

**T.C.
SAKARYA ÜNİVERSİTESİ
SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ**

**TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASINDA
FİYAT DEĞİŞİMLERİNİN ANALİZİ**

DOKTORA TEZİ

Kazım AYDIN

Enstitü Anabilim Dalı: İşletme

Enstitü Bilim Dalı : Muhasebe ve Finansman

Tez Danışmanı: Doç. Dr. Erhan BİRGİLİ

ŞUBAT - 2010

T.C.
SAKARYA ÜNİVERSİTESİ
SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ

**TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASINDA
FİYAT DEĞİŞİMLERİNİN ANALİZİ**

DOKTORA TEZİ

Kazım AYDIN

Enstitü Anabilim Dalı : İşletme
Enstitü Bilim Dalı : Muhasebe ve Finansman

Bu tez 10/02/2010 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından oybirliği ile kabul edilmiştir.

Doç. Dr. Ünsal BAN

Jüri Başkanı

- Kabul
 Red
 Düzeltme

Doç. Dr. Erhan BİRGİLİ

Jüri Üyesi

- Kabul
 Red
 Düzeltme

Doç. Dr. Başaran ÖZTÜRK

Jüri Üyesi

- Kabul
 Red
 Düzeltme

Doç. Dr. Fuat SEKMEN

Jüri Üyesi

- Kabul
 Red
 Düzeltme

Yrd. Doç. Dr. Mehmet SARAÇ

Jüri Üyesi

- Kabul
 Red
 Düzeltme

BEYAN

Bu tezin yazılmasında bilimsel ahlak kurallarına uyulduğunu, başkalarının eserlerinden yararlanılması durumunda bilimsel normlara uygun olarak atıfta bulunulduğunu, kullanılan verilerde herhangi bir tahrifat yapılmadığını, tezin herhangi bir kısmının bu üniversite veya başka bir üniversitedeki başka bir tez çalışması olarak sunulmadığını beyan ederim.

Kazım AYDIN

10.01.2010

ÖNSÖZ

Dünyada elektrik sektöründe yeniden yapılandırmalarla elektrik piyasalarının oluşturulması, bu piyasalarda işlem gören elektriğin fiyatı üzerindeki oynaklığı artırmış, elektriğin kendine özgü özelliklerini ve bunun elektrik fiyatlarına olan etkilerini ön plana çıkarmıştır. Bu özelliklerin piyasa taraflarınca iyi bilinmesi, risklere karşı korunmaları için önemli hale gelmiştir.

Elektrik fiyatlarının özellikleri taraflarca ilgi çekmiş ve bu özelliklerin anlaşılması için yurt dışında çok sayıda çalışma yapılmıştır. Enerjinin jeopolitik, ekonomik ve siyasal açılardan her geçen gün artan önemi, bu alanın popüler bir çalışma alanı olmasını sağlamıştır. Türkiye’de de elektrik sektörünün yeniden yapılandırılması ile ilgili çalışmalar devam etmekte olup, halen tarafların saatlik marjinal fiyatlar üzerinden işlem gördüğü bir piyasa mevcuttur. Yurt dışında elektrik fiyatları üzerinde yapılan çok sayıda çalışmaya karşılık Türkiye’de bu konuda hemen hemen hiçbir çalışmanın yapılmadığı görülmüştür. Bu konuda yeterli datanın oluşmamasının da buna bir etken olduğu düşünülmektedir. Elektrik fiyatları konusunun çalışma yapmaya açık bir alan olduğu görüldüğünden ve bu konunun çekiciliğinden, Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezinde işlem gören saatlik marjinal fiyatlar üzerinde yapılacak çalışmanın yararlı bir başlangıç olacağı düşünülmüştür.

Bu alanda çalışmam konusunda beni cesaretlendiren ve bu çalışmanın hazırlanmasında yardımlarını esirgemeyen danışman hocam Doç. Dr. Erhan BİRGİLİ’ye teşekkürlerimi sunmayı bir borç bilirim. Yetişmemde katkıları olan tüm hocalarıma da minnettar olduğumu ifade etmek isterim.

Ayrıca, bu günlere ulaşmamda emeklerini hiçbir zaman ödeyemeyeceğim ve bu çalışmanın hazırlanma sürecinde bana sabırla destek veren aileme de minnet ve şükranlarımı sunarım.

Kazım AYDIN

10 Şubat 2010

İÇİNDEKİLER

KISALTMALAR	iv
TABLO LİSTESİ	vi
ŞEKİL LİSTESİ	vii
ÖZET	ix
SUMMARY	x
GİRİŞ	1
BÖLÜM 1: TÜRKİYE’DE VE DÜNYADA ELEKTRİK SEKTÖRÜ	6
1.1. Türkiye’de Elektrik Sektörünün Tarihsel Gelişimi	6
1.2. Türkiye’de Elektrik Sektöründe Özelleştirme ve Kalkınma Planları.....	10
1.3. Türkiye’de Elektrik Sektörünün Düzenlenmesine İlişkin Yasalar.....	14
1.3.1. Yap-İşlet-Devret (YİD) Modeli	15
1.3.2. Yap-İşlet (Yİ) Modeli	16
1.3.3. İşletme Hakkı Devri (İHD) Modeli.....	17
1.3.4. Otoprodüktör Modeli	17
1.4. Dünyada Elektrik Sektörünün Tarihsel Gelişimi	18
BÖLÜM 2: TÜRKİYE’DE ELEKTRİK ÜRETİMİ	25
2.1. Kaynaklarına Göre Elektrik Üretimi	25
2.1.1. Birincil Enerji Kaynakları.....	26
2.1.2. İkincil Enerji Kaynağı; Elektrik Enerjisi.....	34
2.2. Türkiye’de Elektrik Üretiminin Yapısı	36
2.3. Türkiye’de Elektrik Üretimi.....	41
BÖLÜM 3: TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASI VE DÜNYA	
UYGULAMALARI	62
3.1. Türkiye Elektrik Piyasasının Yapısı ve Özellikleri.....	62
3.2. Elektrik Piyasasının Regülasyonu	64
3.3. Türkiye Elektrik Piyasasının İşleyişi.....	68

3.3.1. Gün Öncesi Dengeleme Piyasası	72
3.3.2. Gerçek Zamanlı Dengeleme Piyasası.....	79
3.4. Elektrik Piyasasının Yeniden Yapılandırılmasında Çeşitli Ülke Uygulamaları	84
3.4.1. Avustralya	86
3.4.2. Norveç	89
3.4.3. Şili	93
3.4.4. Portekiz	94
3.4.5. Yeni Zelanda	95
3.4.6. İngiltere	95
3.4.7. Almanya	97
3.4.8. Yunanistan	98
3.4.9. Pennsylvania New Jersey Maryland	98
3.4.10. İspanya	99
3.4.11. Arjantin	99

BÖLÜM 4: ELEKTRİK FİYATLARININ ÖZELLİKLERİ VE

MODELLENMESİ	102
4.1. Elektrik Fiyatlarının Özellikleri	102
4.2. Literatür	103
4.2.1. Spot Elektrik Fiyatlarının Özellikleri	109
4.2.1.1. Elektrik Fiyatlarının Mevsimsellik Özelliği	109
4.2.1.2. Elektrik Fiyatlarının Ortalamaya Dönme Özelliği	110
4.2.1.3. Elektrik Fiyatlarının Oynaklık, Sıçrama ve Pik Yapma Özellikleri	110
4.2.2. Elektrik Fiyatlarının Davranışlarının Modellenmesi	111
4.2.2.1. Spot Elektrik Fiyatlarının Özelliklerinin Belirlenmesi İçin Yapılan Çok Değişkenli Çalışmalar	113
4.2.2.2. Spot Elektrik Fiyatlarının Özelliklerinin Belirlenmesi İçin Yapılan Tek Değişkenli Çalışmalar	114
4.2.2.3. Ortalamaya Dönme, Sıçramalı ve Pikli Davranışları İçeren Stokastik Modeller	119
4.3. Elektrik Fiyatlarının Oynaklığının Modellenmesi	121
4.3.1. ARCH Modeli	123

4.3.2. GARCH Modeli	125
4.3.3. EGARCH Modeli.....	126
4.3.4. TGARCH Modeli.....	126
4.3.5. Üslü (POWER) ARCH (PARCH) Modeli.....	127
4.4. Data ve Model Değerlendirmesi	128
SONUÇ VE ÖNERİLER.....	147
KAYNAKÇA	152
EKLER.....	165
ÖZGEÇMİŞ.....	201

KISALTMALAR

AB	: Avrupa Birliği
ADÜAŞ	: Ankara Doğal Elektrik Üretim ve Ticaret A.Ş.
AKÇT	: Avrupa Kömür ve Çelik Topluluğu
APX	: Hollanda Elektrik Piyasası
BOTAŞ	: Boru Hatları İle Petrol Taşıma A.Ş.
CAMMESA	: Arjantin Elektrik Piyasası İşleticisi
CDEC	: Şili Ekonomik Yük Dağıtım Merkezi
COB	: Kaliforniya Oregon Border Elektrik Piyasası
ÇEAŞ	: Çukurova Elektrik A.Ş.
DPT	: Devlet Planlama Teşkilatı
DSİ	: Devlet Su İşleri
DUY	: Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği
EİEİ	: Elektrik İşleri Etüd İdaresi
EPDK	: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
ERCOT	: ABD Teksas Eyaleti Elektrik Piyasası
ERSE	: Portekiz Elektrik Piyasası Düzenleyici Kurumu
ETKB	: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
EÜAŞ	: Elektrik Üretim A.Ş.
FERC	: Federal Enerji Düzenleme Komisyonu
GDS	: Geçiş Dönemi Sözleşmeleri
GÜP	: Günlük Üretim Programı
HES	: Hidroelektrik Santral
IEA	: Uluslararası Enerji Ajansı
ISO	: Uluslararası Standartlar Örgütü
İETO	: İskandinav Elektrik Takas Odası
İHD	: İşletme Hakkı Devri
KEPEZ	: Kepez ve Antalya Havalisi Elektrik A.Ş.
KGÜP	: Kesinleşmiş Günlük Üretim Programı
KİT	: Kamu İktisadi Teşekkülü
LPX	: Almanya Elektrik Piyasası
MEM	: Arjantin Elektrik Piyasası

MKÜD	: Minimum Kararlı Üretim Düzeyi
MTA	: Maden Tetkik Arama
MYTM	: Milli Yük Tevzii Merkezi
NEMMCO	: Avustralya Ulusal Elektrik Piyasası Şirketi
NGC	: İngiltere Ulusal İletim Şirketi
OECD	: Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Örgütü
OFGEM	: İngiltere Elektrik ve Gaz Piyasası Kurulu
OMEL	: İspanya Elektrik Piyasası İşleticisi
PJM	: Pennsylvania-New Jersey-Maryland Elektrik Piyasası
PMUM	: Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi
PV	: Palo Verde Elektrik Piyasası
PYS	: Piyasa Yönetim Sistemi
SDF	: Sistem Dengesizlik Fiyatı
SEI	: Portekiz Bağımsız Elektrik Sistemi
SEP	: Portekiz Kamu Elektrik Sistemi
SMF	: Sistem Marjinal Fiyatı
STD	: Yunanistan Elektrik Piyasası
TEAŞ	: Türkiye Elektrik Üretim İletim A.Ş.
TEDAŞ	: Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş.
TEİAŞ	: Türkiye Elektrik İletim A.Ş.
TEK	: Türkiye Elektrik Kurumu
TETAŞ	: Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş.
TKİ	: Türkiye Kömür İşletmeleri
TPAO	: Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı
TTK	: Türkiye Taşkömürü Kurumu
TÜGİAD	: Türkiye Genç İşadamları Derneği
TÜİK	: Türkiye İstatistik Kurumu
TÜSİAD	: Türkiye Sanayici ve İş Adamları Derneği
Yİ	: Yap İşlet
YİD	: Yap İşlet Devret

TABLO LİSTESİ

Tablo 1: Yıllar (1996-2008 yılları arası) İtibariyle OECD Ülkelerinde Sanayi Elektrik Satış Fiyatları.....	23
Tablo 2: Yıllar (1996-2008 yılları arası) İtibariyle OECD Ülkelerinde Konut Elektrik Satış Fiyatları.....	24
Tablo 3: OECD Ülkelerinde 2007 Yılına Ait Kaynaklarına Göre Elektrik Üretimi.....	26
Tablo 4: Türkiye'nin Taşkömürü Rezervi.....	28
Tablo 5: Türkiye Elektrik Sistemi Puant Güç ve Enerji Talebi	41
Tablo 6: 2008-2017 Yılları Arası Talep Tahmini	42
Tablo 7: 2007 Yılı Elektrik Üretim Programı ve Gerçekleşmesi.....	44
Tablo 8: 2007 Yılı Kurulu Güç Dağılımı	45
Tablo 9: Türkiye Kurulu Gücünün Kamu ve Özel Sektör Olarak Gelişimi.....	46
Tablo 10: Türkiye Üretimine Kamu ve Özel Sektör Olarak Gelişimi	47
Tablo 11: Logaritmik SMF Serisinin Mevsimsellikten Arındırılması İşleminde Elde Edilen Yapay Değişken Katsayıları	135
Tablo 12: SMF Serisinin ADF Birim Kök Testi Sonuçları.....	137
Tablo 13: LNSMF Serisinin ADF Birim Kök Testi Sonuçları	138
Tablo 14: Mevsim Etkisinden Arındırılmış LNSMF Serisinin ADF Birim Kök Testi Sonuçları.....	138

ŞEKİL LİSTESİ

Şekil 1: Türkiye Elektrik Sektörünün Organizasyon Tarihi	9
Şekil 2: Kurulu Güç İçinde Kamu ve Özel Sektör Paylarının Gelişimi	48
Şekil 3: Türkiye Toplam Elektrik Üretiminde Kamu ve Özel Sektör Paylarının Gelişimi	48
Şekil 4: Kamu Santrallarının Toplam Kurulu Güç ve Toplam Elektrik Üretimi Değerlerinin 1984 Yılına Göre Gelişimi	49
Şekil 5: Özel Sektör Santrallarının Toplam Kurulu Güç ve Toplam Elektrik Üretimi Değerlerinin 1984 Yılına Göre Gelişimi	50
Şekil 6: Kamu ve Özel Sektör Santralları İle Tüm Sistemin Tam Kapasite Eşdeğeri Çalışma Süreleri	52
Şekil 7: Kamu ve Özel Sektör Hidrolik Santrallarının Yıllık Kapasite Faktörleri	53
Şekil 8: Kamu ve Özel Sektör Termik Santrallarının Kapasite Faktörleri İle Sistem Yük Faktörü	54
Şekil 9: Kamu ve Özel Sektör Santrallarının Yıllık Kapasite Faktörleri	55
Şekil 10: Toplam Puant Talebin Karşılmasında Kamu ve Özel Sektör Kapasitelerinin Gelişimi	56
Şekil 11: Türkiye Elektrik Sisteminde Kurulu Güç Yedeğinin Yıllara Göre Gelişimi ..	57
Şekil 12: Puant Yük Günündeki Saatlik Tüketim Eğrisi	59
Şekil 13: 2007 Yılı Son Haftasının Saatlik Tüketim Eğrisi	60
Şekil 14: Türkiye’de 4628 Sayılı Kanun İle Planlanan Elektrik Sektörü	68
Şekil 15: Avustralya Elektrik Piyasasında Üretim Programlaması	87
Şekil 16: Nord Pool Ticaret Piyasasında Fiyat Oluşumu	91
Şekil 17: Saatlik Sistem Marjinal Fiyatlarının İstatistikleri ve Dağılımı	129
Şekil 18: Logaritmik Saatlik Sistem Marjinal Fiyatlarının İstatistikleri ve Dağılımı ..	130
Şekil 19: Saatlik Elektrik Fiyatları (01/08/2006 – 31/12/2008)	130
Şekil 20: Logaritmik Saatlik Elektrik Fiyatları (01/08/2006 – 31/12/2008)	131
Şekil 21: Hafta İçi Hafta Sonu Birer Günlük Saatlik Elektrik Fiyatları	132
Şekil 22: Bir Haftalık Günlük Saatlik Elektrik Fiyatları	133

Şekil 23: Bir Günlük Saatlik Elektrik Fiyatlarının Mevsimsel Davranışı	134
Şekil 24: Mevsim Etkisinden Arındırılmış Logaritmik Saatlik Sistem Marjinal Fiyatlarının İstatistikleri ve Dağılımı	136
Şekil 25: Mevsim Etkisinden Arındırılmış Logaritmik Saatlik Elektrik Fiyatları (01/08/2006 – 31/12/2008).....	136

