmeli değeridir. Bu değişkenin katsayısı, kısa dönemde meydana gelen bir dengesizliğin ne kadarının uzun dönemde düzeltileceğini gösterir. Aynı zamanda beklenti bu katsayının işaretinin negatif ve anlamlı olması yönündedir.” (Esen vd., 2012: 258)

ARDL modelinin ilk aşamasında uygun gecikme uzunluğunun bulunması gerekmez. Bunun için Akaike Bilgi Kriterine(AIC) göre en düşük değeri veren model uygun model olarak seçilmektedir. Eviews programında yapılan bu çalışma için ARDL (1,0,5,5) modeli uygun model olarak seçilmiştir.



Şekil 12. Akaike Bilgi Kriterine Göre En Uygun 20 ARDL Modeli

3.3.3. Uygulama sonuçları

Bu modele ait tahmin sonuçları aşağıda verilmiştir:

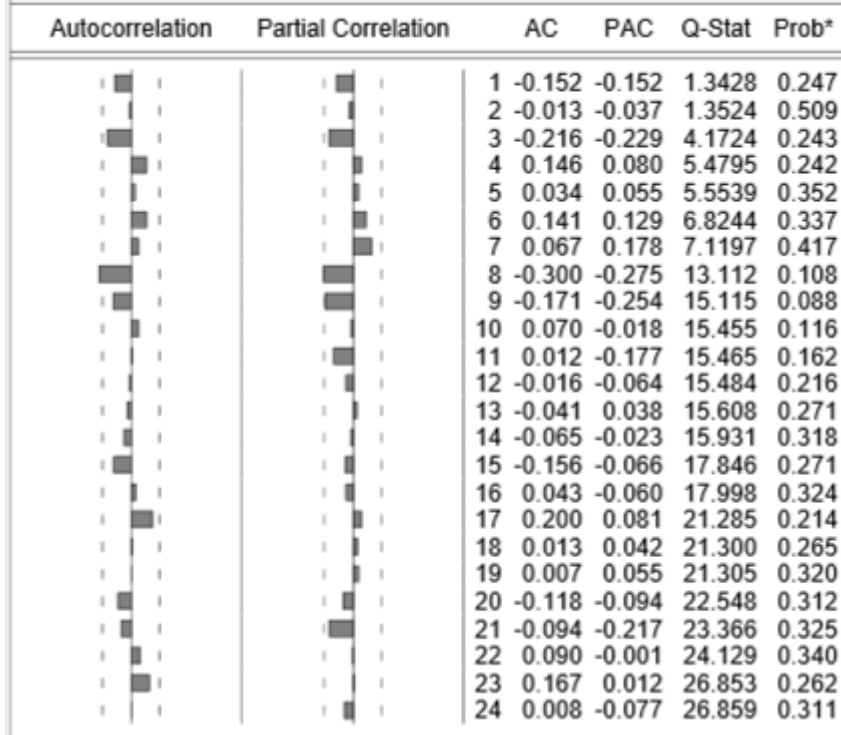
Tablo 5. ARDL Modeli Tahmin Sonuçları

Dependent Variable	LOGELEKTRİK			
Dynamic Regressors	LOGDOGALGAZ_TL LOGKOMUR_TL LOGYAGIS_MM			
Selected Model	ARDL(1,0,5,5)			
Variable	Coefficient	Std Error	t-Statistic	Prob*
LOGELEKTRİK(-1)	0,2969	0,122	2,4321	0,0195
LOGDOGALGAZ_TL	0,4396	0,14447	3,0369	0,0041
LOGKOMUR_TL	-0,9974	0,5976	-1,6689	0,1027
LOGKOMUR_TL(-1)	1,74442	0,7967	2,1891	0,0343
LOGKOMUR_TL(-2)	-0,6712	0,775	-0,866	0,3915
LOGKOMUR_TL(-3)	-0,2058	0,7496	-0,2746	0,785

LOGKOMUR_TL(-4)	-0,2637	0,7492	-0,352	0,7266
LOGKOMUR_TL(-5)	1,0813	0,5175	2,0894	0,0429
LOGYAGIS_MM	-0,0976	0,059	-1,6551	0,1055
LOGYAGIS_MM(-1)	-0,0835	0,0669	-1,2474	0,2193
LOGYAGIS_MM(-2)	-0,0014	0,0666	-0,0214	0,983
LOGYAGIS_MM(-3)	-0,0155	0,0658	-0,2366	0,8141
LOGYAGIS_MM(-4)	-0,0009	0,0674	-0,014	0,9888
LOGYAGIS_MM(-5)	-0,1709	0,0587	-2,9096	0,0058
R-squared	0,5197			
Adjusted R-squared	0,3674			
S.E. Of regression	0,2208			
Sum squared resid	2,0001			
Log likelihood	13,096			
Durbin-Watson stat	2,3018			
Mean dependant var	4,9533			
S.D. Dependent var	0,2777			
Akaike info criterion	0,0328			
Schwarz criterion	0,5438			
Hannan-Quinn criterion	0,2304			

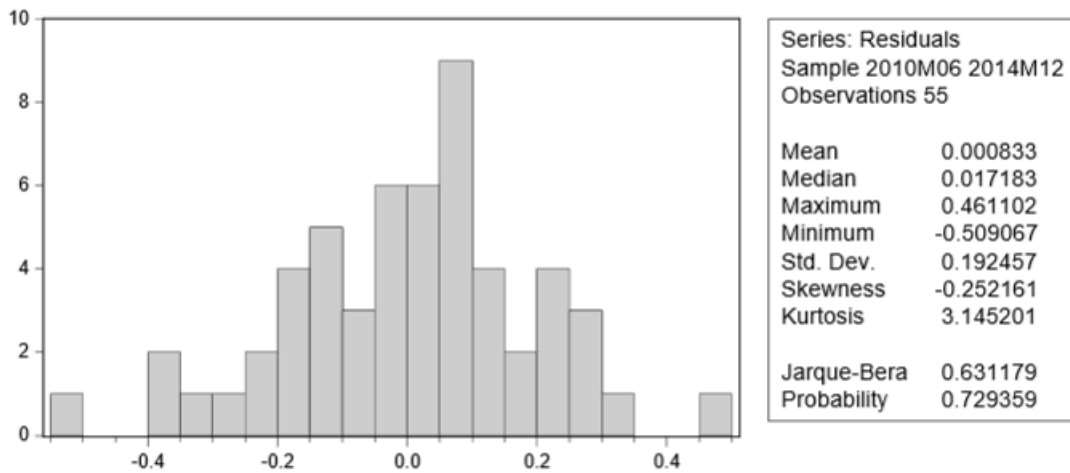
Oluşturulan bu modelin deterministik ve stokastik olarak herhangi bir problemi olup olmadığı bazı testlerle kontrol edilmelidir. Bu testler otokorelasyon, normallik, değişen varyans ve fonksiyonel biçim testleridir.

Otokorelasyon, istatistik analizlerinde hata terimlerinin birbirini izleyen değerleri arasında ilişki bulunması halidir. Q istatistik testi ile hiçbir gecikme uzunluğunda otokorelasyon olmaması şartı aranmaktadır. Yapılan test sonuçları aşağıdaki gibidir;



Şekil 13. Otokorelasyon Testi

Tablodan görüldüğü üzere tüm gecikme uzunluklarında $p > 0.05$ olduğu görülmekte, otokorelasyon ve kısmi korelasyon katsayılarının tamamının da güven aralığı içinde kaldığı görülmektedir.



Şekil 14. Jargue-Bera Normallik Testi

Jarque-Bera normallik testi artıkların normal dağılım gösterip göstermediğini belirlemek için kullanılır. Jarque-Bera olasılık değerinin $p > 0.05$ koşulunu sağlaması durumunda artıkların normal dağıldığı hipotezi kabul edilir. Tablodan görüleceği üzere bu araştırmada normallik varsayımları sağlanmıştır.

Bu modelin doğruluğunu kontrol etmek için yapılan bir diğer test de değişen varyans olup olmadığının (heteroskedastisite) testidir. Bir modelde değişen varyans durumu olması halinde yapılan tahminler yansız ve tutarlı olmalarına rağmen minimum varyanslı olma özelliğini yitirmektedirler. Bu durumda da hipotez testleri geçerliliklerini yitirmektedir (Evren, 2000: 167)

Bu modelde değişen varyans sorgulaması için White, Breusch-Pagan-Godfrey ve ARCH testlerinden yararlanılmıştır.

Tablo 6. Değişen Varyans Sorgulaması

	White Test		Breusch-Pagan-Godfrey		ARCH	
	Değişen Varyans Sorgulaması	F-Statistic	0,5868	F-Statistic	0,5368	F-Statistic
Obs*R-Squared		9,3714	Obs*R-Squared	8,7	Obs*R-Squared	3,6125
Scaled explained SS		5,5743	Scaled explained SS	5,1749	Prop. F(5,44)	0,637
Prop. F(14,40)		0,8592	Prop. F(14,40)	0,8957	Prop. Chi-Square(5)	0,6064
Prop. Chi-Square(14)		0,8065	Prop. Chi-Square(14)	0,8498		
Prop. Chi-Square(14)		0,9761	Prop. Chi-Square(14)	0,9832		

Üç testte de Chi-Square olasılık değerleri $p > 0.05$ koşulunu sağladıkları için bu metotta değişen varyans olmadığını söyleyebiliriz.

Son olarak modelde herhangi bir biçimsel hatanın olup olmadığını kontrol etmek için J.B. Ramsey'in kısaca RESET adını verdiği Bağlanım Denklemi Belirtim Hatası Sınaması (Regression Equation Specification Error Test) kullanılmıştır.

Tablo 7. Ramsey RESET Testi

Ramsey RESET Test			
	Value	df	Probability
t-statistic	1,7613	40	0,0858
F-statistic	3,1023	(1, 40)	0,0858
F-test summary:			
	Sum of Sq	df	Mean Squares
Test SSR	0,1439	1	0,1439
Restricted SSR	2,0001	41	0,0487
Unrestricted SSR	18562	40	0,464

Bu testte olasılık değeri $p > 0.05$ koşulunu sağladığı için modelde herhangi bir biçimsel hatanın olmadığı söylenebilir.

Modelin sınanmasında sonra değişkenler arasında eşbütünleşme olup olmadığı sınanmaktadır. Bunun için ARDL Sınır Testi'nin yapılması gerekmektedir.