Tezin Başlığı: Türkiye Elektrik Piyasasında Fiyat Değişimlerinin Analizi	
Tezin Yazarı: Kazım AYDIN	Danışman: Doç. Dr. Erhan BİRGİLİ
Kabul Tarihi: 10 Şubat 2010	Sayfa Sayısı: X (ön kısım) + 165 (tez) + 36 (ekler)
Anabilimdalı: İşletme	Bilimdalı: Muhasebe ve Finansman
<p>Elektrik, mal ve hizmetlerin çoğunda girdi olması ve hane halkı tarafından tüketilen nihai bir ürün olması nedeni ile ekonomide öneme sahiptir. Elektriğin özelliklerinden dolayı elektriğin diğer ürünlerden çok farklı özelliklerinin olması nedeni ile elektrik arz endüstrisi klasik rekabetçi piyasalara benzemektedir.</p> <p>Endüstrileşmenin sonucu olarak Türkiye’de 1960’lardan beri elektrik sektörü oldukça büyümüştür. Türkiye’de elektriğin üretim-iletim ve dağıtımında monopol olarak kurulmuş kamu şirketleri dikey entegre olmuş bir yapıya sahiptir. Uluslar arası organizasyonların desteği ve zorlamasıyla Türkiye 2001 yılında elektrik piyasasının özelleştirilmesi ve liberalleştirilmesi programını başlatmıştır. Türkiye’de elektrik sektörünün liberalleşmesine piyasanın dağıtım tarafından başlamıştır.</p> <p>Piyasalar yeniden düzenlendikten sonra elektriğin ticareti hızlı bir şekilde artmıştır. Uzun zamandır finansal piyasalarda kabul edildiği gibi ticari faaliyetlerden kaynaklanan riskler uygun bir şekilde yönetilmelidir.</p> <p>Bu tezde elektrik fiyatlarının grafiksel analizleri yapılarak fiyatların özellikleri belirlenmiştir. Bu özellikler finansal zaman serilerindekinden çok farklıdır. Fiyatlar, sık sık sıçramalar sergilemekte, çok fazla değişkenlik göstermektedir. Fiyatlarda güçlü bir ortalamaya dönme eğilimi vardır ve fiyatlar belirlenebilir bir yol izlemektedir.</p> <p>Bu tez, elektrik fiyatlarının değişkenliğinin zaman içerisinde nasıl değiştiğini analiz etmektedir.</p> <p>Değişkenlikler farklı tipte GARCH modelleri kullanılarak tahmin edilmiştir.</p>	
Anahtar kelimeler: Elektrik Piyasaları, Elektrik Fiyatları, GARCH Modelleri, Enerji Piyasaları	

Title of the Thesis: The Price Volatility Analysis on Turkish Electricity Market	
Author: Kazım AYDIN	Supervisor: Assoc. Prof. Dr. Erhan BİRGİLİ
Date: 10 February 2010	Number of pages: X (pre text) + 165 (main body) + 36 (appendices)
Department: Business	Subfield: Accounting and Finance
<p>Electricity has importance in the economy since it is both an input in most of the goods and services markets and an important final good consumed by households. Because features of electricity are very different than the ordinary products, electric supply industry does not resemble the classical competitive markets.</p> <p>Electricity sector has grown substantially in Turkey since the early 1960s as a result of rapid industrialization. The vertically integrated state-owned company had legally established monopoly on the generation, transmission and distribution of electricity in Turkey. With the support and encouragement of international organizations, Turkey has initiated a comprehensive program to liberalize and privatize the electricity market in 2001. The liberalization of the electricity market in Turkey started in the distribution side of the market.</p> <p>Electricity trading has been rapidly growing since more markets are being deregulated. As it has been accepted in the financial markets for a long time, the risks of these trading activities have to be managed appropriately.</p> <p>This thesis studies the time series are analyzed graphically and the properties of electricity prices are determined. These properties can be very different from financial time series; prices are much more volatile, exhibit frequent spikes, are strongly mean reverting and show predictable patterns.</p> <p>This thesis analyzes how electricity price volatility evolves over time. Volatility had been estimated using different type of GARCH models.</p>	
Keywords: Electricity Markets, Electricity Prices, GARCH Models, Energy Markets	

GİRİŞ

Elektrik, tarihsel süreç içerisinde ekonomik hayatta önemli rol oynayan bir enerji türüdür. 18.yüzyılın ikinci yarısında başlayan sanayi devrimi, insanoğlunun doğa ile ilişkilerini değiştirmiş, hızlı makinalaşma sonucunda üretim yapısında da köklü değişiklikler meydana getirmiştir. Makinalaşmaya bağlı olarak üretimde verimlilik artışı sağlanmıştır. Avrupa’da elektrik üretimine geçiş sanayi devrimiyle gelen teknik ilerlemelerin sonucunda olmuştur. Bunun yanında elektrik de üretilmeye başlandığı dönemden itibaren teknik ilerlemeye ivme kazandırmıştır. Teknolojik gelişmeye ve sanayileşmeye bağlı olarak enerji, stratejik bir unsur haline gelmiştir.

Elektrik enerjisi, toplumların gelişmesini doğrudan etkileyen ve gelişmişliğin de bir göstergesi olan en önemli unsurlardan biridir. İnsanoğlunun yaşamının her aşamasında elektrik enerjisine ihtiyacı vardır ve elektrik enerjisi vazgeçilmezdir.

Dünyada sanayileşmenin artması ile birlikte elektriğe olan ihtiyaç her geçen gün artmaktadır. Yaşam alanları ve sanayi için hayati önemi olan elektriğin güvenilir bir şekilde arz edilmesi son derece önemlidir. Çevreye duyarlı, yeterli miktarda, fiyat istikrarının sağlandığı bir elektrik arzı, gün geçtikçe daha da önem kazanmaktadır. Elektriğin depolanamaması onu diğer ürünlerden ayıran en önemli özelliğidir. Bu durum, elektriğe kendine özgün özellikler kazandırmaktadır. Elektriğin depolanmasının teknik ve maliyetler açısından neredeyse imkansız olması, elektrik endüstrisinin arz, iletim, dağıtım aşamalarında diğer ürünlerden farklı ele alınmasını gerektirmektedir. Elektriğin talep esnekliğinin olmaması, teknik olarak talebin anında dengelenmesini zorunlu kılmaktadır. Elektriğin diğer ürünlerden farklı olması, depolanamaması, arzının ve nihai tüketicilere ulaştırılması aşamalarının uzun yıllar kamu tekelinde yer almasına yol açmıştır. Ancak gelişen piyasa koşulları, serbest piyasa ekonomilerinin gelişmesi, elektriğin daha ucuz, daha güvenli, daha rekabetçi bir şekilde kullanıcılara sunulmasını zorlamıştır. Dünya genelinde, genelde dikey bütünleşik ve tekel yapısında olan elektrik sektörünün rekabete açılması ile ilgili çalışmalar 1990’lardan itibaren başlamıştır. Bunun için sektörde dikey bütünleşik teknelci yapıdan çıkılarak üretim, dağıtım, iletim safhalarının ayrı ayrı ele alındığı yatay entegre bir yapılanmaya gidilmiştir. Sektörün teknolojik olarak kendini geliştirmesi, verimliliğin artırılması, yeni teknolojik yatırımların yapılmasının sağlanması,

üretimde rekabetin oluşturulması için öncelikle üretim aşamasından başlanmış, üretim tesislerinin özelleştirmeleri hızlandırılmıştır.

Dünyada elektrik enerjisi sektörünün hedefi; tekel sisteminin kaldırılarak, rekabete dayalı serbest piyasanın kurulmasıdır. Bunun sağlanmasında da 3 temel etken belirleyici olacaktır.

Birincisi; 20.yüzyılın son çeyreğinde sektördeki teknolojik gelişme, ikincisi; 1980'lerde başlayıp devam eden iktisadi faaliyetlerin yeniden yapılanması, üçüncüsü ise 20.yüzyılın son çeyreğinde plan hedefine dayalı yaklaşımlar sonucu maliyetlerin artmasıdır. Bunların sonucunda da pek çok alanda olduğu gibi elektrik enerjisi alanında da alınırsatılır piyasalaştırma olgusunun olabileceği görülmüştür.

Elektrik enerjisinin piyasalaştırılabilir olması, risk ve fırsatların değerlendirilmesinin de geliştirilmesini gerektirmiştir. Risk ve fırsatların değerlendirilmesinde en önemli belirleyici unsur da piyasa mekanizmalarının geliştirilmesidir. Piyasa mekanizmalarının varlığı ve gelişmişliği şartların piyasaya girişin ya da piyasada büyümeye elverişli olup olmadığının ya da elverişli durumun ne kadar süreceğinin ya da sürdürülebileceğinin sorgulanması açısından çok önemlidir.

Türkiye de elektrik piyasasının oluşturulması için tekel konumunda olan kurumlarının organizasyonunu değiştirerek, dikey bütünleşik bir yapıdan üretim, iletim ve dağıtım faaliyetlerinin ayrıştırıldığı yatay bir organizasyona geçmiştir. Çıkarılan elektrik piyasası kanunu ile oluşturulan Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi'nde taraflar arasında yapılan ikili anlaşmalar dışında oluşacak yük alma ve yük atmalara karşın alınan fiyat tekliflerinin değerlendirilerek, uzlaştırma ve dengeleme işlemlerinin yapılması hedeflenmiştir. Bu merkezde her saat için sistemde enerji açığı ya da fazlası olması durumuna göre daha önceden alınan yük alma ve yük atma fiyat teklifleri değerlendirilmekte, bunun sonucunda saatlik sistem marjinal fiyatları oluşmaktadır. İkili anlaşmalara esas teşkil eden ve referans bir fiyat olması beklenen bu fiyatlar, bu tezin inceleme konusunu oluşturmaktadır. Yurt dışındaki spot piyasalarda buna benzer şekillerde oluşan saatlik yada günlük spot elektrik fiyatlarının özellikleri konusunda çok sayıda literatür çalışmasının yapıldığı görülmektedir.

Tez çalışmasında gün içerisinde oluşan saatlik fiyatların değişiminin (tezin bundan sonraki bölümlerinde fiyattaki değişimi ifade etmek üzere oynaklık kelimesi

kullanılacaktır) davranışı araştırılmıştır. Fiyatlardaki oynaklığın bilinen modellerle açıklanıp açıklanamadığı test edilmiştir. Elektrik fiyatlarının günün saatlerine, haftanın günlerine, yılın aylarına göre meydana gelen talepteki değişime bağlı olarak gösterdiği davranışlar incelenmiştir.

Tezin birinci bölümünde, Türkiye elektrik sektörünün tarihsel gelişimi, sektörde yapılan düzenleme ve uygulamalar ile bu uygulamalarla ilgili olarak yapılan yasal düzenlemeler ele alınmıştır. Ayrıca dünya elektrik sektörünün genel olarak tarihsel gelişimine değinilmiştir. İkinci bölümde, Türkiye’de elektrik üretimi ve üretim yapısı incelenmiştir. Üçüncü bölümde, elektrik piyasası ve dünyadaki çeşitli uygulamalar hakkında bilgiler verilmiştir. Bu bölümde elektrik piyasasının regülasyonu ve piyasanın işleyişi ile ilgili açıklamalarda bulunulmuştur. Dördüncü bölümde, elektrik fiyatlarının, elektriğin yapısından dolayı sahip olduğu özellikleri üzerinde durulmuş, fiyatların oynaklığının nasıl değiştiği çeşitli yöntemlerle test edilmiştir. Elektrik fiyatları üzerinde talep büyüklüğünün ve bu talep büyüklüğünü etkileyen gün içerisindeki zamanların, haftanın günlerinin, ayların ve mevsimlerin etkileri incelenmiştir. Son bölümde, tezin sonuçları açıklanmış ve geleceğe dönük olarak yapılabilecek çalışmalar belirtilmiştir.

Çalışmanın Konusu

Çalışmanın konusunu, Türkiye Elektrik İletim A.Ş. içinde faaliyet gösteren Piyasa Dengeleme ve Uzlaştırma Merkezinde oluşan saatlik marjinal fiyatların, oynaklıkları ve gösterdiği özellikleri oluşturmaktadır. Elektriğin ekonomik olarak stoklanamaması nedeniyle diğer ürünlerden çok farklı özellikler taşıması çalışmanın konusunu ilgi çekici hale getirmektedir.

Elektrik, üretildiği andan itibaren hatlar üzerinden akarak kullanım noktasına ulaşmaktadır. Arada bir bölgede stoklanabilmesi mümkün olmadığından, elektriğin o anda tüketilmesi gerekmektedir. Bu durum elektriğin arz ve talebinin eş zamanlı olarak dengelenmesini zorunlu kılmaktadır. Bunun yapılması, elektriğin üretim aşamasından son kullanıcıya ulaşmaya kadar olan tüm aşamalarının çok iyi koordinasyonu ile mümkün olmaktadır. Bütün bu işlemlerin gerçekleştiği fiziki ortamlarda ilerleyen elektriğin fiyatı, tüm bu aşamaların kendine özgü kısıtlamalarına ve olanaklarına bağlı olarak oluşmaktadır. Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezinde, taraflar arasında yapılan ikili

anlaşmalardan sonra anlaşmaların yerine getirilememesinden ya da anlaşmaların gerekleri yerine getirilse bile arz ile talep tarafında meydana gelen değişikliklere bağlı olarak, arzın ya da talebin fazlalığı ya da azlığı sonucunda sistemden yük alınması ya da yük atılması ihtiyacı ortaya çıkmaktadır. Bu durumda, sistemde oluşan elektrik açığı kapatmak amacıyla yük almak için yeni üretim birimleri devreye gireceğinden hem devreye girme maliyetlerinin yüksekliği hem de üretim birimleri maksimum kapasitede çalıştığı için oluşacak marjinal maliyetler nedeniyle, o an için devreye girerek yük alan üreticiye yüksek fiyatlardan ödeme yapılacaktır. Bu durumda o an için işlem gören elektriğin fiyatı yükselmiş olacaktır. Sistemde elektrik fazlalığı oluşması durumunda, fazlalığı sistemden çıkarmak için üretim birimlerini devreden çıkarmak gerekecektir. Devreden çıkarmada öncelik yüksek maliyetle üretim yapan birim olduğundan o an için işlem gören elektriğin fiyatı azalmış olacaktır. Elektrik fiyatlarında bu ve bunun gibi davranışların oluşturduğu özellikler ve bu özelliklerin neden olduğu oynaklığın araştırılması bu çalışmanın konusu içerisinde yer almaktadır.

Çalışma Konusunun Önemi

Elektrik, diğer ürün ve finansal varlıklardan farklı fiziksel özelliklere sahiptir. Talep ve arzının sürekli ve anlık olarak dengelenmesini gerektiren bir üründür. Bu nedenle elektrik piyasalarının birçoğunda saatlik hatta yarım saatlik zaman dilimleri içerisinde elektriğin ticareti yapılmaktadır. Elektriğin stoklanamaması ve bu özelliği ile diğer ürünlerden farklı olması, elektrik fiyatlarının özelliklerini ilginç kılmaktadır. Dünyada elektrik sektöründe yeniden yapılandırılmalarla elektrik piyasalarının oluşturulması, bu piyasalarda işlem gören elektriğin fiyatı üzerindeki oynaklığı artırmış, elektriğin kendine özgü özelliklerini ve bunun elektrik fiyatlarına olan etkilerini ön plana çıkarmıştır. Bu özelliklerin piyasa taraflarınca iyi bilinmesi, risklere karşı korunmaları için önemli hale gelmiştir. Bu nedenle Norveç, Almanya, Amerika Birleşik Devletleri gibi ülkelerde elektrik türev ürünlerinin de işlem gördüğü piyasalar oluşturulmuştur.

Elektrik fiyatlarının, gün içerisindeki saatlere, haftanın günlerine, mevsim değişimlerine göre zamana ve mevsimsel koşullara bağlı olarak gösterdiği oynaklığı, diğer finansal varlıkların oynaklığına göre çok yüksek olabilmektedir. Bu oynaklığın nasıl değiştiğinin belirlenmesi bu konuda yapılacak çalışmaları önemli kılmaktadır.

Elektrik fiyatlarının özellikleri taraflarca ilgi çekmiş ve bu özelliklerin anlaşılması için yurt dışında çok sayıda çalışma yapılmıştır. Yurt dışında elektrik fiyatları üzerinde yapılan çok sayıda çalışmaya karşılık Türkiye’de bu konuda hemen hemen hiçbir çalışmanın yapılmadığı görülmüştür. Bu konuda yeterli datanın oluşmamasının da buna bir etken olduğu düşünülmektedir. Elektrik fiyatlarının özelliklerini belirleyebilmek, gelecekte yapılacak çalışmalar için de önem arz etmektedir.

Çalışmanın Amacı

Tezin amacı, Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezinde katılımcıların teklif ettikleri Yük Alma ve Yük Atma fiyatları üzerinden oluşan saatlik Sistem Marjinal Fiyatlarının oluşturdukları zaman serileri üzerinde araştırma yaparak, fiyatların oynaklığının literatürde belirtilen elektrik fiyatlarının bilinen özelliklerine sahip olup olmadıklarını ortaya koymaktır.

Bu çalışmada, saatlik Sistem Marjinal Fiyatlarının günlük, haftalık ve mevsimsel etkilerle gösterdiği oynaklık araştırılacaktır.

Çalışmada Kullanılan Yöntemler ve Karşılaşılan Sınırlamalar

Çalışmada, fiyatların oluşturduğu zaman serilerinin incelenmesi amaçlanmıştır. Bunun için ilgili makalelerden yararlanarak önemli bilgi, tablo ve şekillerin çalışmaya dahil edilmesi, dünyanın farklı ülkelerinde basılmış ilgili kitaplardan yararlanılması, Türkiye’deki yayınların taranması ve çalışma kapsamına alınması, internet kaynaklı bilgilerin taranması, inceleme için geliştirilmiş yazılımların kullanılması, yöntem olarak izlenmiştir. Bu tezin uygulama kısmında Eviews ekonometri yazılım programı kullanılmıştır.