Tablo 8. ARDL Sınır Testi

ARDL Bounds Test				
Null Hypothesis: No long-run relationship exist				
Test Statistic	Value	k		
F-statistic	9,0537	3		
Critical Value Bounds				
Significance	I0 Bound	I1 Bound		
10%	2,01	3,1		
5%	2,45	3,63		
2,50%	2,87	4,16		
1%	3,42	4,84		
Variable				
	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
D(LOGKOMUR_TL)	-0,7873	0,5851	-1,3454	0,1859
D(LOGKOMUR_TL(-1))	0,196	0,5579	0,3513	0,7271
D(LOGKOMUR_TL(-2))	-0,5859	0,5231	-1,12	0,2692
D(LOGKOMUR_TL(-3))	-0,8441	0,5218	-1,6176	0,1134

D(LOGKOMUR_TL(-4))	-1,1878	0,5235	-2,2689	0,0286
D(LOGYAGIS_MM)	-0,0821	0,059	-1,3899	0,172
D(LOGYAGIS_MM(-1))	0,1767	0,0708	2,493	0,0168
D(LOGYAGIS_MM(-2))	0,1619	0,0654	2,4754	0,0175
D(LOGYAGIS_MM(-3))	0,1573	0,0619	2,5386	0,015
D(LOGYAGIS_MM(-4))	0,1604	0,058	2,7647	0,0085
LOGDOGALGAZ_TL(-1)	0,4468	0,1459	3,0609	0,0039
LOGKOMUR_TL(-1)	0,6842	0,1314	5,2052	0
LOGYAGIS_MM(-1)	-0,3427	0,0971	-3,5302	0,001
LOGELEKTRIK(-1)	-0,7173	0,1236	-5,8	0
R-squared	0,5565			
Adjusted R-squared	0,4159			
S.E. Of regression	0,2205			
Sum squared resid	1,9943			
Log likelihood	13,176			
Durbin-Watson stat	2,2448			
Mean dependant var	0,0089			
S.D. Dependent var	0,2886			
Akaike info criterion	0,0299			
Schwarz criterion	0,5409			
Hannan-Quinn criterion	0,2275			

Yapılan sınır testi sonucunda F istatistik değerinin tüm anlamlılık düzeylerinde üst kritik değeri aştığı görülmüş böylece serilerin eş bütünlük olduğu sonucuna varılmıştır. Eş bütünlüğün varlığının belirlenmesinin ardından uzun dönem katsayılarının bulunması gerekmektedir.

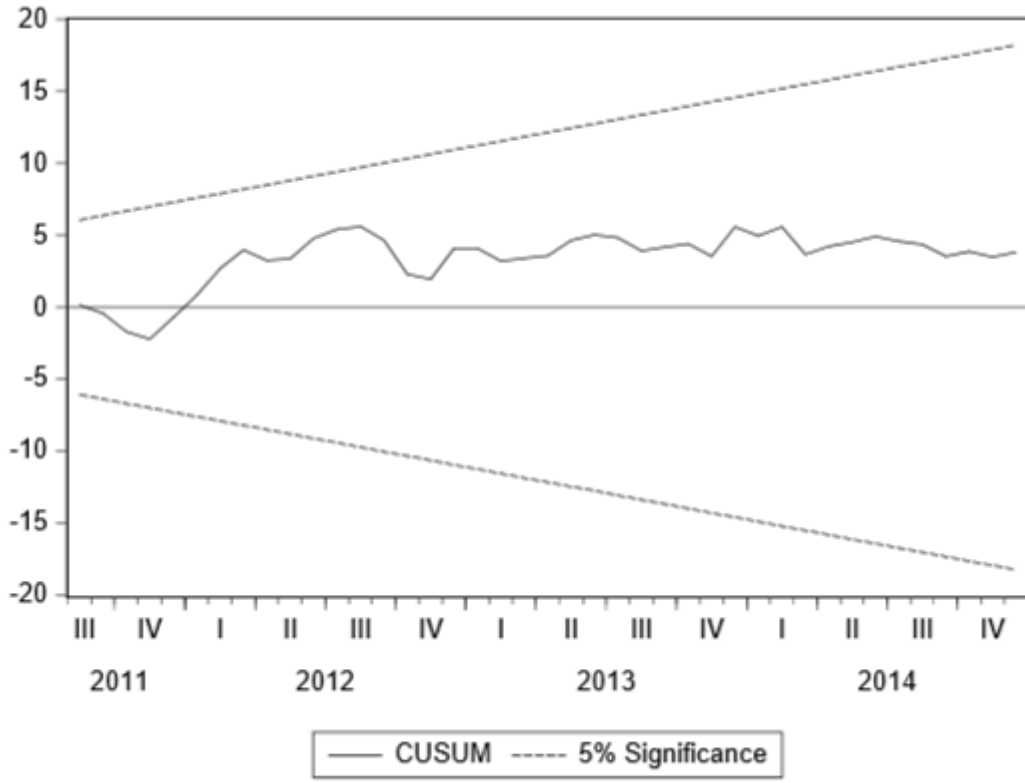
Tablo 9. ARDL Eşbütünlük ve Uzun Dönem Formu

ARDL Cointegrating And Long Run Form				
Cointegrating Form				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
D(LOGDOGALGAZ_TL)	0,2255	0,2788	0,8086	0,4234
D(LOGKOMUR_TL)	-0,9125	0,5806	-1,5716	0,1237
D(LOGKOMUR_TL(-1))	0,0917	0,5469	0,1677	0,8676
D(LOGKOMUR_TL(-2))	-0,6245	0,4891	-1,2768	0,2088
D(LOGKOMUR_TL(-3))	-0,843	0,4993	-1,6885	0,0989