Elektrik piyasasında işlem gören elektrik fiyatları ile ilgili olarak Türkiye’de yapılmış bir çalışmaya rastlanmaması, çalışılan alanla ilgili ön bilgilerin elde edilememesi araştırmada karşılaşılan sıkıntılardan bir bölümüdür. Türkiye’de Uzlaştırma Merkezinin tam bir elektrik piyasası gibi işlememesi, yük alma ve yük verme tekliflerinin gün öncesi yerine 15- 20 gün öncesinden sunulması, oluşan sistem marjinal maliyetlerinin içinde bulunulan durumu ne kadar yansıttığı da kuşku oluşturan başka bir sınırlamadır.

BÖLÜM 1. TÜRKİYE’DE VE DÜNYADA ELEKTRİK SEKTÖRÜ

1.1. Türkiye’de Elektrik Sektörünün Tarihsel Gelişimi

Türkiye’de ilk elektrik santrali 1902 yılında Mersin-Tarsus’ta İsviçre ve İtalyan grubu özel bir şirket tarafından kurulup işletilmiştir. Bu ilk özel sektör girişimi ile elektrik üretilmiş ve kasabaya verilmiştir. İlk termik santral da 1913 yılında İstanbul-Silahtarağa’da hizmete girmiştir. Ardından, o dönemin Osmanlı şehirlerinden Selanik, Şam ve Beyrut yine özel sektör girişimleri ile elektrikleştirilmiştir (Zenginobuz ve Oğur, 1999:1).

Devletin öncülüğünde elektrik işletmeciliği ise 1935 yılında 2805 sayılı Kanun uyarınca Etibank’ın kurulmasıyla başlamıştır. 1948 yılından itibaren de Maden Tetkik Arama(MTA), Elektrik İşleri Etüt İdaresi(EİEİ), İller Bankası’nın katkılarıyla ve Devlet Su İşleri(DSİ) tarafından inşaatı tamamlanan çok sayıda termik ve hidroelektrik santral ulusal elektrik sistemine bağlanmıştır.

Birinci (1963-1967) ve İkinci (1968-1972) Beş Yıllık Kalkınma Planı dönemlerinde, Türkiye’deki elektrik üretim, iletim, dağıtım ve ticaretine ilişkin faaliyetlerin entegre bir sistem içerisinde ve bir kamu kurumu çatısı altında birleştirilmesi, plan hedefi olarak öngörülmüştür. Bu hedef ve strateji doğrultusunda, 15.07.1970 tarih ve 1312 sayılı Kanun’la devletin genel enerji ve ekonomi politikasına uygun olarak, yurdun ihtiyacı bulunan elektriğin üretim, iletim, dağıtım ve ticaretini yapmak amacıyla, kamu iktisadi kuruluşu statüsünde, Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) kurulmuştur. Türkiye’de 1984 yılına kadar elektrik sektörü kamu idaresince yürütülmüş, elektriğin üretimi, iletimi, dağıtım ve ticareti Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) tarafından gerçekleştirilmiştir.

Beşinci Beş Yıllık Kalkınma Planı (1985-1989) ve Altıncı Beş Yıllık Kalkınma Planı (1990-1994), Ekonomik Önlemler Uygulama Planı ve 1995 yılı Geçiş Planı ile hükümet programlarında TEK’in özelleştirilmesi öngörülmüştür. 1984 yılına kadar, Türkiye elektrik endüstrisi kamu mülkiyetinde dikey entegre tekel yapı özelliği göstermiştir. Kalkınma planı ve Hükümet programlarında öngörülen hedef ve strateji bağlamında elektrik sektöründe başlatılması gündeme getirilen özelleştirme uygulamalarına ilişkin olarak;

04.12.1984 tarih ve 3096 sayılı Türkiye Elektrik Kurumu Dışındaki Kuruluşların Elektrik Üretimi, İletimi, Dağıtımı ve Ticareti ile Görevlendirilmesi Hakkında Kanun,

28.05.1986 tarih ve 3291 sayılı KİT'lerin Özelleştirilmesi Hakkında Kanun,

22.02.1994 tarih ve 3974 sayılı TEK'in özelleştirilmesini öngören ve 3291 sayılı Kanuna ek maddeler eklenmesine dair Kanun,

08.06.1994 tarih 3996 sayılı Bazı Yatırım ve Hizmetlerin Yap-İşlet-Devret Modeli Çerçevesinde Yapıtırılması Hakkında Kanun,

24.11.1994 tarih ve 4046 sayılı Özelleştirme Uygulamaları Hakkında Kanun ile bunu tadil eden 27.04.1995 tarih ve 4105 sayılı Kanun,

10.07.1997 tarih ve 4283 sayılı Yap-İşlet Modeli ile Elektrik Enerjisi Üretim Tesislerinin Kurulması ve İşletilmesi ile Enerji Satışının Düzenlenmesi Hakkında Kanun, yürürlüğe konulmuştur.

Anayasa Mahkemesinin 10.12.1994 tarihli kararıyla TEK'in mülkiyet satışı yöntemiyle özelleştirilmesini öngören 3974 sayılı Kanunun temel hükümleri iptal edilmiştir. Bu karar doğrultusunda kamu elektrik işletmelerinin mülkiyet devri ile özelleştirilmesi yolu kapatılmış, buna karşılık, 3096 ve 4046 sayılı kanunlara göre işletme hakkının devri yöntemiyle özelleştirme yolu açılmıştır. Bu kapsamda Çayırhan Termik Santralının işletme hakkı 20 yıllığına (1-2 ünitesi 2000 yılında, 3-4 ünitesi 2001 yılında) özel sektöre devredilmiştir. 233 sayılı Kanun Hükmünde Kararnameye dayanılarak çıkarılan 12.08.1993 tarih ve 93/4789 sayılı Bakanlar Kurulu Kararıyla, bir kamu iktisadi kuruluşu olan TEK, Türkiye Elektrik Üretim İletim A.Ş. (TEAŞ) ve Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. (TEDAŞ) ünvanlı iki ayrı İktisadi Devlet Teşekkülü olarak teşkilatlandırılmıştır.

13.06.1994 tarih ve 21959 Sayılı Resmi Gazete'de yayınlanarak yürürlüğe giren 3996 Sayılı Bazı Yatırım ve Hizmetlerin Yap – İşlet – Devret Modeli Çerçevesinde Yapıtırılmasına İlişkin Kanun ile elektrik hizmetleri de dahil bazı hizmetlerin gerçekleştirilmesinde Yap – İşlet – Devret (YİD) modeli yürürlüğe girmiştir. Ancak daha sonra elektrik, bu Kanun kapsamından çıkarılarak 3096 Sayılı Kanun kapsamına geri alınmıştır.

Yap – işlet – devret (YİD) modeli iki şekilde uygulanmaktadır. Birincisinde, kamu kaynakları tarafından yapılmayan tesisler özel sektör tarafından yapılmakta, işletilmekte ve belli bir süre sonunda bedelsiz olarak kamuya devredilmektedir. İkincisi ise işletme hakkı devridir. Kamu mülkiyetindeki üretim – dağıtım tesislerinin işletilmesi, özel sektör tarafından yapılmakta ve üretilen elektrik kamu tarafından satın alınmaktadır. YİD modelinde, kamu ve özel sektör arasında imzalanan sözleşmeler ile çoğu riskler özel sektör tarafından alındığından, devletin hazine garantisi sağlanmaktadır.

21.01.2000 tarih ve 4501 sayılı Kanun ile sektörde uluslararası tahkim müessesesi düzenlenmiş, mevcut elektrik mevzuatının Avrupa Birliği (AB) müktesebatına uyumlu hale getirilmesi ve buna göre sektörde yeniden yapılandırma çalışmaları başlatılmıştır.

2001 yılında Hükümet tarafından uygulamaya konulan “Ekonomik İstikrar ve Enflasyonla Mücadele Programı” çerçevesinde de TEAŞ’ın özelleştirilmek üzere yeniden yapılandırılması öngörülmüştür. Bu programın başlıca amacı, elektrik enerjisi sektörünün yeniden yapılandırılması, elektrikte serbest piyasa sistemine geçilmesi, serbest rekabet ortamının sağlanması, elektrikle ilgili üretim, iletim, toptan satış ve dağıtım için ayrı ayrı kamu şirketleri kurulması ve son aşamada üretim ve dağıtımla ilgili kamu elektrik şirketlerinin özelleştirilmesi olmuştur.

Türkiye’de, 2000 yılı sonuna doğru, uzun süredir yürütülen elektrik sektöründe reform ve bunu destekleyen yeni kanun çalışmaları hızlanmış ve Mart 2001’de yeni elektrik piyasası kanunu yürürlüğe girmiştir.

20 Şubat 2001 tarihinde kabul edilerek, 3 Mart 2001 tarihinde yürürlüğe giren 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu’nun amacı elektriğin sürekli, yeterli, kaliteli, düşük maliyetli ve çevre ile uyumlu bir şekilde tüketicilerin kullanımına sunulması, rekabet ortamında faaliyet gösterebilecek şeffaf elektrik enerjisi piyasasının oluşturulması ve bu piyasada bağımsız bir düzenleme ve denetimin sağlanması olarak ifade edilmiştir.

4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu uyarınca;

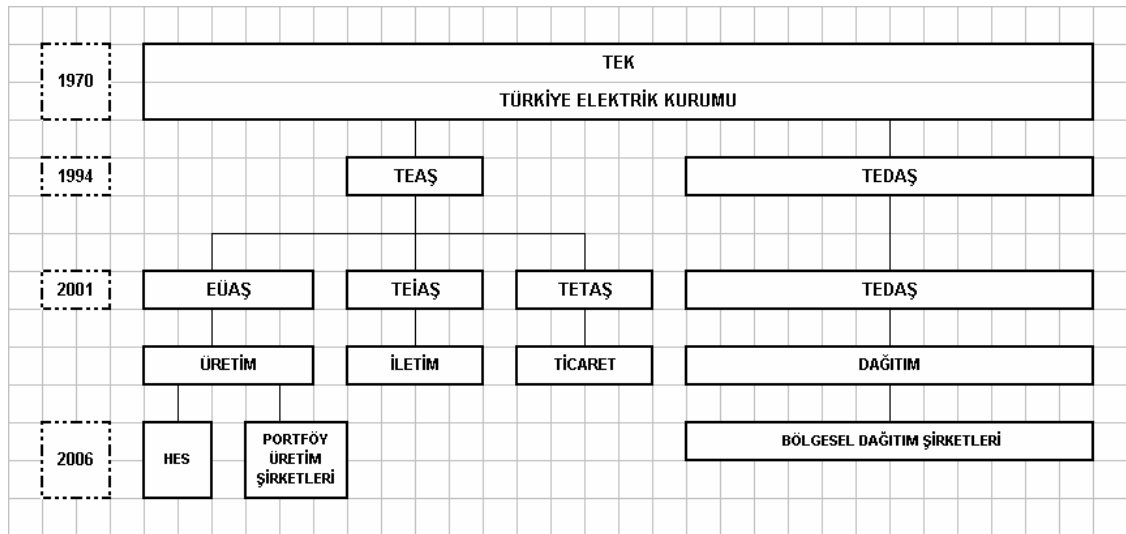
* Üretim faaliyeti; Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ), özel sektör üretim şirketleri, otoprodüktörler, otoprodüktör grupları tarafından gerçekleştirilebilir.

- * İletim faaliyeti; TEİAŞ tarafından gerçekleştirilir. TEİAŞ, iletim şebekesinin planlanması, yapımı ve işleyişi faaliyetlerini yerine getirir.
- * Dağıtım faaliyeti; dağıtım şirketlerinin lisanslarında belirtilen bölgelerde yürütülür. Dağıtım şirketleri dağıtım şebekesinin planlanması yapımı, inşası ve işletiminden sorumludur.
- * Toptan satış faaliyeti; TETAŞ ve özel sektör teşebbüsleri tarafından yürütülebilir.
- * Perakende satış faaliyeti; Perakende satış şirketleri ve perakende satış lisansı almış dağıtım şirketleri tarafından yürütülür.
- * İthalat ve ihracat faaliyetleri; uluslar arası enterkonneksiyon şartlarına uygun olarak, EPDK'nın onayı ile TETAŞ tarafından mevcut sözleşmelerle sınırlı olmakla birlikte, özel sektör toptan satış şirketleri tarafından, perakende satış şirketleri ve perakende satış lisansına sahip dağıtım şirketleri tarafından yapılabilir.

Buna göre, 233 sayılı Kanun Hükmünde Kararname'nin 3. maddesine ve 20.02.2001 tarih ve 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanununa dayanılarak çıkarılan ve 02.03.2001 tarihinde yürürlüğe giren 05.02.2001 tarih ve 2001/2026 sayılı Bakanlar Kurulu Kararı uyarınca TEAŞ; Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ), Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ) ve Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş. (TETAŞ) ünvanlarında, anonim şirket statüsünde, üç ayrı iktisadi devlet teşekkülü şeklinde teşkilatlandırılmıştır.

Aşağıdaki şekil 1'de Türkiye Elektrik Sektörünün yıllar içerisinde geçirdiği organizasyonel değişimler gösterilmektedir.

Şekil 1. Türkiye Elektrik Sektörünün Organizasyon Tarihi



03.03.2001 tarih ve 24335 Sayılı Resmi Gazete’de yayınlanarak yürürlüğe giren 4628 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ile kurulan Elektrik Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) tarafından, anılan Kanun çerçevesinde kamunun hakim olduğu elektrik piyasasının yapısının değiştirilmesi, düzenlenmesi, üretim ve satış rekabetini sağlanması amaçlanmıştır. Ayrıca, piyasa faaliyetlerini gerçekleştireceklerin EPDK’dan lisans almaları, EPDK’nın bu faaliyetler üzerinde bağımsız düzenleme ve denetleme yapma yetkisi bu kanunla öngörülmüştür.

10.05.2006 tarih ve 5496 Sayılı Kanunla Değişik 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ile organize sanayi bölgelerinin kendi ihtiyaçları için elektrik üretimi ve dağıtım faaliyetleri yapabilecekleri, tüketimlerine bakılmaksızın serbest tüketici sayılabilecekleri, kapsamları içindeki tüketicilerin ise kendi tüketimleri paralelinde serbest tüketici kabul edilebilecekleri hüküm altına alınmıştır.

1.2. Türkiye Elektrik Sektöründe Özelleştirme ve Kalkınma Planları

Türkiye’de 1923 – 1930 yılları arasında elektrik sektöründe imtiyazlı ortaklık uygulamaları sözkonusu olmuş, elektrik enerjisinin büyük bir kısmı yabancı şirketlerin imtiyazında olan küçük şirketlerin kontrolünde yürütülmüştür. 1929 yılındaki dünya ekonomik bunalımı ile devletçilik politikaları uygulanmaya başlamış ve 1935 yılında merkezi planlama içinde gerekli düzenlemeleri yapmak amacıyla Elektrik İşleri Etüt İdaresi (EİEİ) kurulmuştur (Zenginobuz ve Oğur, 1999, 202). 1939 yılından sonra ise elektrik enerjisi yabancı şirketlerden alınmış, belediyeler tarafından yürütülmeye başlanmıştır. Burada sadece Kayseri ve Civarı Elektrik Türk A.Ş. alınamamıştır.

1953 yılında 1.Enerji İstişare Kongresi ile elektrik enerjisi politikalarında enterkonnekte sistem ve bölgesel (termik ve hidrolik) santrallerin kurulması kararlaştırılmıştır. Bu kapsamda özel sermayeli dört anonim şirket, sektörde faaliyet göstermeye başlamıştır. Bu şirketler; elektrik üretimi ve dağıtımına yönelik Çukurova Elektrik A.Ş. (ÇEAŞ) ve Kepez ve Antalya Havalisi Elektrik A.Ş. (KEPEZ) ile Kuzeybatı Anadolu Elektrik A.Ş. ve Ege Elektrik A.Ş. dir. 1960’lı yıllardan sonra ekonomide kamu sektörü hakim olmaya başlamış, 1963 yılında Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) elektrik sektöründe sorumluluk yüklenmiştir. 1970 yılında ise 1312 Sayılı Kanun ile Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) kurulmuştur (Ardıyok, 2002: 131).

19.12.1984 tarih ve 18610 Sayılı Resmi Gazete’de yayınlanarak yürürlüğe giren 3096 Sayılı Türkiye Elektrik Kurumu Dışındaki Kuruluşların Elektrik Üretimi, İletimi, Dağıtımı ve Ticareti ile Görevlendirilmesine İlişkin Kanun ile, Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) dışında yerli ve yabancı sermayeli özel sektörün elektrik üretimini, iletimini, dağıtımını ve ticaretini yapabilmesine ilişkin düzenlemeler yapılmıştır. Böylece daha önce imtiyaz sahibi olan iki şirket dışında, devletin tekel olarak yürüttüğü elektrik enerjisi sektörü özel sektöre açılmıştır.