D(LOGKOMUR_TL(-4))	-1,1343	0,5018	-2,2601	0,0292
D(LOGYAGIS_MM)	-0,0973	0,0472	-2,0584	0,0459
D(LOGYAGIS_MM(-1))	0,194	0,0566	3,4244	0,0014
D(LOGYAGIS_MM(-2))	0,1849	0,0521	3,5451	0,001
D(LOGYAGIS_MM(-3))	0,1737	0,0503	3,4495	0,0013
D(LOGYAGIS_MM(-4))	0,1729	0,0506	3,4174	0,0014
CointEq(-1)	-0,715	0,1145	-6,2394	0
Cointeq = LOGELEKTRIK - (0,6254*LOGDOGALGAZ_TL + 0,9777*LOGKOMUR_TL - 0,5266*LOGYAGIS_MM)				
Long Run Coefficients				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LOGDOGALGAZ_TL	0,6253	0,192	3,2564	0,0023
LOGKOMUR_TL	0,9776	0,0912	10,714	0
LOGYAGIS_MM	-0,5265	0,1313	-4,0077	0,0003

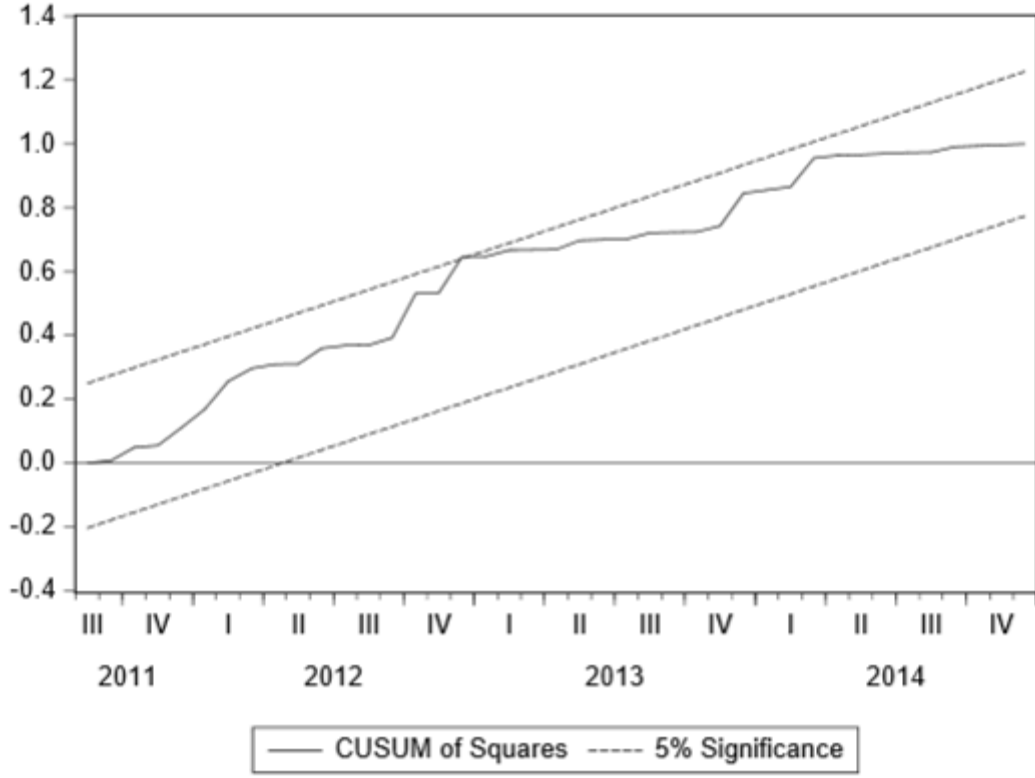
Bağımsız değişkenlerin uzun dönem katsayıları, Türkiye'deki toptan elektrik fiyatları ile ithal edilen doğalgaz ve kömür fiyatlarının Türk lirası cinsinden fiyatları arasında pozitif bir ilişki olduğunu göstermektedir. Diğer yandan toptan elektrik fiyatları ile yağış miktarı arasında ise beklenildiği gibi negatif bir ilişki görülmektedir. Yağışlar sayesinde baraj doluluk oranlarının artması elektrik fiyatlarında düşüşe yol açmaktadır.

ARDL modellerinin kararlılığının sınaması için CUSUM ve CUSUM-of-Square testleri yapılmaktadır. Ardışık hatalar ile hesaplanan CUSUM testi veri setinde kırılmanın varlığı ile ilgili bilgi vermektedir. Elde edilen ARDL(1,0,5,5) modeline ait test sonuçları aşağıdaki gibidir:



Şekil 15. CUSUM Testi

Yukarıdaki grafikte CUSUM grafiğinin %5 aralığından sapmamış olması yapısal kırılmanın olmadığını göstermektedir.



Şekil 16. CUSUM of Squares Testi

Ardışık hata kareleri ile hesaplanan CUSUM of Squares testi ile hataların grafiği çizilmekte ve güven sınırları tespit edilmektedir. Yukarıdaki grafik güven sınırları dışına çıkmadığından yapısal değişiklik olmadığı söylenebilir.