12.08.1993 tarihli ve 93 / 4789 Sayılı Bakanlar Kurulu Kararı ile Türkiye Elektrik Kurumu (TEK); Türkiye Elektrik Üretim İletim A.Ş. (TEAŞ) ve Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. (TEDAŞ) olarak iki bağımsız fonksiyonel kuruluş olarak yapılandırılmıştır (DPT, 2001b: 205).

13.06.1994 tarih ve 21959 Sayılı Resmi Gazete’de yayınlanarak yürürlüğe giren 3996 Sayılı Bazı Yatırım ve Hizmetlerin Yap – İşlet – Devret Modeli Çerçevesinde Yaptırılmasına İlişkin Kanun ile elektrik enerjisinin üretiminde, iletiminde ve dağıtımında yap – işlet – devret (YİD) modeli oluşturulmuştur. (Öztürk ve diğ., 2004).

2000 yılında 2000 / 1312 Sayılı Bakanlar Kurulu Kararı ile TEAŞ; Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ), Türkiye Elektrik Ticaret A.Ş. (TETAŞ) ve Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ) olarak üçe ayrılmıştır (TÜSİAD, 2003: 148).

Türkiye’de enerji politikaları ile ilgili uygulamalar Kalkınma Planları çerçevelerinde belirlenmiştir. Bu bağlamda;

*** Birinci Beş Yıllık Kalkınma Planı (1963 – 1967) ;** Elektrik üretimi konusunda hidroelektrik santrallerinin kurulmasına ağırlık verilmesine, kurulu bulunanların verimliliklerinin artırılmasına yönelik çalışmalar yapılmasına ve elektrikle ilgili işlemlerin tek elden yürütülmesi için Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) kurulmasına karar verilmiştir. Ancak, bu dönemde TEK’in kurulması gerçekleştirilememiştir. Ayrıca, elektrik üretim ve iletim tesislerinde kullanılan gereçlerin standart hale getirilmesi, dolayısıyla yedek parça parkının küçültülmesi hedeflenmiştir. Bu dönemde 1967 yılında DSİ tarafından 76 MW kurulu güce sahip Ankara Kesikköprü Hidroelektrik Santrali kurulmuştur (Kulalı, 1997: 89).

* **İkinci Beş Yıllık Kalkınma Planı (1968 – 1972)** ; Büyüme hızı %7, dolayısıyla da elektrik talebinin %14 artması tahmin edilmiştir. Buna bağlı olarak hidroelektrik potansiyelinden ve petrolden daha fazla yararlanılması hedeflenmiş, nükleer santral kurulması gündeme gelmiştir (Kulalı, 1997:90).

1970 yılında Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) kurulmuştur. TEK'in kurulmasıyla elektrik üretimiyle uğraşan Etibank, EİEİ ve DSİ gibi kuruluşların elektrik ile ilgili faaliyetlerinin tek elde toplanması amaçlanmıştır (Akben, 1983:6).

TEK'in kurulmasıyla Etibank, DSİ, İller Bankası ve belediyelere ait olan santraller bu kuruma devredilmiş ancak belediyelere ait iletim ve dağıtım şebekeleri olduğu gibi kalmıştır. 1982 yılında 2705 sayılı kanunla elektrik üretimi, iletimi ve dağıtımının tek elde toplanması kararıyla faydaları göz önüne alınarak belediyelerin üretim, iletim ve dağıtım tesisleri de TEK'e devredilmiştir (R.G.11.09.1982, S.17809).

Bu dönemde; DSİ tarafından 1971 yılında Giresun'da 70,8 MW'lık Doğankent II ve Isparta'da 51,2 MW'lık Kovada II Hidroelektrik Santrali ile TEK tarafından da 1972 yılında 105 MW'lık Seydişehir Termik Santrali kurulmuştur (DSİ, 03.04.2008).

* **Üçüncü Beş Yıllık Kalkınma Planı (1973 – 1977)** ; Genel olarak enerji, maden ve petrol arama faaliyetlerine ağırlık verilmiştir. İkinci planın sonunda 1972 yılında 15 yıllık "Elektrik Enerjisi Master Planı" hazırlanmıştır. Bu planın; elektrik üretiminde özellikle özkaynaklardan yararlanılması, elektrik ihtiyacının karşılanmasında kalite, devamlılık, güvenilirlik ve ekonomikliğin ön plana çıkarılması, köylerin elektrikleştirilmesinde enterkonnekte sistemin gerçekleştirilmesi, hidroelektrik-termik elektrik dengesinin sağlanması ilkeleri benimsenmiştir. Ayrıca, eğitim amaçlı nükleer santral kurulması, uzun dönemde de nükleer teknolojiye girişi sağlamak için nükleer enerji santrallerinin planlanması hedeflenmiştir (Kulalı, 1997: 90).

Bu dönemde; DSİ tarafından 1973 yılında Eskişehir'de 278,4 MW'lık Gökçekaya, 1974 yılında Elazığ'da 1330 MW'lık Keban barajı ve hidroelektrik santrali kurulmuştur. TEK ise 1972 yılında 600 MW'lık Seyitömer, 50 MW'lık Hopa ve 1975 yılında 180 MW'lık Aliağa Termik Santrallerini inşa etmiştir (DSİ, 03.04.2008).

* **Dördüncü Beş Yıllık Kalkınma Planı (1979 – 1983)** ; Yetiştirilemediği için bir yıllık geçici plan hazırlanarak 1979 yılında başlamıştır. Plan ve hedefler Üçüncü Beş

Yıllık Kalkınma Planına göre fazla farklılık göstermemektedir. Bu dönemde Sovyetler Birliği'nden elektrik satın alınmıştır (Akben, 1983:17).

Dönem içinde DSİ tarafından 1980 yılında Samsun'da 76 MW'lık Suat Uğurlu Hidroelektrik Santrali ve 500 MW'lık Hasan Uğurlu Hidroelektrik Santrali, TEK tarafından ise 1981 yılında 660 MW'lık Soma ve 1982 yılında 630 MW'lık Yatağan Termik Santralleri kurulmuştur (DSİ, 03.04.2008).

* **Beşinci Beş Yıllık Kalkınma Planında (1985 – 1989);** Enerji sektöründe özel sektör ve yabancı yatırımcıların tekliflerinin değerlendirilebileceği,

* **Altıncı Beş Yıllık Kalkınma Planında (1990 – 1994);** İlk defa özelleştirme konusu gündeme getirilerek, yeni yapılanmada özel sektör katılımının teşvik edilmesi,

* **Yedinci Beş Yıllık Kalkınma Planında (1996 – 2000);** Artan elektrik enerjisi talebi nedeniyle elektriğin tüketiciye kaliteli ve sağlıklı arz güvenliği içinde sunulması görüşülmüş, özel sektör faaliyetleri için yasal ve kurumsal düzenlemeler yapılması amaçlanmış,

* **Sekizinci Beş Yıllık Kalkınma Planında (2001 - 2005);** Elektrik sektöründe serbestleşme uygulamalarının devreye girmesi ve alt yapısının oluşturulması için, Elektrik Piyasası Düzenleme Kurulu (EPDK)'nun oluşturulması öngörülmüş, enerji arz sektöründe sorumlu kuruluşlar olarak TEAŞ, TEDAŞ, ÇEAŞ, KEPEZ, YİD modeli ile üretim yapan şirketler, işletme hakkı devri alan şirketler ve otoprodüktör üreticiler belirlenmiştir. Burada otoprodüktör, kendi elektrik ihtiyacını karşılamak üzere elektrik üretimi yapan tüzel kişiliği ifade etmektedir.

* **Dokuzuncu Beş Yıllık Kalkınma Planında (2007 - 2013);** Enerjinin sürekli, güvenli ve asgari maliyetle elde edilmesi planın temel amacıdır. Enerji ihtiyacı karşılanırken, çevresel zararların minimum olması hedeflenmiştir. Kamunun sektörden çekilmesiyle, özel sektörün enerji ihtiyacını zamanında ve etkin bir şekilde arz-talep dengesi doğrultusunda gerçekleştirebilmesi için mevzuat düzenlemeleri yapılması öngörülmüştür. Artan enerji ihtiyacının karşılanabilmesi için nükleer santrallerin yapılması planlanmıştır.

1.3.Türkiye’de Elektrik Sektörünün Düzenlenmesine İlişkin Yasalar

29.02.1984 tarihli 2983 Sayılı “Tasarrufların Teşviki ve Kamu Yatırımlarının Hızlandırılması Hakkında Kanun” : Özelleştirmeye yönelik ilk hukuki düzenlemenin yapıldığı yasadır. 17.03.1984 tarih ve 18344 Sayılı Resmi Gazete’de yayınlanmıştır.

04.12.1984 tarihli 3096 Sayılı “Türkiye Elektrik Kurumu Dışındaki Kuruluşların Elektrik Üretimi, Dağıtım ve Ticareti ile Görevlendirilmesi Hakkında Kanun” : Elektrik üretim, iletim ve dağıtım işinin, Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) dışındaki, özel hukuk hükümlerine tabi şirketlere verilmesi için çıkarılmış yasadır. 19.12.1984 tarih ve 18610 Sayılı Resmi Gazete’de yayınlanmıştır

22.02.1994 tarihli 3974 Sayılı Kanun : 513 Sayılı Kanun Hükmünde Kararname (KHK) ile getirilen hükümler daha sonra 22.02.1994 tarih ve 3974 Sayılı Kanun ile kabul edilerek 3291 Sayılı Kanuna eklenmiştir.

08.06.1994 tarihli 3996 Sayılı “Bazı Yatırım ve Hizmetlerin Yap – İşlet – Devret Modeli Çerçevesinde Yaptırılması Hakkında Kanun” : Yap – İşlet – Devret (YİD) modelini geliştirmek amacıyla çıkarılan yasadır. 13.06.1994 tarih ve 21959 Sayılı Resmi Gazete’de yayınlanmıştır. Bu Yasa da daha sonra 4047 ve 4180 Sayılı Yasalar ile değiştirilmiştir.

16.07.1997 tarihli 4283 Sayılı “Yap – İşlet Modeli ile Elektrik Enerjisi Üretim Tesislerinin Kurulması ve İşletilmesi ile Enerji Satışının Düzenlenmesi Hakkında Kanun” : Yap – İşlet (Yİ) modelinin öngörüldüğü yasadır. Elektrik enerjisi üretiminde özel sektöre tesis kurma ve işletme hakkı verilmiştir. 19.07.1997 tarih ve 23054 Sayılı Resmi Gazete’de yayınlanmıştır.

20.02.2001 tarihli 4628 Sayılı “Elektrik Piyasası Kanunu” : Bu Kanun ile tüketicilere yeterli, kaliteli, sürekli ve düşük maliyetli elektrik teminini sağlamak, rekabet ortamı içinde mali açıdan güçlü bir piyasa oluşturmak hedeflenmiştir. 03.03.2001 tarih ve 24335 Sayılı Resmi Gazete’de yayınlanmıştır.

Yukarıda bahsedilen, yürürlüğe giren bu yasalardan anlaşılacağı üzere; 3096 ve 4283 Sayılı Yasalar Türkiye’deki özelleştirme yöntemlerini belirlemektedir. Bu yöntemler;

Yap – İşlet – Devret (YİD), Yap – İşlet (Yİ), İşletme Hakkı (İH) Modeli ve otoprodüktör uygulamalarıdır. Bu Kanunlar (3096 ve 4283) kapsamında uygulanan modelleri kısaca özetlemek gerekirse;

Yap-İşlet-Devret (YİD) Modelinde ; Tesis özel sektör tarafından kurulur, işletilir ve sözleşme süresi sonunda devlete devredilir. **Yap-İşlet (Yİ) Modelinde**; Tesis özel sektör tarafından kurulur ve işletilir. Özel sektör tesisin sahibidir ve ürettiği elektriği TEAŞ'a satar. **İşletme Hakkı Devri Modeli (üretim)** ; Devlete ait üretim santralleri, devlet ile özel sektör arasında yapılan sözleşme kapsamında ve sözleşme süresi boyunca belli bir bedel karşılığında özel sektör tarafından işletilir. **İşletme Hakkı Devri Modeli (dağıtım)** ; Devlete ait üretim santrallerinde olduğu gibi dağıtım tesislerinde de devlet ile özel sektör arasında yapılan sözleşme kapsamında ve sözleşme süresi boyunca belli bir bedel karşılığında dağıtım tesisleri özel sektör tarafından işletilir. **Otoprodüktör Uygulaması** ; Bu uygulama ile sanayi kuruluşlarına kendi enerjilerini üretme imkanı sağlanmıştır (Yiğitgüden, 1999: 73).

1.3.1. Yap – İşlet – Devret (YİD) Modeli

Elektrik enerjisi sektörüne, yabancı sermaye yatırımlarının katılımlarının sağlanması amacıyla, 1984 yılında 3096 Sayılı Kanun ile Yap – İşlet – Devret (YİD) modeli çıkarılmıştır.

YİD modeli, yerli ve yabancı sermayelerin, projelerini yaparak ve tüm finansmanını sağlayarak tesis inşa etmesi, 15 ile 99 yıl arasında borçlarını ve öz sermayesini geri ödemeye yeterli bir sürede tesisi işletmesi, ürettiği enerjiyi maliyetlerini karşılayacak şekilde ve makul bir kar payı koyarak belirlenen fiyattan satması, sözleşme süresi sonunda da bedelsiz olarak tüm borçlardan arındırılmış bir şekilde, devletin belirleyeceği bir kuruluşa (TEAŞ / TEDAŞ vb.) devretmesini öngören bir finansman modelidir (Uğur, 1994: 252).

YİD modeline göre gerçekleştirilecek tesisi kurma, tesislere işletme izni verme yetkisi ve tesislerin devri ile ilgili hususlar 3096 sayılı Kanunla Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'na verilmiştir.

3096 Sayılı Kanunda iki çeşit uygulama vardır. Birinci uygulama, önceden yönetmeliklerle belirlenmiş görev bölgelerinde, elektrik sektöründeki sermaye

şirketlerine, elektrik üretim, iletim ve dağıtım tesislerini kurma ve işletme izninin, Devlet Planlama Teşkilatı (DPT)'nin uygun görüşü ve Bakanlığın teklifi ile Bakanlar Kurulu'na verilmesi, ikinci uygulama ise sadece elektrik üretmek amacıyla kurulacak sermaye şirketlerine DPT'nin uygun görüşü ile Bakanlık tarafından üretim tesisi kurma ve işletme izni verilmesidir (Yılmaz, 1996: 32).

Bu modelin dezavantajları, karmaşık ve uzun bir süreye ihtiyaç olması, mal ve hizmetlerin maliyet + kar esasına dayanması durumunda maliyetlerin yüksek olması olasılığı, yatırımcıların siyasi istikrara karşı duyarlılığı olarak sıralanabilir. Avantajları ise, devletin iç ve dış borçlanmasının azalması, devlet yatırımlarının devletin asli görevi olan yatırımlara kayması, özel sektörün çalışma verimliliğinden yararlanılması, kapasite artışlarının gerçekleştirilmesi, teknolojik yeniliklerin sağlanması olarak sıralanabilir (Yılmaz, 1996:55).

YİD modelinde devletin riski minimum olup, üretilen enerjiyi satın almasıdır. Ancak, üreticinin arzı karşılayacak üretimi gerçekleştirememesi durumunda ise risk en büyüktür.

Yap-İşlet-Devret modeli, tesislerin belirli bir işletme sonucunda devlete devredilmesini öngörmesi nedeniyle Dünya Bankası orta ve uzun dönemli özelleştirme programına uygunluk göstermektedir.

1.3.2. Yap – İşlet (Yİ) Modeli

Yİ modeli, yerli ve yabancı şirketlerce, hidrolik, jeotermal ve nükleer üretim santralleri hariç olmak üzere, elektrik enerjisi üretmek amacıyla üretim tesislerinin kurulmasını ve çalıştırılmasını öngören bir modeldir.

Yİ modeline göre gerçekleştirilecek tesis kurma ve işletme izni verme yetkisi, 1996 yılında 4283 Sayılı Kanunla Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'na verilmiştir. Buna göre üretim şirketleri ürettikleri elektriği, iletim hattına sahip şirketlere, iletim hattı şirketlerine iletim bedelini ödemeleri kaydıyla elektrik dağıtım şirketlerine, iletim ve dağıtım şirketlerine bedellerini ödemeleri kaydıyla organize sanayi bölgelerine ve küçük sanayi sitelerine satabilmektedirler (Uğur, 1994: 255).

Bu modele göre TEAŞ ile üretim şirketleri arasında sözleşme imzalanmaktadır. Sözleşme süresi Aralık 1996 yılında 20 yıla çıkarılmıştır. Söz konusu sözleşmede; yıllık üretim programları, şirketin TEAŞ'a satacağı asgari enerji miktarları, fiyat ve uygulama şartları yer almaktadır. Sözleşme süresi içerisinde karşılıklı anlaşma yoluyla sözleşmenin yukarıda bahsedilen şartlarında değişiklikler yapılabilmektedir. Yıllık üretim programları TEAŞ'ın onayı ile yürürlüğe girmektedir.

1.3.3. İşletme Hakkı Devri (İHD) Modeli

İHD modeli, mülkiyet hakkı devlette kalmak şartıyla, daha etkin ve verimli çalışılması, teknolojik yeniliklerin yapılarak üretim artışının sağlanması, maliyetlerin düşürülmesi, etkin ve kaliteli üretim arzının sağlanması amacıyla santrallerin işletme hakkının özel sektöre devredilmesini öngören bir modeldir.

Bu modelin temel amacı, işletme hakkı devri bedeli ile kamunun finansman ihtiyacının karşılanması ve santrallerin işletilmesinde hizmet satın alınmasıdır. Ayrıca kayıp ve kaçakların da önlenmesi beklenmektedir.

İşletme hakkı devrinde süre 20 yıldır. Bu süre sonunda tesislerin tam kapasite ve geliştirilmiş olarak devlete devredilmesi öngörülmektedir.

1.3.4. Otoprodüktör (Kojenerasyon) Modeli

Otoprodüktör, kendi faaliyet alanı içerisinde, elektrik ihtiyacını karşılamak üzere elektrik üretim tesisi kurup, üretim yapan tüzel kişiler grubudur.

Kojenerasyon ise otoprodüktörünün kendi sistemini kurarken seçtiği elektrik ve ısıyı birlikte üreten üretim teknolojisidir. Çok yüksek enerji sağlayan bu sistemde yakıt enerjisinin yaklaşık %90'ı elektrik ve ısı şeklinde geri kazanılmaktadır.

Otoprodüktör modeli ile elektrik enerjisinin girdi maliyetlerine ve üretim maliyetlerine direkt yansımaları, aynı zamanda elektrik kesintilerinden büyük zarar görebilecek sanayi sektörlerine (kimya, petrol, kağıt, maden, tekstil, elektromekanik vb.) kendi elektrik enerjisi ihtiyaçlarının karşılanması için üretim tesisi kurma ve işletme imkanı sağlanmıştır.

1.4. Dünyada Elektrik Sektörünün Tarihsel Gelişimi

Elektrik enerjisi sektöründe dünya genelinde uygulanan politikalar, ülkelerin sahip oldukları mülkiyet yapısına oldukça bağlıdır. Gelişmiş ülkelerin gelişim süreçlerini daha önce tamamlamaları, ekonomik ve toplumsal yapılarını geliştiren bu süreçte göre oluşturmaları sonucu bu süreçte daha başarılı oldukları görülmüştür. Ancak, bu ülkelerden bazıları, artan rekabet ve deregülasyon politikaları sonucu kriz eşiğine gelmiş ve bazıları da kriz sürecini çok ağır yaşamıştır.

Elektrik enerjisi sektöründe genel olarak kabul görmüş politikaların, gelişmekte olan ülkelerde de uygulanması başarısızlığa neden olmuştur. Zira yeterli alt yapının oluşturulamaması, rekabet edici politikalar ile devletin üstlenmesi gereken hizmetlerin birbirine karıştırılması başarısız sonuçlar doğurmuştur. Ayrıca, sektördeki serbestleşme ve rekabete dayalı politikalar gerek gelişmiş gerekse de gelişmekte olan ülkelerde sorunlar yaratmıştır. Özellikle Kaliforniya ve Yeni Zelanda da üretim ve dağıtım aşamasında köprü görevi yapan iletim sisteminin rekabete açılması, sektöre yönelik arz güvenliği ve uzun dönem yatırım planlamalarının gerçekleştirilememesi sonucu büyük boyutlu kriz yaşanmış, kriz sonrasında ani fiyat artışları olmuştur (Atiyas, 2006: 32).

Gelişmiş ve gelişmekte olan ülkeler, son yirmi yılda elektrik enerjisi sektöründe yeniden bir yapılanmaya gitmişlerdir. Yeni yapılanmada, sektörde yeni uygulamalarla birlikte, özel sektör ağırlıklı yeni yapılanma modelleri, buna bağlı olarak da ekonominin güçlenmesi, etkinliği ve liberal piyasalar ile yeni düzenleyici kurumlar oluşturulması temel hedef olmuştur. Yin-Frang, Parker, Kirkpatrick'e göre; gelişmiş ülkeler yeni sistemde üretim piyasaları içinde etkinlik sağlamaya çalışırken, gelişmekte olan ülkeler açısından ise bu sistem deneme-yanılma yöntemine dönüşmüş olup, gelişmekte olan ülkelerde uygulanan ve uygulanacak olan serbest rekabete açma yönündeki reformlar, gelişmiş ülkelerdeki gibi sonuçlar vermeyebilmektedir (Yin-Frang ve diğ., 2002: 3).

OECD Ülkelerinde, Birinci Dünya Savaşı sonrası dönemde, elektrik arz endüstrisi devlet tekeliyle yürütülmüştür. 1950'li yıllara gelindiğinde ise özel sektörün de içinde yer aldığı yapıda özel sektörün yüksek kar talebi, yerleşim yerlerinde yüksek fiyatlar

uygulanmasına sebep olmuş, sistem işleyişinde aksaklıklar ortaya çıkmıştır. Bunun sonucunda da devlet müdahaleleri olmuştur.

Dünya genelinde 1970’li yıllarda yaşanan petrol krizi ile ekonomik kriz ileri boyuta gelmiş, yüksek enflasyon ve işsizlik yaşanmaya başlamıştır. Yüksek enflasyonu kontrol altında tutmak için İngiltere, Fransa, İtalya gibi ülkeler devletin müdahalesi ile elektrik fiyatlarının maliyetin de altında gerçekleşmesini sağlamışlardır.

OECD ülkelerinde, 1980’li yıllardan sonra elektrik sektöründe yeni mülkiyet yapıları oluşturulmaya başlanmıştır. Avustralya, Kanada, Fransa, Yunanistan, İrlanda, İtalya, Hollanda, Yeni Zelanda, Norveç, Portekiz, İsviçre (dağıtım) ve Türkiye kamu sektörü ağırlıklı mülkiyet yapısında, Danimarka, Finlandiya, Almanya, İsveç, İsviçre (üretim, iletim) ve Amerika Birleşik Devletleri karma sistem (kamu sektörü+özel sektör) mülkiyet yapısında, Avustralya (Victoria), Belçika (üretim, iletim), Japonya, İspanya ve İngiltere özel sektör ağırlıklı mülkiyet yapısındadır. (IEA(a), 1999: 29).

Elektrik enerjisi sektöründe serbest rekabet politikalarını ilk uygulayan ülkeler Avustralya, Almanya ve İngiltere’dir. Karma sistem içinde yer alan İskandinav Ülkelerinde de 2008 yılına kadar sektörün büyük çoğunluğunun rekabete açılması öngörülmüştür.

Amerika Birleşik Devletlerinde ise, elektrik enerjisi hizmetinin eyaletler düzeyinde gerçekleşmesi, sektörün özel kesime devredilmesi ile ilgili reformların diğer ülkelere göre daha yavaş gerçekleşmesine neden olmuştur. Rekabet politikalarının yoğun olarak uygulandığı Kaliforniya Eyaleti’nde 2001 yılında elektrik krizi ortaya çıkmıştır. Kamu sektörü ağırlıklı mülkiyet yapısına sahip Yeni Zelanda da ise elektrik enerjisi sektörünün rekabete açılmasıyla birlikte kriz süreci yaşanmıştır.

Gelişmiş ülkeler arasında İngiltere, Almanya ve Amerika Birleşik Devletleri özelleştirme uygulamalarına yönelik kararları alan ilk ülkelerdir. Bu ülkeler özelleştirme uygulamalarına temel altyapı hizmetlerinden (elektrik, su, telekomünikasyon gibi) başlamışlardır.

İngiltere’de, özelleştirmelerden sonra iletim ve dağıtım hatlarına 16 milyar sterlin yatırım yapılarak elektrik sektöründe önemli ölçüde büyüme gerçekleştirilmiş, dağıtım hizmetinin de özelleştirilmesi ile elektrik kesintileri %11 oranında azaltılmıştır.

Rekabet ortamında, hizmet alan tüketicilerin daha ucuz elektrik satın almaları sağlanmıştır (Kulalı, 1997:27).

İngiltere’de 1996 yılında sanayide Kwh’ı 0,065 \$ olan elektrik, 1999 yılına kadar aynı kalmış ve 1999 yılından 2001 yılına kadar düşüş göstererek 2001 yılında 0,051 \$ olmuş ve bu yıldan sonra da artışa geçerek 2008 yılında 0,146 \$ olmuştur. Konut fiyatlarında ise 1996 yılında Kwh’i 0,125 \$ olan elektrik, 1998 yılından sonra düşüşe geçmiş, bu düşüş 2002 yılına kadar devam etmiş, 2002 yılında 0,105 \$ olmuş ve 2003 yılından sonra da artışa geçerek 2008 yılında 0,231 \$ olmuştur. (TEİAŞ, 2009).

1993 yılındaki üretime göre % 5,8’lik bir artışla, 2003 yılında toplam üretim 398.620 Gwh olmuştur. Tüketimde ise, 1993 yılına göre yine % 5,8’lik bir artışla 2003 yılı toplam tüketim miktarı 160.620 Gwh olarak gerçekleşmiştir. Buradan üretim ve tüketimin oransal olarak aynı seviyede olduğu görülmektedir. Toplam üretim içerisinde ithal girdilerin miktarı 511.900 Gwh, ihraç girdilerin miktarı ise 295.900 Gwh olmuştur. Bu da İngiltere’nin enerji politikalarının dışa bağımlı olduğunu göstermektedir (IEA/OECD, 2002-2003).

Sonuç olarak, İngiltere’de enerji uygulamalarının başarılı olmasının nedenleri, üretimde yedek güç planlaması, yasal düzenlemelerin detaylı hazırlanması ve teknolojik yenilikler olarak gösterilmektedir (Aydıncak, 1993: 73).

Almanya’da elektrik enerjisi sektöründe yeniden yapılandırmaya yönelik çalışmalar 1998 yılında başlamış ve 1997 yılında %90’ı kamu mülkiyetinde bulunan sektörün tamamına yakını rekabete açılmıştır.

2003 yılındaki toplam üretim 1993 yılındaki toplam üretime göre %13,7’lik bir artış göstermiştir. 2003 yılındaki toplam tüketim miktarı ise 1993 yılına göre %2,6’lık bir artışla üretimdeki artışa oranla daha az olmuştur. 1993 yılında 32,8 milyar/Kwh olan ithal enerji kullanımı, 1998 yılında 39,8 milyar/Kwh, 2002 yılında 42,1 milyar/Kwh, 2004 yılında ise 54,1 milyar/Kwh olmuştur. Buradan Almanya’da 1996 yılından sonra elektrik enerjisinde dışa bağımlılığın arttığı görülmektedir ki, bu da temel hedeflerinden biri ithal enerji oranlarını kısmak olan AB enerji politikaları ile çelişki yaratmaktadır (IEA/OECD, 2002-2003).

Almanya'da 1998 yılında sanayide 0,067 \$/KWh olan elektrik fiyatı, 2001 yılına kadar düşüş göstererek 0,044 \$/KWh'e inmiş, 2002 yılında 0,049 \$/KWh olmuş ve 2002 yılından sonra artışa geçmiştir. 2003 yılında 0,065 \$/KWh, 2004 yılında ise 0,077\$/KWh olmuştur. Almanya'daki üretim, iletim ve dağıtımdaki fiyat düşüşleri ile vergilerdeki artışlar birbirlerini dengelemektedir. Ancak kısa dönemli fiyat düşüşlerine göre liberalizasyon sürecinde başarılı olunamamıştır (Growitsh, Müsgens, 2005: 5).

Konut fiyatlarında ise 1996 yılında Kwh'i 0,180 \$ olan elektrik, 2000 yılına kadar düşüşe geçmiş ve 2000 yılında 0,121 \$ olmuş, 2000 yılından sonra da artışa geçerek 2006 yılında 0,222 \$ olmuştur. (TEİAŞ, 2009).

Amerika Birleşik Devletlerinde elektrik hizmeti regülasyona tabi olup, bu hizmet eyalet ve federal düzeyde gerçekleştirilmektedir. Sektörde faaliyet gösteren firmaların denetimi ve düzenlenmesi Federal Enerji Düzenleme Komisyonu (FERC) tarafından yapılmaktadır. FERC'nin, dikine bütünleşmiş şirketler tarafından ayrılan imtiyazlı tekellerin düzenlenmesi, fiyat regülasyonunu gerçekleştirerek tekel karlarını sınırlaması ve müşterilere hizmet götürmesi gibi görevleri vardır (Zenginobuz ve Oğur, 1999: 186).

Amerika Birleşik Devletlerinde elektrik enerjisi sektöründe serbest rekabet uygulamaları her eyalette farklı yürütülmektedir. Bunun sonucunda Kaliforniya'da farklı bir uygulama ortaya çıkmıştır. Kaliforniya'da reform öncesi, üretim, iletim ve dağıtım hizmetlerini yerine getiren şirketler, bağımsız düzenleyici kurumlar tarafından regüle edilmekteydi. Regülasyon, bir teşebbüsün aktivitelerinin devlet tarafından düzenlenmesidir. %75'i özel sektör tarafından gerçekleştirilen üretimde, getiri oranı regülasyonu yöntemi uygulanmaktaydı. Buna göre üretim yapmasalar dahi özel sektör tarafından yapılan yatırımların belli bir oranı kadar bir kar elde edilmesine yönelik bir uygulama sözkonusuydu (Akçollu, 2003: 59).

Kaliforniya'da üretim, iletim, dağıtım, perakende ve toptan satış piyasalarında ayrıştırılmış bir yapı hakim olup, düzenleme faaliyeti toptan satış ve iletim aşamasında yapılmaktadır.

Kaliforniya'da deregülasyon sürecinin başlamasına neden, elektrik fiyatlarının regüle edilen fiyatlara göre daha ucuz olduğunun düşünülmesi olmuştur (Akçollu, 2003: 59).

Elektrik enerjisi sektöründe deregülasyona yönelik ilk adım 31 Mart 1998 yılında atılmıştır. Bu tarihten sonra sektör rekabete açılmış, dağıtım şirketleri elektrik ihtiyacını karşılayamaz hale gelmişlerdir. Bu şirketler tarafından karşılanamayan elektrik ihtiyacı, eyalet dışındaki spot piyasalardan giderilmeye çalışılmıştır. Satın alınan elektriğin fiyatının, üretici kuruluşlar tarafından belirlenmesi elektrik fiyatlarının artmasına neden olmuştur (Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, 2004: 170).

Elektrik fiyatları, Aralık 1999'da 50 \$'ın altında, Haziran 2000'de 100 \$'ın altında gerçekleşmiş, 2001 yılının ortalarında ise 250 \$'ın üzerine çıkmıştır. Fiyat artışlarını elektrik kesintileri takip etmiştir (Bushnell, 2004: 1048).

Elektrik üretiminde; 1998 yılında kamu kesiminin üretimi 153,791 Gwh, özel kesimin üretimi 75,058 Gwh, 2001 yılında ise kamu kesiminin üretimi 94,425 Gwh, özel kesimin üretimi 129,866 Gwh olmuştur. Yani toplam üretim içerisinde özel kesimin üretimi artmıştır.

1996 yılında elektriğin kWh fiyatı konutlarda 0,084 \$, sanayide 0,046 \$ iken, 2001 yılında yaşanan kriz nedeniyle 2001 yılında konutlarda 0,085 \$'a, sanayide 0,050 \$'a yükselmiş ve bundan sonrada yükselmeye devam ederek 2008 yılında konutlarda 0,114 \$, sanayide 0,070 \$ olmuştur (TEİAŞ, 2009).

Kaliforniya'da yaşanan sürecin sonucunda görülmüştür ki devletin tamamen ekonomiden çekilmesi ile rekabet ortamında gerçekleşen hizmetler sonucu krizle karşılaşılması ve bu krizin etkisinin hala devam etmesi başarısızlığın bir göstergesidir.

Görüldüğü üzere dünya ülkelerinde ülkelerin mülkiyet yapısına ve bu yapının değişim sürecine bağlı olarak, elektrik satış fiyatları değişim göstermektedir. Bu bağlamda, OECD Ülkelerinde 1996 – 2008 yılları arasındaki sanayi elektrik satış fiyatları aşağıda Tablo 1. de, konut elektrik satış fiyatları da Tablo 2. de verilmiştir.

OECD Ülkelerinde sanayi elektrik satış fiyatlarında, Tablo 1. de görüldüğü üzere genel olarak, 1996 ile 2000'li yıllara kadar olan dönemde düşüşler olduğu ancak 2000'li yıllardan itibaren ülkeler arasında farklılıklar görülmekle birlikte, fiyatlarda artışların olduğu görülmektedir. Bunda söz konusu ülkelerdeki gelişmişliğin artmasıyla birlikte,

elektrik enerjisine olan talebin artmasının etkisi olduğu düşünülmektedir. Aynı durum Tablo 2. de konut elektrik satış fiyatları için de görülmektedir.