Sonuç

Elektrik sektörünün devlet ya da özel sektör tekelinden alınarak serbest piyasa ekonomisine benzer yapıya getirilmesi her ülkede farklı düzeylerde ve yöntemlerle gerçekleşmiştir. Serbestleşme hareketleri özel sektörü çekerek yatırımları ve kullanılan teknolojiyi artırıcı yararları olsa da elektrik fiyatlarında yüksek volatilitiyi ve diğer serbest piyasa risklerini de beraberinde getirmiştir. Piyasaların sağlıklı işleminin önündeki en büyük engel volatilitedir. Fiyatlardaki sık ve ani değişiklikler nedeniyle uzun vadeli planlama yapamayan piyasa aktörleri piyasadan uzaklaşabilmekte ve piyasanın işlevsizleşmesine neden olmaktadır. Bu durumun engellenmesi için piyasa risklerinin ve fiyatlara etki eden etmenlerin belirlenerek volatilitenin azaltılmasına yönelik çözümlerin bulunması gerekmektedir.

Elektrik fiyatlarını etkileyen etmenler ve etkileme yoğunlukları ülkeden ülkeye değişiklik göstermektedir. Çünkü her ülkenin elektrik üretim araçları ve elektrik üretimindeki yüzdeleri birbirinden farklı olabilmektedir. Örneğin Norveç'te elektriğin büyük kısmı hidroelektrik santrallerde üretildiği için ülkedeki yağış rejiminin elektrik fiyatlarına etkisi de oldukça fazladır. Türkiye'de ise üretimin çoğunluğu doğalgaz santrallerine dayalı olduğu için doğalgaz fiyatları ve döviz kuru oldukça önemli olmaktadır. Bu çalışmada yapılan araştırmaya göre doğalgaz ve ithal kömür fiyatlarının elektrik fiyatlarını artırırken yağış miktarının fiyatları düşürücü yönde etki ettiği görülmektedir. Kısaca elektriğin üretimi için gereken hammaddelerin fiyatları elektrik fiyatlarını etkileyen faktörlerin başında gelmektedir. Ayrıca sıcaklık ve soğukluk, sanayi üretimi gibi enerji gereksinimine dayalı durumlar da arz talep dengesini değiştirdiği için fiyat volatilitelerinin nedenleri arasında sayılabilir.

Fiziksel piyasalarda görülen fiyat riskinin önüne geçmek için elektriğe bağlı türev ürünlerin ortaya çıkması ve bu ürünlerin ticaretinin yapılabildiği finansal piyasaların kurulması gerekmiş ve birçok ülkede görülmeye başlanmıştır. Türkiye gibi finansal elektrik piyasaları konusunda henüz emekleme sürecinde olan ülkelere yalnızca basit future kontratlar kullanılırken Avrupa ve Amerika Birleşik Devletleri'nde piyasa aktörlerinin ihtiyaçlarına göre sürekli yenilenen ve birbirinden farklı pek çok türev ürün

kullanılmaktadır. Elektrik piyasalarının yeniden yapılandırılması aşamasında elektriğe bağlı türev ürünler fiyat sinyali verme ve etkili risk yönetimi uygulamalarına olanak sağlama konularında önemli bir rol üstlenmektedir. Ayrıca fiyat belirsizliğini ortadan kaldırarak piyasa aktörlerinin uzun vadeli planlamalar yapmalarına yardımcı olmakta böylece üretim ve iletim sektörlerinde gerekli yatırımların yapılmasına öncülük etmektedir.

Türkiye’de elektrik piyasasının etkin işlemesi için önem verilmesi gereken bazı konular bulunmaktadır. Şuanda bu konuların en önemlisi finansal ve fiziksel elektrik piyasalarındaki likidite ve katılımcı sayısını artırmaktır. Örneğin en gelişmiş elektrik borsalarının başında gelen Nord Pool Spot’ta İskandinav ülkelerinde tüketilen elektriğin yaklaşık %85’inin alım satımı gerçekleşmektedir. Gelişmekte olan bir elektrik borsası olarak görülen Çek Cumhuriyeti merkezli elektrik borsası PXE (Power Exchange Central Europe)’de ise bu oran %23 seviyelerindedir (Market Observatory for Energy of the European Commisison, 2014: 6). Türkiye’de ise 2013 yılında bu oran yaklaşık %25 seviyesindedir (Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu, 2014: 7). Bu oranı yükseltebilmenin yollarının başında şeffaflık ve güvenilirlik gelmektedir. Şeffaflığı sağlamak için Kamuyu Aydınlatma Platformu benzeri bir oluşumun elektrik sektörü özelinde kurulması ve piyasadaki üretici ve tüketicilerin düzenli bir şekilde bilgilendirilmesi önemli bir adım olacaktır.

Piyasanın daha çok üretici ve tüketiciye hitap etmesi için işlem maliyetlerinin düşük olması önemli noktalardan biridir. Borsalar büyük üretici ve tüketicilerin yanında küçük oyuncuların ve traderların da kolayca katılabileceği bir yapıya sahip olmalıdır. Bunun yanında işlemlerin yapıldığı platformun kolay kullanılabilir ve piyasa oyuncularının isteklerine göre hazırlanmış olması daha çok işlem yapılmasına olanak sağlayacaktır. Bunların dışında piyasayla doğrudan alakalı görünmese de aslında oldukça önemli olan fiziki altyapı konusu gözden kaçırılmamalıdır. Etkin ve verimli bir piyasanın oluşması için iletim hatlarının düzgün çalışması ve güvenliği çok önemlidir ve altyapı yatırımlarının uzun vadeli planlar hazırlanarak yapılması gerekmektedir.