Tablo 1. Yıllar (1996-2008 yılları arası) İtibariyle OECD Ülkelerinde Sanayi Elektrik Satış Fiyatları (\$/kWh)

ÜLKE ADI	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
AVUSTURALYA	0,063	0,056	..	0,035	0,033	0,031	0,036	..	0,061
AVUSTURYA	0,081	0,081	0,078	0,057	0,038	0,096	0,102	0,109	0,134	0,154
BELÇİKA	0,073	0,062	0,061	0,055	0,048
KANADA	0,040	0,040	0,043	0,041	0,049	0,049
ÇEK CUMHURİYETİ	0,059	0,052	0,052	0,048	0,043	0,043	0,049	0,056	0,066	0,081	0,094	0,115	0,151
DANİMARKA	0,073	0,064	0,068	0,066	0,058	0,060	0,070	0,092	0,096
FİNLANDIYA	0,062	0,052	0,050	0,046	0,039	0,038	0,043	0,065	0,072	0,070	..	0,081	0,097
FRANSA	0,057	0,049	0,047	0,044	0,036	0,035	0,037	0,045	0,050	0,050	0,051	0,056	0,060
ALMANYA	0,086	0,072	0,067	0,057	0,041	0,044	0,049	0,065	0,077	0,084	0,094
YUNANİSTAN	0,059	0,054	0,050	0,050	0,042	0,043	0,046	0,056	0,063	0,067
MACARİSTAN	0,048	0,054	0,056	0,055	0,049	0,051	0,060	0,078	0,092	0,096	0,105	0,134	0,170
İRLANDA	0,066	0,063	0,059	0,057	0,049	0,060	0,075	0,094	0,096	0,099	0,122	0,149	0,186
İTALYA	0,101	0,094	0,095	0,086	0,089	0,107	0,113	0,147	0,161	0,174	0,210	0,237	0,290
JAPONYA	0,157	0,146	0,128	0,143	0,143	0,127	0,115	0,122	0,127	0,120	0,117
KORE	0,074	0,070	0,048	0,046	0,052	0,048	0,047	0,051	0,053	0,059	0,065	0,069	0,060
LÜKSEMBURG
MEKSİKA	0,033	0,041	0,038	0,042	0,051	0,053	0,056	0,062	0,077	0,088	0,099	0,102	0,126
HOLLANDA	0,072	0,063	0,062	0,061	0,057	0,059	G	G	G	G	G	G	G
YENİ ZELANDA	0,044	0,040	0,035	0,033	0,028	0,027	0,033	0,046	0,051	0,061	0,060	0,068	0,071
NORVEÇ	0,019	0,025	0,031	0,046	0,043	0,043	0,055	0,048	0,064
POLONYA	0,040	0,036	0,037	0,037	0,037	0,045	0,049	0,056	0,060	0,070	0,073	0,082	0,119
PORTEKİZ	0,108	0,094	0,090	0,078	0,067	0,066	0,068	0,083	0,093	0,098	0,110	0,124	0,131
SLOVAKYA	0,049	0,049	0,049	0,041	0,042	0,043	0,047	0,070	0,083	0,086	0,098	0,137	0,174
İSPANYA	0,080	0,064	0,059	0,049	0,043	0,041	0,048	0,054	0,060	0,083	0,091	0,090	0,125
İSVEÇ	0,045	0,034
İSVİÇRE	0,120	0,102	0,101	0,090	0,069	0,068	0,070	0,079	0,084	0,080	0,080	0,084	0,094
TÜRKİYE	0,086	0,077	0,075	0,079	0,080	0,079	0,094	0,099	0,100	0,107	0,100	0,109	0,139
İNGİLTERE	0,065	0,065	0,065	0,064	0,055	0,051	0,052	0,055	0,067	0,087	0,117	0,130	0,146
ABD	0,046	0,045	0,045	0,039	0,046	0,050	0,048	0,049	0,053	0,057	0,061	0,064	0,070
OECD	0,074	0,069	0,065	0,061	0,060	0,060	0,059	0,068	0,073	0,078	0,086	0,094	..

Avustralya ve ABD için vergiler hariç G : Gizli

Kaynak : TEİAŞ, www.teias.gov.tr , (10.11.2009)

Tablo 2. Yıllar (1996-2008 yılları arası) İtibariyle OECD Ülkelerinde Konut Elektrik Satış Fiyatları (\$/kWh)

ÜLKE ADI	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
AVUSTURALYA	0,083	0,080	0,069	0,070	0,063	0,057	0,062	..	0,090
AVUSTURYA	0,194	0,169	0,168	0,134	0,118	0,119	0,130	0,152	0,177	0,174	0,174	0,214	0,257
BELÇİKA	0,187	0,164	0,163	0,152	0,132
KANADA	0,055	0,053	0,053	0,054	0,062	0,068	0,076
ÇEK CUMHURİYETİ	0,038	0,037	0,050	0,051	0,054	0,060	0,076	0,085	0,097	0,106	0,122	0,146	0,191
DANİMARKA	0,215	0,195	0,213	0,207	0,197	0,195	0,209	0,256	0,283	0,295	0,322	0,344	0,396
FİNLANDIYA	0,111	0,100	0,098	0,091	0,078	0,077	0,085	0,112	0,123	0,121	0,128	0,145	0,172
FRANSA	0,164	0,134	0,129	0,121	0,102	0,098	0,105	0,127	0,142	0,142	0,144	0,158	0,169
ALMANYA	0,180	0,159	0,159	0,151	0,121	0,124	0,136	0,176	0,198	0,212	0,222
YUNANİSTAN	0,115	0,102	0,099	0,090	0,071	0,070	0,077	0,096	0,107	0,112
MACARİSTAN	0,060	0,068	0,070	0,073	0,065	0,068	0,080	0,102	0,134	0,146	0,144	0,188	0,223
İRLANDA	0,135	0,131	0,123	0,117	0,101	0,094	0,107	0,146	0,173	0,199	0,199	0,244	0,267
İTALYA	0,178	0,159	0,159	0,147	0,135	0,148	0,156	0,186	0,191	0,198	0,226	0,258	0,305
JAPONYA	0,230	0,207	0,187	0,213	0,214	0,188	0,174	0,186	0,196	0,189	0,178
KORE	0,111	0,101	0,068	0,081	0,084	0,071	0,070	0,074	0,079	0,089	0,098	0,102	0,089
LÜKSEMBURG	0,142	0,124	0,123	0,118	0,099	0,098	0,112	0,143	0,147	0,187	0,183	0,231	..
MEKSİKA	0,048	0,054	0,055	0,059	0,068	0,075	0,092	0,091	0,090	0,097	0,101	0,093	0,096
HOLLANDA	0,148	0,130	0,128	0,132	0,131	0,145	0,155	0,194	0,221	0,236	0,258	0,285	0,243
YENİ ZELANDA	0,083	0,085	0,071	0,070	0,060	0,059	0,071	0,095	0,120	0,136	0,133	0,161	0,164
NORVEÇ	0,081	0,078	0,067	0,063	0,032	0,044	0,046	0,089	0,117	0,122	0,156	0,132	0,164
POLONYA	0,065	0,062	0,067	0,065	0,065	0,079	0,084	0,095	0,103	0,121	0,132	0,151	0,193
PORTEKİZ	0,176	0,156	0,154	0,141	0,120	0,118	0,127	0,156	0,175	0,180	0,184	0,210	0,220
SLOVAKYA	0,031	0,029	0,028	0,035	0,050	0,063	0,067	0,104	0,134	0,141	0,155	0,188	0,220
İSPANYA	0,190	0,163	0,155	0,141	0,117	0,109	0,114	0,137	0,152	0,154	0,165	0,187	0,218
İSVEÇ	0,110	0,101
İSVİÇRE	0,159	0,136	0,135	0,131	0,111	0,109	0,117	0,133	0,142	0,139	0,132	0,136	0,154
TÜRKİYE	0,088	0,080	0,079	0,084	0,084	0,084	0,099	0,106	0,111	0,118	0,111	0,122	0,165
İNGİLTERE	0,125	0,125	0,121	0,117	0,107	0,101	0,105	0,116	0,138	0,149	0,186	0,219	0,231
ABD	0,084	0,084	0,083	0,082	0,082	0,085	0,085	0,087	0,090	0,094	0,104	0,107	0,114
OECD	0,121	0,113	0,109	0,106	0,101	0,099	0,100	0,110	0,119	0,124	0,132	0,144	..

Avustralya ve ABD için vergiler hariç

Kaynak : TEİAŞ, www.teias.gov.tr , (10.11.2009)

BÖLÜM 2. TÜRKİYE’DE ELEKTRİK ÜRETİMİ

2.1. Kaynaklarına Göre Elektrik Üretimi

Türkiye’de yüksek nüfus artışı ve şehirleşmenin etkisiyle elektriğe olan talep yıllar itibariyle hızlı bir artış göstermiştir. Bu durum elektrik üretiminin artırılması ile ilgili çalışmaları hızlandırmıştır. Türkiye’de taşkömürü, linyit, petrol ürünleri, doğal gaz ve hidroelektrikten yararlanılarak elektrik üretilmektedir. Son yıllarda jeotermal, güneş ve rüzgar gibi yenilenebilir enerji kaynaklarından da elektrik üretilmeye başlanmıştır.

Köklerine göre enerji kaynakları ikiye ayrılmaktadır. Bunlar; birincil enerji kaynakları ve ikincil enerji kaynaklarıdır. Kimyasal veya benzeri hiçbir işleme tabi tutulmadan kullanılan enerji kaynaklarını birincil enerji kaynakları, kimyasal veya benzeri işlemler sonucunda, genellikle birincil enerji kaynaklarından elde edilen enerji kaynaklarını da ikincil enerji kaynakları olarak sınıflandırabiliriz.

Birincil enerji kaynakları, kendi içerisinde yenilenebilir enerji kaynakları ve yenilenemez (fosil enerji kaynakları) enerji kaynakları olmak üzere iki gruba ayrılabilir. Yenilenemeyen enerji kaynakları; taşkömürü, linyit, petrol, doğalgaz, uranyum, toryum, asfaltit ve bitümlü şistdir. Yenilenemeyen enerji kaynakları daha çok fosil kökenli enerji kaynakları olup, bu kaynakların kullanılmasında en büyük sorun çevre kirliliği yaratmalarıdır. Bunların enerjiye dönüşümü için yanma işlemi gerçekleşmekte ve bu yanma esnasında da karbondioksit (CO₂) ve karbonmonoksit (CO) gazları açığa çıkmaktadır. Bu gazlar da insan sağlığı için çok tehlikelidir. Ayrıca sera etkisi de yaratarak, dünyanın ısınmasına neden olmaktadır. Yenilenebilir enerji kaynakları ise güneş enerjisi, rüzgar enerjisi, jeotermal enerji, hidrolik enerji, biomas, deniz-dalga enerjisi ve hidrojenidir. Yenilenebilir enerji kaynakları tekrar tekrar kullanılabilen enerji kaynaklarıdır. Rüzgar enerjisi, güneş enerjisi, hidrolik enerji, jeotermal enerji, deniz-dalga enerjisi, biomas ve hidrojen başlıca yenilenebilir enerji kaynaklarıdır. Bu kaynakların en önemli özellikleri çevre kirliliği yaratmamaları ya da çevreye zararlarının yok denecek kadar az olmasıdır.

OECD Ülkelerinde 2007 yılına ait kaynaklarına göre elektrik üretimi aşağıda Tablo 3.’de verilmiştir. 2007 yılı elektrik üretimine göre Türkiye, OECD Ülkeleri içerisinde toplam elektrik üretimini büyük oranda termik kaynaklarla sağlayan ülkeler

arasındadır. Termik kaynaklar içerisindeki en büyük pay gaz olup bu durum Türkiye'nin elektrik enerjisi üretim kaynakları açısından dışa bağımlı olduğunun bir göstergesidir. İsveç, Norveç, Kanada gibi hidrolik kaynaklar açısından zengin ülkelerin toplam elektrik üretimleri içerisinde hidroliğin payının, termik kaynakların önüne geçtiği görülmektedir.

Tablo 3. OECD Ülkelerinde 2007 Yılına Ait Kaynaklarına Göre Elektrik Üretimi

2007										
OECD ÜLKELERİNDE ELEKTRİK ENERJİSİ ÜRETİMİ (TWh)										
ÜLKELER	KÖMÜR	SIVI	GAZ	YENİLENEBİLİR ATIK	TERMİK TOPLAM	NÜKLEER	HİDROLİK TOPLAM	JEO TER-MAL	GÜNEŞ + RÜZGAR + DALGA	TOPLAM
AVUSTURALYA	194,25	2,18	39,17	2,03	237,63		14,72		2,62	254,97
AVUSTURYA	7,59	1,28	9,87	4,15	22,89		38,49		2,05	63,43
BELÇİKA	8,33	0,81	25,39	3,64	38,17	48,23	1,68		0,74	88,82
KANADA	115,74	9,85	40,70	8,46	174,75	93,49	368,52		3,08	639,84
ÇEK CUMHURİYETİ	54,88	0,12	3,18	1,20	59,38	26,17	2,52		0,13	88,20
DANİMARKA	19,89	1,28	6,91	3,86	31,94		0,03		7,18	39,15
FİNLANDIYA	21,96	0,47	10,54	10,10	43,07	23,42	14,18		0,58	81,25
FRANSA	28,20	6,16	21,99	5,51	61,86	439,73	63,66		4,59	569,84
ALMANYA	310,57	11,08	72,91	30,76	425,32	140,53	28,46		42,79	637,10
YUNANİSTAN	34,68	9,64	13,77	0,21	58,30		3,38		1,82	63,50
MACARİSTAN	7,48	0,54	15,23	1,71	24,96	14,68	0,21		0,11	39,96
İZLANDA	0,01	0,00		0,00	0,01		8,39	3,58		11,98
İRLANDA	7,67	1,98	15,47	0,13	25,25		1,02		1,96	28,23
İTALYA	49,74	35,41	172,65	6,95	264,75		38,48	5,57	5,09	313,89
JAPONYA	310,80	156,28	289,88	23,02	779,98	263,83	84,23	3,04	2,63	1133,71
KORE	170,71	25,18	82,36	0,57	278,82	142,94	5,04		0,52	427,32
LÜKSEMBURG			2,90	0,10	3,00		0,92		0,09	4,01
MEKSİKA	31,56	52,26	125,61	2,66	212,09	10,42	27,28	7,40	0,27	257,46
HOLLANDA	28,45	2,22	59,04	5,57	95,28	4,20	0,11		3,65	103,24
YENİ ZELANDA	3,13	0,00	11,98	0,78	15,89		23,52	3,46	0,98	43,85
NORVEÇ	0,14	0,03	0,73	0,44	1,34		135,05		1,08	137,47
POLONYA	147,64	2,30	3,06	2,89	155,89		2,94		0,52	159,35
PORTEKİZ	12,40	4,87	13,12	2,15	32,54		10,45	0,20	4,06	47,25
SLOVAKYA	5,22	0,71	1,62	0,50	8,05	15,33	4,62		0,06	28,06
İSPANYA	74,38	18,51	92,51	3,64	189,04	55,10	30,81		28,34	303,29
İSVEÇ	1,70	1,08	0,82	10,66	14,26	66,97	66,19		1,43	148,85
İSVİÇRE	-0,01	0,19	0,75	2,31	3,24	27,93	36,74		0,04	67,95
TÜRKİYE	53,42	6,53	95,03	0,21	155,19		35,85	0,16	0,36	191,56
İNGİLTERE	138,31	4,69	164,47	11,40	318,87	63,03	8,95		5,29	396,14
ABD	2118,45	78,14	915,20	71,65	3183,44	836,63	275,55	16,80	36,44	4348,86
OECD	3930,52	433,77	2306,85	217,26	6888,40	2272,64	1331,96	40,21	158,48	10691,69
DÜNYA	7756,50	1117,68	4125,93	258,50	13258,61	2719,06	3162,19	61,82	184,02	19385,70

Kaynak : TEİAŞ, www.teias.gov.tr, (10.11.2009)

2.1.1. Birincil Enerji Kaynakları

Yenilenemeyen enerji kaynaklarından günümüzde en verimli ve en çok kullanılan petroldür. Daha çok ulaşımda ve sanayide (elektrik üretiminde, ilaç, kimya, plastik sanayi vb.de hammadde olarak) kullanılmaktadır. Yakın gelecekte tükenme

tehlikesiyle karşı karşıya kalan petrol, ülkelerin ekonomik gelişmeleri için çok önemlidir. Petrol yataklarını keşfetmek ve çıkarmak yüksek maliyet ve yüksek teknoloji gerektirmektedir.

Petrol, 1859 yılında ABD’de keşfedilmiştir. Türkiye’de ise Cumhuriyetin kuruluşunu takip eden dönemde çalışmalar başlamış, 1926 yılında Petrol Kanunu çıkarılmıştır. Bu Kanunla petrol arama yetkisi devlet kurumlarına verilmiştir. 1935 yılında 2804 Sayılı “Maden Tetkik ve Arama Enstitüsü Kanunu” ile MTA kurulmuş, petrol arama ve sondaj faaliyetlerini yürütme görevini bu kurum almıştır (R.G., 22.06.1935 sayı:5378). Türkiye’de en büyük petrol sahası Raman’da olup, 1940 yılında petrol çıkarılmaya başlanmıştır. Türkiye’nin 1953 yılında kurulan Batman Rafinerisi dışında İzmir Aliağa, İzmit, Mersin Ataş ve Kırıkkale rafinerileri bulunmaktadır (TPAO, 03.05.2008). 1954 yılında 6327 Sayılı Yasa ile Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı kurularak petrolle ilgili faaliyetler bu kuruma verilmiştir. Türkiye’de petrol rezervleri yetersiz olmasına rağmen petrol üretimi çalışmaları yapılmaktadır. Ancak, ihtiyacı karşılayabilecek seviyede değildir. Arama ve üretim faaliyetlerinde, Türkiye’de yeterince çaba gösterilememiş, dolayısıyla dışa bağımlılık ve yüksek maliyetlerle karşı karşıya kalınmıştır.