Elektrik sektöründeki reformlar ülkeden ülkeye farklı zamanlarda yaşanmış olsa da genellikle aynı yolu izlemiştir. Birçok beklenmeyen ve istenmeyen sonuçlarla ve krizlerle karşılaşmış olsa da bu sonuçlardan alınan dersler ile reform süreçleri devam etmektedir. Neredeyse tüm örneklerde piyasa reformları gerekli düzenlemelerle tekrar ele alınmış ve piyasaları olumsuz yönde etkileyen faktörlerin önüne geçilmeye çalışılmıştır. İlerleyen teknoloji ve globalleşen dünyada ihtiyaçların artması ile enerji ihtiyacı da artmakta bununla birlikte yeni problemler de ortaya çıkmaktadır. Bu yüzden elektrik piyasalarında görülen serbestleşme çalışmaları da yeni ihtiyaçlara bağlı olarak sürekli devam edecektir.

Kaynakça

- Agora Energiwende. (2015). *The energiwende in the power sector: State of affairs 2014*.
- Allaz, B., & Vila, J. L. (1993). Cournot competition, forward markets and efficiency. *Journal of Economic Theory*(59), 1-16.
- Almeida, E. L., & Junior, H. Q. (2005). Reform in Brazilian electricity industry: The search for a new model. *International Journal of Global Energy Issues*(23), 169-187.
- Altıntaş, H. (2013). Türkiye’de petrol fiyatları, ihracat ve reel döviz kuru ilişkisi: ARDL sınır testi yaklaşımı ve dinamik nedensellik analizi. *Uluslararası Yönetim İktisat ve İşletme Dergisi*, 9(19), 1-30.
- Amundsen, E. S., & Bergman, L. (2006). Why has the Nordic electricity market worked so well? *Utilities Policy*(14), 148-157.
- Araujo, J. L. (2006). The case of Brazil: Reform by trial and error?. *Electricity market reform: An international perspective* (Ed: P.F. Sioshansi, & W. Pfafenberger). Oxford: Elsevier Ltd. (s. 565-595).
- Bahmani-Oskooee, M., & Chi Wing Ng, R. (2002). Long-run demand for money in Hong Kong: An application of the ARDL model. *International Journal of Business and Economics*, 1(2), 147-155.
- Banerjee, A., Dolado, J., Galbraith, J., & Hendry, D. (2003). *Co-integration, error correction and the econometric analysis of non-stationary data: Advanced text in econometrics*. New York: Oxford University Press.
- Berg, S. V., & Blake, S. M. (1998). Overview of the UK regulatory process. University of Florida.
- Boisseleau, F. (2004). *The role of power exchanges for the creation of a single European electricity market: Market design and market regulation*. University of Paris IX Dauphine. Delft University Press.
- Bower, J. (2002). *Seeking the single European electricity market: Evidence form an empirical analysis of wholesale market prices*. Oxford Institute for Energy Studies.
- Bredesen, H. A., & Nilsen, T. (2013). *Power to the people: The first 20 years of Nordic power-market integration*. Nord Pool Spot/NASDAQ OMX.

- Clewlow, L., & Strickland, C. (2000). *Energy derivatives: Pricing and risk management*. Lacima Group.
- Cope, D. (2000). *Electricity sector deregulation*. Tokyo: Asia Pasific Research Centre.
- Çetintaş , H., & Bicil, İ. M. (2015). Elektrik piyasalarında yeniden yapılanma ve Türkiye elektrik piyasasında yapısal dönüşüm. *Optimum Ekonomi ve Yönetim Bilimleri Dergisi*(2(2)), 1-15.
- Defeuilley, C. (2009). Retail competition in electricity markets. *Energy Policy*(37), 377-386.
- Deng, S., & Oren, S. (2006). Electricity derivatives and risk management. *Energy*(31), 940-953.
- Diaconu, O., Oprescu, G., & Pitman, R. (2007). *Electricity reform in Romania*. Center for Competition Policy.
- Durana, M. D. (2006). *Electricity sector liberalization in the European Union: The political economy of regulatory reform*. John Hopkins Univeristy.
- Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu. (2014). *Elektrik piyasası 2013 yılı piyasa gelişim raporu*. Ankara.
- Energy Information Administration. (2002). *Derivatives and risk management in the petroleum, natural gas and electricity industries*. U.S. Department of Energy.
- EPİAŞ. (2015). *Gün öncesi piyasası kullanıcı kılavuzu*. İstanbul: EPİAŞ
- EPİAŞ. (2015). *Gün içi piyasası kullanıcı kılavuzu*. İstanbul: EPİAŞ
- Erdoğan , E. (2013). *Essays on electricity market reforms: A cross country applied approach*. Girton College University of Cambridge.
- Esen, E., Yıldırım, S., & Kostakoğlu, F. (2012). Feldstein-Horioka hipotezinin Türkiye ekonomisi için sınanması: ARDL modeli uygulaması. *Eskişehir Osmangazi Üniversitesi İİBF Dergisi*, 7(1), 251-267.
- European Commission. (2007). *Communication on the inquiry pursuant to article 17 of regulation (ec) no 1/2003 into the European gas and electricity sectors*. European Commision.
- Evren, A. A. (2000). Box-Cox dönüşümü ile regresyon modelinin biçimlendirilmesinde bazı sorunlar. *İktisat Fakültesi Mecmuası*, 50(1-4), 167-184.

- Fiorio, C. V., Florio, M., & Doronzo, R. (2007). The electricity industry reform paradigm in the European Union: Testing the impact on consumers. *Consumers and Utility Reforms in the European Union Conference*. Milan.
- Fischer, R., & Serra, P. (2000). Regulating the electricity sector in Latin America. *Economica*, 1(1), 155-218.
- Fischer, R., Gutierrez, R., & Serra, P. (2003). *The effects of privatization on firms and on social welfare: The Chilean case*. Washington: Inter-American Development Bank.
- Freudmann, A. (2010). *Changing direction - reform of energy utility sectors in Central and Eastern Europe*. Economist Intelligence Unit Report.
- Gebrehiwot, K. G. (2015). The impact of human capital development on economic growth in Ethiopia: Evidence from ARDL approach to co-integration. *Journal of Economics and Sustainable Development*, 6(13), 155-168.
- Haas, R., Glachant, J. M., Keseric, N., & Perez, Y. (2006). Competition in the Continental European Electricity Market: Despair or Work in Progress?. *Electricity Market Reform: An International Perspective* (Ed: P. S. Fereidoon, & W. Pfafenberger) Oxford: Elsevier Ltd. (s. 265-315).
- Hall, D. (1999). *Electricity restructuring, privatisation and liberalisation: Some international experiences*. Public Services International Research Reports.
- Hauch, J. (2003). Electricity trade and CO2 emission reductions in the Nordic countries. *Energy Economics*(25), 509-526.
- Jamasb, T., & Pollitt, M. (2005). Electricity market reform in the European Union: Review of progress toward liberalization and integration. *The Energy Journal*(26), 11-41.
- Joskow, P. L. (2006). Introduction to Electricity Sector Liberalization: Lessons Learned from Cross-Country Studies. *Electricity Market Reform: An International Perspective* (Ed: F. P. Sioshansi, & W. Pfafenberger) Oxford: Elsevier Ltd. (s. 1-32).
- Joskow, P. L. (2006). Markets for power in the United state: An interim assesment. *The Energy Journal*, 27(1), 1-36.

- Karamustafaoğlu, M. (2007). Elektrik üretimi pazarındaki mevcut sözleşmelerin pazarın rekabetçi yapısı üzerindeki etkileri. *Rekabet Kurumu 5. Dönem Uzmanlık Tezleri*. Ankara: Rekabet Kurumu.
- Karan, M. B., & Kazdağlı, H. (2011). The Development of Energy Markets in Europe. *Financial Aspects in Energy: A European Perspective* (Ed: A. Dorsman) Berlin: Springer. (s. 11-33).
- Karmacharya, S. B. (2008). The evolution of Brazil's electricity market from textbook to regulated long term contracts. *Network Industries Quarterly*, 10(2), 9-11.
- Keanini, R. I. (2005). Choice of electricity provider in California after deregulation. Doktora Tezi. University of California.
- Kirschen, D., & Strbac, G. (2005). *Fundamentals of power system economics*. England: John Wiley & Sons.
- KPMG. (2010). *Prospects for the Central and Eastern European electricity market*. KPMG Hungary Energy Report.
- Krska, S. (2014). *Current situation on the Czech electricity market: With an emphasis on the fourth regulatory period of the Czech energy regulatory office*. Prag: Charles University.
- Lewis, R., & Dawson, P. (2004). The Development of European Electricity Markets. *Managing Energy Price Risk: The New Challenges and Solutions* (Ed: V. Kaminski) Risk Books. (s. 325-349).
- Littlechild, S. (2006). Competition and contracts in the Nordic residential electricity markets. *Utilities Policy*(14), 135-147.
- Market Observatory for Energy of the European Commission. (2014). *Quarterly report on European electricity markets*. DG Energy.
- Melo, E., de Almeida Neves, E. M., & Pazzini, L. H. (2011). The Brazilian electricity model: An overview of the current structure and market design. *8th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, (s. 592-597). Zagreb.
- Melo, E., Neves, M. A., Costa, A., & Correia, T. B. (2007). A perspective of the Brazilian electricity sector restructuring: From privatization to the new model framework. *Conference on Developments in Economic Theory and Policy*. Bilbao.
- NASDAQ. (2015). *Nasdaq clearing as a counterparty*. Stockholm: Nasdaq Clearing