Kömür, insanların keşfettikleri ilk fosil yakıttır. Çoğunlukla karbon, hidrojen ve oksijenden oluşur. Az miktarda kükürt ve nitrojen ile inorganik bileşenler ve mineral maddeler içerir. Kimyasal ve fiziksel olarak farklı yapıya sahip maden ve kayadır (TKİ, 2003: 17).

Türkiye’nin en önemli taş kömürü yatakları Zonguldak yöresinde, batıda Ereğli’den, doğuda İnebolu’ya kadar uzanan yaklaşık 200 km uzunluğundaki havzada yer almaktadır. Havzadaki mevcut rezerv 1,123 milyar ton olup, bunun 422,992 milyon tonu (%38) görünür durumdadır (DPT, 2001a: 4-11).

Ayrıca Antalya-Akseki ve Diyarbakır-Hazro yörelerinde de iki küçük taş kömürü yatağı bulunmaktadır. Bu küçük havzalardan ikincisinin (Diyarbakır-Hazro) rezervi 400 bin ton olarak tahmin edilmektedir (Doğanay, 1998: 506).

Türkiye’deki taş kömürü rezervleri sınırlıdır. Gerçekte de bu rezerv, örneğin Almanya’nın Ruhr Havzası’nın 25 milyar tonu bulan çıkarılabilir rezervinin ancak

%6'sını ve Ukrayna'nın Donbass Havza'sının 88 milyar tonu bulan rezervlerinin sadece %1,7 sine eşit olduğu anlaşılmaktadır (Doğanay, 1998: 505).

Zonguldak yöresindeki taş kömürü rezervleri, Zonguldak – Armutçuk, Zonguldak – Kozlu, Zonguldak – Üzülmöz, Zonguldak – Karadon, Bartın – Amasra havzalarında yer almaktadır. Bu havzaların rezerv miktarları aşağıdaki Tablo 4'de gösterilmektedir.

Tablo 4. Türkiye'nin Taşkömürü Rezervi

Birim: Ton					
SEKTÖR	HAZIR	GÖRÜNÜR	MUHTEMEL	MÜMKÜN	TOPLAM
Armutçuk	7883	15.859	9.169	1.339	34.250
Kozlu	2933	68.486	40.539	47.975	159.933
Üzülmöz	1471	137.369	94.342	74.020	307.202
Karadon	6511	132.502	159.162	117.034	415.209
Amasra	170	171.704	115.052	121.535	408.461
Toplam	18968	525.920	418.264	361.903	1.325.055

Kaynak : Türkiye Taş Kömürü Kurumu (TTK), www.taskomuru.gov.tr, (24.06.2009)

Zonguldak havzasında yapılan üretim ülkenin ihtiyaçlarını karşılayamamaktadır. Bu nedenle, 1970'li yıllardan bu yana önemli miktarlarda taş kömürü ithalatı yapılmaktadır. Türkiye'de 2005 yılının ilk sekiz ayı itibariyle gerçekleştirilen elektrik üretiminin %1,8'i taş kömürü ile üretilmiştir. (Tamzok, 2005: 296).

Türkiye'de rezervi en bol enerji kaynağı linyit kömürleridir. 2000 yılı verilerine göre 8.378.360.000 ton linyit rezervi bulunmaktadır (DPT,2001a: 4-9). En büyük linyit havzası 3,3 milyar ton ile Elbistan (Kahramanmaraş) havzası, ikinci büyük havza ise 626 milyon ton ile Soma havzasıdır. Tunçbilek havzasında 335 milyon ton, Seyitömer havzasında 158 milyon ton, Çan havzasında 91,2 milyon ton, Beypazarı – Çayırhan havzasında 383 milyon ton, Göynük – Himmetoğlu havzasında 39,2 milyon ton, Sivas Kangal havzasında, Etyemez, Hamal ve Kalbu çayırı sahalarında 155 milyon ton, Bursa havzasında 109 milyon ton, Konya havzasında, Beyşehir bölgesinde 220 milyon ton, Adana – Turfanbeyli havzasında 214 milyon ton, Tekirdağ – Saray havzasında 129 milyon ton, Çankırı – Orta havzasında 50 milyon ton, Adıyaman – Gölbaşı havzasında 50 milyon ton linyit rezervi bulunmaktadır (Güler, 2000: 280).

Dünya linyit rezervlerinin %70'i Eski SSCB (132 milyar ton), Almanya (43 milyar ton), Avustralya (43 milyar ton) ve ABD (135 milyar ton) de bulunmaktadır.

Türkiye'nin dünya linyit rezervleri içindeki payı %1,75'dir. Elektrik enerjisi üretiminin önemli bir bölümü linyite dayalı teknik santrallerde gerçekleşmektedir (Güler, 2000: 277).

Türkiye hem taşkömürü hem de linyit rezervleri dikkate alınırca dünya rezervleri arasında önemsiz bir ülke durumundadır. Ancak Ortadoğu Ülkeleri arasında bu kaynaklar bakımından en zengin ülkedir (Doğanay, 1998: 518).

Uluslararası Standartlar Örgütü (ISO) tarafından da desteklenen kalorifik değer, uçucu madde içeriği, sabit karbon miktarı, koklaşma ve kekleşme özellikleri dikkate alınarak, çeşitli ülkelere üyelerin oluşturduğu ve 1957 yılında kurulan Uluslararası Kömür Kurulu tarafından kömürler "sert kömürler" ve "kahverengi kömürler" olmak üzere iki gruba ayrılmıştır (DPT, 2004:12).

Fosil yakıt rezervleri içinde en uzun sürede tükenmesi beklenen kömür, petrolden sonra en çok kullanılan enerji kaynağıdır. En çok kullanıldığı alanlar sanayi, termik santraller ve ısınmadır.

Kömür kullanılan ilk termo-elektrik santrali Thomas Edison tarafından 1882 yılında ABD'nin New York kentinde kurulmuş, elde edilen elektrik ile de New York'un bir kısmı aydınlatılmıştır. 1960'lı yıllarda petrol kullanımı kömür kullanımını geçmeye başlamıştır. Buna rağmen hala enerji ihtiyacının %23,5'i ve elektrik üretiminin %39'u kömür kullanılarak sağlanmaktadır. Polonya (%94,7), Güney Afrika (%92,2), Avustralya (%76,9), Hindistan (%70,1), Danimarka (%55,1), Almanya (%52,2) ve ABD (%52,2) lik oranlarla elektrik üretiminde kömür kullanmaktadırlar (WCI, 11.11.2009).

Kömür üretim kapasitesinin artırılması, maliyetlerin düşürülmesi ve iyi bir rekabet ortamının sağlanması amacıyla, 1952 yılında Avrupa Kömür ve Çelik Topluluğu (AKÇT) kurulmuştur. Dampinglei önlemek ve bir serbest bölge kurmak amacıyla da asgari fiyatlar sistemi kurulmuştur (DPT, 2004:16).

Türkiye'de fosil kaynakların içinde en büyük rezerve sahip olan 8,3 milyar ton ile linyittir. Linyit Türkiye'nin hemen her bölgesinde bulunabilen bir enerji kaynağıdır. Türkiye'de kömür yataklarını işleten Türkiye Kömür İşletmeleri (T.K.İ.), 2002 yılında linyit üretiminin %61'ini gerçekleştirmiştir. T.K.İ. üretiminin %80'ini, elektrik

üretmek üzere termik santrallere vermiştir (ETKB, 2004: 70). Linyit Türkiye’de ısınma amacıyla da kullanılmaktadır.

Nükleer enerji, atom çekirdeğinin parçalanmasıyla meydana gelmektedir. Oluşan enerjiye çekirdeksel enerji ya da fisyon enerjisi denir. Nükleer enerjinin diğer türü ise füzyon enerjisidir. Bu da hafif atom çekirdeklerinin birleşmesinden meydana gelmektedir.

Nükleer enerji ilk defa askeri amaçla 1945 yılında kullanılmıştır. İlk nükleer elektrik 1955 yılında denizaltılarda kullanılmış, ilk nükleer santral de 1965 yılında işletmeye açılmıştır. Bu konularda, ABD’de General Electric ve Westinghouse şirketleri öncülük yapmıştır (TÜBİTAK(a), 2003).

Birçok ülke için alternatif enerji kaynağı olarak görülen nükleer enerji konusunda Türkiye, ilk adımı 1960 yılında atmış ve 1962 yılında Küçükçekmece’de 1 MW gücünde bir araştırma reaktörü kurmuştur. 2012 yılına kadar üç nükleer enerji santrali kurma planları yapılmaktadır (ETKB, 2007: 44).

Nükleer enerjinin en büyük dezavantajı, kaza riski ve radyasyon yayan tehlikeli atıkların oluşmasıdır. 1986 yılında yaşanan Çernobil kazası bu tehlikelere daha çok dikkat çekmiştir. Bu anlamda da Türkiye’de nükleer santrallere karşı olumsuz tepki vardır.

Avrupa Birliği Ülkeleri elektrik ihtiyacının %35’ini nükleer enerjiden sağlamaktadır. Almanya elektrik üretiminin %30’unu, Fransa %78’ini, Belçika %60’ını, Finlandiya %27’sini, İspanya %25,7’sini nükleer enerjiden karşılamaktadır. İsveç elektrik enerjisinin yarısını nükleer enerjiden sağlarken, Danimarka, İtalya, Portekiz, Yunanistan, İrlanda, Lüksemburg gibi ülkelerde nükleer santral bulunmamaktadır (Eler, 2003: 175).

Nükleer enerji konusundaki tereddütlerin kaynağı güven problemidir. 1986 yılında Ukrayna Çernobil Nükleer Santralinde meydana gelen patlamadan sonra güven kaygısı daha da artmıştır.

Avrupa Birliğinde, nükleer enerji üretiminin tamamı elektrik üretiminde kullanılmaktadır. Nükleer enerji ile elektrik üretiminde petrole bağımlılık azalmakta, bu durum fiyatlar üzerinde kontrol edici etki yaratmaktadır.

Milyonlarca yıl önce denizlerde yaşayan mikroskobik canlılar ölüp, okyanusların altında kıta kenarlarında birikmişlerdir. Zaman ile küçük taşlarla ve bitkilerle karışıp yeni bir katman oluşturmuşlar, bu şekilde petrol ve doğal gaz oluşumu başlamıştır (BOTAŞ, 1996: 1).

Doğal gaz, yeraltında gaz olarak ya da petrol içerisinde çözülmüş halde bulunur. Doğal gazın içeriği esas olarak metan gazıdır. Az oranda da etan ve propan gibi hidrokarbonlar bulunur. Renksiz ve kokusuz bir gazdır. Temizdir, kolay yanar ve parlar. Fosil kaynaklar içinde en yüksek verimli olanıdır. Üretiminin daha kolay olması ve rafine işlemi gerektirmemesi maliyetlerin düşmesine neden olmakta ve diğer fosil yakıtlara göre avantaj sağlamaktadır. Ayrıca petrol ve kömür gibi yakıtlara göre daha az çevre kirliliği yaratmaktadır. Günümüzde doğal gaz daha çok ısınma amaçlı kullanılmaktadır. Bunun yanı sıra sanayide ve elektrik üretiminde kullanılmaktadır (BOTAŞ, 2001: 74).

Doğal gaz düşük sıcaklıklarda (-160 oC) atmosferik basınçta sıvılaşır ve bu sıcaklığı korumak kaydıyla basınçsız kaplarda, tanklarda, sıvı olarak depolanabilir ve borularda sıvı olarak akıtılabilir.

Doğal gazın son 15 yılda inanılmaz bir hızla petrole alternatif yakıt olarak benimsenmesini sağlayan en önemli özelliği, temiz bir yakıt oluşu ve yanmasının son derece hassas olarak kontrol edilebilmesidir. Ayrıca, yanma atık gazlarındaki artık ısının büyük ölçüde geri kazanılmasına olanak sağlaması da diğer bir avantajıdır.

Doğal gaz birincil enerji kaynağıdır, çıkarıldığı hali ile tüketilebilmektedir (Budak, 1990: 13).

Doğal gaz ilk defa 1920 yılında ABD’de çıkartılmıştır (Yücel, 1994: 46). Türkiye’de ise ilk defa 1970 yılında Kumrular Bölgesinde bulunmuş ve 1976 yılında Pınarhisar Çimento Fabrikası’nda kullanılmıştır. Ancak rezerv ve üretim miktarının düşük olması nedeniyle yaygınlaşmamıştır. 1970’li yıllarda tüm dünyada yaşanan petrol krizi

nedeniyle Türkiye’de de yeni enerji kaynakları arayışına gidilmiş ve 1984 yılında Rusya ile doğal gaz konusunda anlaşma imzalanmıştır (BOTAŞ, 2001: 74).

Bunun ardından SOYUZGAZ EXPORT ile BOTAŞ 14 Şubat 1986 tarihinde doğal gaz alım-satım antlaşmasını imzalamışlardır. Anılan antlaşmanın süresi 25 yıl olarak öngörülmüştür. Anlaşmaya göre, 1987 yılından itibaren artan miktarlarda gaz alımı başlayacak, 1993 yılında maksimum miktar olan 5-6 milyar m³/yıl’a ulaşılacaktır. Ayrıca, doğal gaz için ödenecek olan bedelin %70’inin Türk ihraç mallarının alımında kullanılması öngörülmüştür (BOTAŞ, 1996: 4).

Doğal gaz, Ekim 1988’de Ankara’da konut ve ticari sektörde kullanılmaya başlanmıştır. Ardından Ocak 1992’de İstanbul’da, Aralık 1992’de Bursa’da, Eylül 1996’da İzmit’te ve Ekim 1996’da Eskişehir’de kullanıma sunulmuştur. Doğal gazın dağıtımını Ankara’da EGO, İstanbul’da İGDAŞ, İzmit’te İZGAZ, Bursa ve Eskişehir’de BOTAŞ tarafından yapılmaktadır (Bayraç, 1999: 11).

Doğal gaz rezervlerinin çoğu eski SSCB ve Orta Doğu’da yer almaktadır. Eski Sovyetler Birliği dünya doğal gaz rezervinin 56.7 trilyon m³ ile %38.7’sine, İran 23 trilyon m³ ile %15.7’sine, ABD 4.74 trilyon m³ ile %3.2’sine, Katar 8,49 trilyon m³ ile %5.8’ine sahiptir. 1998 yılı üretimleri ile doğal gaz rezervleri dünyanın yaklaşık 63.4 yıllık ihtiyacını karşılayabilecek düzeydedir (DPT, 2001a: 8).

Hidroelektrik enerjisi, suyun potansiyel enerjisinin kinetik enerjiye dönüştürülmesi ile elde edilir. Elde edilen enerji miktarı suyun düşü ve debisine bağlı olarak değişir. Suyun ucuz ve uzun vadeli kullanılabilir olması avantajlarının yanında, baraj ve santrallerin yüksek maliyetli olması hidroelektrik enerjisi için dezavantaj oluşturmaktadır. Ayrıca, nehir ve göllerin doğal dengesini bozması ve dolayısıyla flora-fauna (bitki-hayvan) yaşamını bozması ve iklimsel değişikliklere neden olması da başka dezavantajlardır.

Türkiye hidroelektrik enerji potansiyeli açısından Avrupada Norveç’ten sonra ikinci sırada yer almaktadır. Türkiye’nin hidroelektrik enerjisi potansiyeli 433.000 GWh olup, dünyadaki potansiyelin %1’ine, Avrupa’nın potansiyelinin %16’sına karşılık gelmektedir (DSİ, 03.04.2008).

Hidroelektrik santraller, akarsular üzerinde kurulmaktadır. Hammaddesi akarsu debileridir. Hidroelektrik santrallerin yatırım süresi uzun, işletme giderleri az olup, ancak yatırım maliyetlerinin tespitinde çevreye ve iklim koşullarına etkileri göz önünde bulundurulmalıdır.

Jeotermal enerji, yer kabuğundaki magmadan kaynaklanan birikmiş ısıdır. Yeryüzündeki çatlaklardan sıcak su ya da buhar olarak çıkmaktadır. Jeotermal enerjinin düşük (20° - 70°) ve orta (70° - 150°) ısılarından ısınma amacıyla, yüksek (150° den yüksek) ısısından elektrik üretmek amacıyla yararlanılır. Elektrik üretiminde kullanılan sıcak su veya buhar sondajlarla yeryüzüne çıkarılır ve santrallerde elektrik enerjisine dönüştürülür (TÜGİAD, 2003: 14).

Türkiye'nin jeotermal enerjiden elektrik üretme potansiyeli dünyada yedinci sıradadır. MTA'ya göre Türkiye'nin jeotermal enerji kapasitesi 3.349 MW'dır (MTA, 01.09.2009). Yüzey sıcaklığı 40° C'nin üzerinde çok sayıda bölge olmasına rağmen sadece beş bölgede elektrik üretimi mümkündür. Türkiye'de sadece 20,4 MW gücünde bir jeotermal elektrik santrali Denizli Sarayköy'de yer almaktadır (TÜBİTAK (b), 03.09.2009).