- Navigant Consulting. (2013). *Evolution of the electric industry structure in the U.S. and resulting issues*. Washington: Navigant Consulting.
- Newbery, D. (2006). Electricity Liberalization in Britain and The Evolution of Market Design. *Electricity Market Reform: An International Perspective* (Ed: F. P. Sioshansi, & W. Pfafenberger) Oxford: Elsevier Ltd. (s. 109-145).
- Newbery, D., & Pollitt, M. (1997). The restructuring and privatisation of Britain's CEGB: Was it worth it? *Journal of Industrial Economics*(45), 269-303.
- Nord Pool Spot. (2016). *Market conduct rules*. Oslo: Nord Pool Spot.
- Nordic Energy Regulators. (2014). *Nordic market report*. Stockholm: NordREG
- Oliveira, A., Woodhouse, E. J., Losekann, L., & Araujo, F. (2005). *The IPP experience in the Brazilian electricity market*. Stanford University.
- O'Neill, R., Helman, U., Hobbs, B. F., & Baldick, R. (2006). Independent system operators in the USA: History, lessons learned and prospects. *Electricity Market Reform: An International Perspective* (Ed: F. P. Sioshansi, & W. Pfafenberger) Oxford: Elsevier Ltd. (s. 479-529).
- Özercan, M. (2007). *Elektrik endüstrisinin yeniden yapılandırılması ve deregülasyonu sürecinde perakende satış rekabeti*. Ankara: Rekabet Kurumu.
- Pesaran, M., Shin, Y., & Smith, R. (2001). Bounds testing approaches to the analysis of level relationships. *Journal of Applied Econometrics*(16), 289-326.
- Pilipovic, D. (2007). *Energy risk: Valuing and managing energy derivatives*. New York: McGraw-Hill Education.
- Pinada, S., & Conejo, A. (2013). Using electricity options to hedge against financial risks of power producers. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 1(2), 101-109.
- Pollitt, M. (2004). *Electricity reform in Chile: Lessons for developing countries*. MIT Center for Energy and Environmental Policy Research.
- Raineri, R. (2006). Chile: Where It All Started. *Electricity Market Reform: An International Perspective* (Ed: F. P. Sioshansi, & W. Pfafenberger) Oxford: Elsevier Ltd. (s. 77-109).
- Rotaru, D. V. (2013). *The UK electricity market evolution during the liberalization process*. Centre for European Studies 5(2).

- Rothwell, G., & Gomez, T. (2003). *Electricity economics: Regulation and deregulation*. John Wiley & Sons Publication.
- Rudnick, H., & Solezzi, J. (2001). Electric sector deregulation and restructuring in Latin America: Lessons to be learnt and possible ways forward. *IEEE Proceedings: Generation, Transmission and Distribution*, 148(2), 180-184.
- Sağlam , B. (2012). Monopolden emtia piyasasına: Emtia piyasası yaklaşımıyla elektrik piyasalarındaki dönüşüm sürecinin rekabetçi analizi. *Rekabet Kurumu Uzmanlık Tezleri*. Ankara: Rekabet Kurumu.
- Sevil , G., Başar , M., & Coşkun , M. (2013). *Finansal yönetim 2*. Eskişehir: Anadolu Üniversitesi Yayınları.
- Shively, B., & Ferrare, J. (2010). *Understanding today's electricity business*. EnerdynamicsCorp.
- Simmonds, G. (2002). *Regulation of the UK electricity industry*. University of Bath School of Management.
- Sioshansi, F. P., & Pfaffenberger, W. (2006). Why Restructure Electricity Markets? *Electricity Market Reform: An International Perspective* (Ed: F. P. Sioshansi, & W. Pfafenberger) Oxford: Elsevier Ltd. (s. 35-49).
- Sitti, K. (2010). *Türkiye organize toptan elektrik piyasalarında fiyat oluşumu ve pazargücü uygulamalarının tespit edilmesi*. Ankara: Enerji Piyasaları Denetleme Kurumu.
- Skytte, K. (1999). The regulating power market on the Nordic power exchange Nord Pool: An econometric analysis. *Energy Economics*, 295-308.
- Soysal, C., Pektaş, M., Şahin, S. Y., & Ereğ , H. (2015). *Elektrik toptan satış ve perakende satış piyasası sektör araştırması*. Ankara: Rekabet Kurumu.
- Stoft, S. (2002). *Power system economics: Designing markets for electricity*. IEEE Press & Wiley-Interscience.
- Sweeting, A. (2001). *Market outcomes and generator behaviour in the England and Wales wholesale electricity market 1995–2000*. MIT Center for Energy and Environmental Policy Research .
- Şimşek, M., & Kadılar, C. (2004). Türkiye'nin ithalat talebi fonksiyonunun sınır testi yaklaşımı ile eşbütünleşme analizi: 1970-2002. *Doğuş Üniversitesi Dergisi*, 5(1), 27-34.
- TEİAŞ. (2014). *2014 faaliyet raporu*. Ankara: TEİAŞ.

- TEİAŞ. (2015). *Türkiye'de elektrik enerjisi kurulu gücü*. Ankara:TEİAŞ
- Terzi, Ü. (2006). *Türkiye elektrik piyasası yapısı*, Ankara:TEİAŞ-Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi
- Thomas , S. (2006). Electricity industry reforms in smaller European countries and the Nordic experience. *Energy Policy*(31), 788-801.
- Twomey, P., Green, R., Neuhoff, K., & Newbery, D. (2004). A review of the monitoring of market power. *Journal of Energy Literature* 11(2), s.3-54.
- URSO. (2012). *National report*. Slovakia Regulatory Office for Network Industries.
- Wolack, F. A., & Patrick, R. H. (2003). *The impact of market rules and market structure on the price determination process in the England and Wales electricity market*. National Bureau of Economic Research.
- Woo, C., Lloyd, D., & Tishler, A. (2003). Electricity market reform failures: UK, Norway, Albert and California. *Energy Policy*(31), 1103-1115.
- Yücel, C. Ö. (2012). Elektrik üretiminde hakim durumun tespiti. *Rekabet Kurumu Uzmanlık Tezleri*. Ankara: Rekabet Kurumu.
- Yersu Şahin, S. (2012). *Enerji sektöründe ayrışma*. Ankara:Rekabet Kurumu.