Dünyada jeotermal enerji bakımından ABD, Filipinler, Endonezya, Japonya ve İtalya önde gelen ülkelerdir. Dünyadaki toplam jeotermal kurulu güç ise 8.274 MW'dır (MTA, 01.09.2009).

Jeotermal enerjinin bir kısmı ise konutlarda ısıtma amaçlı olarak tüketilmektedir. Birincil enerji kaynaklarının tükenme tehlikesi ve yenilenebilir enerji kaynaklarının sağladığı avantajlar nedeniyle jeotermal enerji önemlidir.

Güneşten, direkt ve endirekt olarak yararlanılmaktadır. Direkt yöntem, güneş enerjisinden faydalanılarak termal uygulama ve doğrudan ya da dolaylı elektrik üretimi, endirekt yöntem ise fotosentez ve buharlaşma gibi doğal yollardır. Güneş enerjisinden yararlanılmaya, 1960 yılında Fransa'da kurulan güneş fırınıyla başlanılmıştır. Günümüzde daha çok su ve alan ısıtmada kullanılmaktadır.

Türkiye coğrafi konumu nedeniyle önemli miktarda güneş enerjisi potansiyeline sahiptir. Yıllık ortalama güneş alma süresi 2.640 saattir. Ancak, Elektrik İşleri Etüt İdaresi (EİEİ) ölçümlerine göre Türkiye'nin güneş enerjisi potansiyelinin daha fazla

olduğu tahmin edilmektedir. Güneş enerjisi potansiyelinin en fazla olduğu bölge, Güneydoğu Anadolu Bölgesi olurken, ikinci sırada Akdeniz Bölgesi yer almaktadır. En az güneş enerjisi potansiyeli ise Karadeniz Bölgesindedir. Güneş enerjisi sadece sıcak su elde edilmesinde kullanılırken, bu sistemlerin çoğu Akdeniz ve Ege bölgelerinde bulunmaktadır.

Rüzgar enerjisinden, mekanik enerji ve elektrik enerjisi olarak faydalanılmaktadır. Mekanik enerji kullanımı, rüzgar değirmenleri yoluyla sağlanmaktadır. Elektrik enerjisi kullanımı ise, türbin tarafından rüzgar enerjisinin mekanik enerjiye dönüştürülmesi ve mekanik enerjinin de jeneratör aracılığıyla elektrik enerjisine dönüşmesi şeklinde olmaktadır. Tüm bu sistemlerde rüzgarın hızı, yönü ve sıklığı önemli etkindir. Rüzgar enerjisi çevre dostu bir kaynaktır.

Türkiye rüzgar enerjisi potansiyeli açısından zengin bir ülkedir. İlk rüzgar santrali 1998 yılında eşme Germiyan’da kurulmuştur ve kapasitesi 1,74 MW’tır.

Deniz-dalga enerjisi, gel-git olayları ve /veya okyanus akıntısı nedeniyle yer değiştiren su kütlelerinin sahip olduğu kinetik veya potansiyel enerjinin elektrik enerjisine dönüştürülmesidir. Ayrıca suyun ısısından ve tuzundan da yararlanılarak enerji elde edilebilmektedir. İlk uygulama gel-git olayı ile Fransa’nın nl Ranse Irmağında 1966 yılında yapılmıştır. Burada toplam dört adet türbinden 240 MW’lık enerji elde edilmektedir (Dunn, 2001: 122).

Biyomas, hayvansal ve bitkisel atıkların işlenmesiyle elde edilmektedir. Biyomas enerjisi insanoğunun yıllarca kullandığı enerji kaynağı olup, günümüzde daha çok gelişmekte olan ülkelerde kullanılmaktadır.

Hidrojen, doğada çok miktarda bulunan hafif, görünmez ve kokusuz bir gazdır. Çok amaçlı kullanılan bir yakıttır. Isınmada, elektrik üretiminde, hammadde olarak kimya sanayide ve motorlu taşıtlarda kullanılmaktadır.

2.1.2. İkincil Enerji Kaynağı; Elektrik Enerjisi

Doğadaki diğer enerji kaynaklarının kullanılması ile elde edilmektedir. Geçmişi 1820’li yıllara dayanan elektrik enerjisi, günümüzde yaşamımızın her alanında kullanılan ve vazgeçilmez bir kaynaktır. Geniş kullanım alanı nedeniyle elektrik

enerjisi tüketimi her geçen gün artmaktadır. Aynı zamanda ülkelerin gelişmişliği açısından da önemli bir göstergedir. Tek dezavantajı, kısıtlı depolanması ve/veya depolama maliyetinin yüksek olması nedeniyle, ani arz – talep değişikliklerinde elektrik üreticilerinin çalışma sistemlerinin etkilenmesidir.

Elektrik enerjisinde kalite, tüketicilere elektrik hizmetlerinin sabit gerilim ve sabit frekans altında kesintisiz olarak verilmesidir. Sanayi üretiminin kaliteli ve verimli olması temel girdi olan elektriğin kalitesine bağlı olduğundan, elektrik enerjisinde kalitenin sağlanması çok önemlidir.

Hizmette kalitenin sağlanması yatırımların gerçekleşmesine bağlıdır. Tüketicilere sabit gerilim altında elektrik verilmesi, iletim ve dağıtım sisteminde yeterli dağıtım kapasitesine bağlıdır. Sabit frekans ise, sistemin çeşitli yüklenme durumlarına karşılık yeterli kapasitede üretim ünitesinin mevcut olmasına bağlıdır. Kesintisiz hizmetin sağlanması da, sistemde yeterli sayıda ve kapasitede jeneratör birimine, yedek hat kablo ve trafo olmasına, sistemin sürekli ve düzenli bir şekilde bakımının yapılmasına, kaliteli personele ve bilgisayar destekli izleme ve kontrol mekanizmasının kurulmasına bağlıdır (Şensoy ve Sevaioğlu, 1994: 235).

Elektrik, sanayileşmede, dolayısıyla da toplumsal refah ve ülkenin gelişmişliğinde çok önemlidir. İkincil enerji kaynağı olan elektrik üretiminde, yenilenebilir ve yenilenemeyen enerji kaynakları kullanılmaktadır. Bütün sektörlerde girdi olması, başta sanayi olmak üzere birçok alanda rekabet edilebilirliğin ölçütü olması onu diğer sektörlerden farklı konuma getirmektedir. İletim ve denetim kolaylığının olması, her yere taşınabilmesi ve çevre kirliliği yaratmaması elektrik enerjisini üstün kılmaktadır.

Elektrik enerjisinin tren, tramvay, trolleybüs gibi ulaşım araçlarında kullanılması, şehircilik planlamasında ulaşım imkanlarını arttırmıştır. Düşük voltajlı elektriğin kimyasal olarak akülerde depolanabilmesi, küçük jeneratörlerle elektrik üretilebilmesi ile de otomobil, otobüs, uçak, tren gibi ulaşım araçlarında aydınlatma, ısıtma vb. amaçlarla kullanılabilmesi günlük yaşamı daha konforlu hale getirmektedir. Ayrıca meskenlerde ve mesken dışı alanlarda aydınlatma amacıyla kullanılması birçok hizmetin sağlıklı olarak sunulmasını sağlamaktadır.

Elektrik enerjisi sektöründe maliyetlerin yüksek oluşu, yüksek voltajlı elektriğin depolanamaması nedeniyle üretildiği anda kullanılması zorunluluğu bir dezavantajdır.

Elektrik enerjisinin kullanılması her alanda teknolojik gelişmeyi de beraberinde getirmektedir. Teknolojik gelişme sanayileşmeyi, sanayileşme de insanoğlunun yaşam kalitesini arttırmaktadır. Dolayısıyla da kullanılan elektrik enerjisi toplumsal gelişmişliğin bir göstergesidir.

2.2. Türkiye’de Elektrik Üretimini Yapısı

Bütünü göz önüne alındığında, genel olarak, elektrik arz endüstrisi doğal tekel, dışsallıklar ve kamu malları özelliklerini gösterse de endüstrinin alt piyasaları aynı özellikleri göstermeyebilmektedir.

Gilbert ve diğ., (1996: 2) elektriğin, ölçek ekonomisi ve sermaye yoğun özelliğinin olması, değişken talepli ve stoklanamıyor olması, gereklilik veya toplum için zorunluluğu, tüketiciyle doğrudan bağlantısının olması gibi özellikleri nedeniyle doğal tekel özelliğine sahip olduğunu belirtmişlerdir.

Dışsallık, bir üretici yada tüketicinin başkalarının üretim yada tüketim kararından fayda ya da zarar görecektir şekilde etkilenmesi, faydalanmışsa bunun bedelini ödememesi, zarar görmüşse bunu tazmin edememesi olarak tanımlanabilir (Türkay, 2000: 323). Örneğin elektrik iletim ağına yapılacak eklemelerden, tüm üreticiler ve tüketiciler faydalanmaktadır.

Elektrik endüstrisi, fonksiyonel olarak dört kısımdan oluşmaktadır;

- 1- Üretim
- 2- İletim
- 3- Dağıtım
- 4- Arz

Eskiden dahil edilmese de son zamanlardaki elektrik sektörüne ait reform çalışmalarında, arz da farklı ve ayrı bir kısım olarak ele alınmaktadır. Elektrik endüstrisinde, arz piyasası denildiği zaman elektriğin (toptan veya perakende) pazarlanması/satılması anlaşılmaktadır.

Üretim, başka bir enerji türünün (petrol, doğal gaz, kömür, nükleer güç, su gücü, yenilenebilir yakıt, rüzgar tribünleri, vb.) elektrik enerjisine dönüştürülmesi işlemidir. Elektrik üretiminin başlıca maliyetleri yakıt fiyatları, sermaye maliyetleri, işletme ve bakım masraflarıdır. Üretimin maliyetini etkileyen bir diğer faktör de kullanılan üretim teknolojisidir. Nükleer üretimin yatırım maliyetleri yüksek olmasına rağmen, işletme ve yakıt maliyetleri düşüktür. Su ve fosil yakıtla üretimde de değişken maliyetler düşüken, kömür, doğal gaz ve benzinle üretimin değişken maliyetleri yüksektir. Üretimde en az maliyet - yararlık sırası takip edilir. Burada amaç elektrik üretimindeki girdilerin maliyetlerinin farklılığından ve değişik üretim teknolojilerinin avantajlarından faydalanmaktır. Örneğin, genellikle, değişken maliyetleri düşük olan su ve nükleer, baz yük (base load) için kullanılırken, fosil yakıtlı santraller pik yük (peak load) için kullanılırlar. Üretim santrallerinin çeşitliliği değişken talepli elektriğin arz-talep dengelenmesinin optimizasyonuna (etkinliği artırarak ve nihai fiyatların düşmesine yol açarak) fayda sağlamaktadır.

İletim, elektrik santrallerinde üretilen elektriğin, yüksek gerilim hatları üzerinden dağıtım hatlarına veya doğrudan iletim hattına bağlı olan tüketicilere ulaştırılması işi olup, kısaca yüksek gerilimli elektriğin nakliyesi şeklinde tanımlanabilir. Enterkonnekte sistemin kurulabilmesi için, iletimin üretime bağlı olması ve oradan elektrik alması gerekmektedir. İletim, sadece elektriğin nakliyesi işleminden sorumlu olmakla kalmayıp, elektrik arz endüstrisinin bel kemiği rolünü de üstlenmiştir. Farklı yerlerdeki üreticilerin şebekeye elektrik aktarmasını sağlarken, arz güvenliğinden (elektriğin uygun voltajda ve frekansta olması, sistemin çökmemesi, vb.) de sorumludur. İletim, ölçek ekonomisi ve ağ dışsallığı özelliklerini taşımaktadır. Örneğin iletme yapılacak yatırımlardan, güvenilirliğin artması ve maliyetlerin düşmesi neticesinde, enterkonnekte sistemdeki herkes fayda sağlayacaktır. İletimde rekabeti sağlamak amacı ile ikinci bir iletim hattının çekilmesinin, hem fiziksel hem de finansal olarak imkansız olduğu düşüncesi, iletimin doğal tekel özelliği taşıdığı sonucunu ortaya çıkarmaktadır.

Dağıtım, alçak gerilimli elektriğin nakliyesidir. Alçak gerilimli elektrik taşıyan kablolardan oluşan yeni bir hattın çekilmesi hem fiziksel olarak zordur, hem de yüksek yatırım maliyetleri olduğu için doğal tekel özellikleri taşımaktadır.

Arz, elektriğin nihai kullanıcıya satılması işlemidir. Ölçüm, faturalama ve pazarlama işlemlerini içeren arz, toptan veya perakende şeklinde olabilmektedir.

Genel olarak, iletim ve dağıtım doğal tekel özellikleri taşıırken, üretim ve arz rekabetçi piyasaların özelliklerini göstermektedir. İletim ve dağıtımda rekabet edebilecek ikinci bir hattın kurulması zor olmasına rağmen, bu hatlarda taşınan elektrikle ilgili olarak verilen hizmetin (elektriğin arzı) rekabete açılması mümkündür. İletim ve dağıtımda teknelci altyapı üzerinde münhasır haklara sahip olunurken, söz konusu altyapı üzerinden yapılan hizmetler, üçüncü şahısların erişimine açılabilir. Örneğin, iletim hattından akan elektriğin pazarlanması/satılması aşamasında üçüncü şirketler yer alabilmekte ve elektriğin toptan satış pazarında rekabet yaşanabilmektedir. Aynı şekilde, dağıtım hattı teknelcinin elinde olmasına rağmen, belli bir ücret karşılığında, bu hat üzerinden akan elektriğin perakende satış şirketleri tarafından pazarlanması mümkün olabilmektedir.

Elektrik endüstrisi üç ana dala ayrılabilir. Üretim aşamasında elektrik, suyun akış gücü kullanılarak hidroelektrik santrallerde, fosil yakıtların yakılması yoluyla termik santrallerde, jeotermal enerjiyle, rüzgar gücü, güneş enerjisi gibi yenilenebilir kaynaklarla yada nükleer reaksiyon yoluyla nükleer santrallerde elde edilmektedir. İletim aşamasında santrallerde üretilen yüksek voltajlı elektrik, santrallerin bulunduğu alanlardan dağıtım bölgelerine yüksek gerilim hatları ile taşınmaktadır. Dağıtım aşaması ise iletim hatları ile gelen elektriğin daha düşük voltajlarla hane halkı ve iş dünyasına aktarılmasıdır.

Elektriğin toptan ve perakende satışı birbirlerine benzer özellikler gösterse de toptan satışlar daha çok iletim aşamasında büyük ölçeklerde, perakende satışlar ise daha çok dağıtım aşamasında, nihai kullanıcılar olan iş dünyası ve hane halkı seviyesinde gözlenmektedir.

Elektrik enerjisi üretimi için girdiler kömür, doğalgaz, petrol vb. fosil yakıtlar, nükleer yakıtlar ve su, rüzgar, güneş gibi yenilenebilir kaynaklardır. Elektrik endüstrisinde üretim sermaye yoğun olup, batık maliyetler (üretim yada tüketim sürecinde katlanılan ancak sürecin durdurulması halinde geri iadesi mümkün olmayan harcama) söz konusudur. Sermaye yoğunluğu, kullanılan enerji kaynağı ve buna bağlı olarak tesis edilen teknolojiye göre değişmektedir. Nükleer santraller, kullanılan teknoloji nedeniyle

en yüksek sabit sermaye maliyetine ancak düşük işletme maliyetlerine sahiptir. Sürekli faaliyet halinde tutulmaları ve talebin düşük olduğu zamanlarda hizmet vermeleri halinde etkinlik sağlamaktadırlar. Hidroelektrik santraller de nükleer santraller gibi diğer üretim tesislerine göre yüksek sabit ve düşük değişken maliyetlere sahiptir. Termik santraller ise göreceli olarak daha düşük sabit ve daha yüksek işletme maliyetlerine sahiptir. Özellikle kömürle çalışan santrallerde girdi maliyetlerinin yüksekliği, bu santrallerin talebin yüksek olduğu zamanlarda devreye sokulmasını gerekli kılmaktadır. Teknolojik gelişmeyle beraber işletme maliyetleri daha düşük olan doğalgaz çevrimli santrallerin ortaya çıkması, son yıllarda endüstrideki yatırımları önemli ölçüde etkilemiş ve bu tip santrallerin sayısında gelişmiş ülkelerde kömürle çalışan üretim tesislerine göre hızlı bir artış görülmüştür.

Teknolojik gelişmeler nedeniyle üretim ölçeğindeki bu değişimin, üretimde merkezi anlayışın terk edilmesi ve rekabetin tesisi yönünde önemli etkisi olduğunu söylemek mümkündür. Ancak etkin bir sistemin yukarıdaki santral tiplerinin bir kombinasyonundan oluşması gerektiği de genel kabul görmüş bir yaklaşımdır.

Kısa dönemde elektrik arzı, santrallerin kapasiteleri ile sınırlı olduğundan, arz güvenliği, toplam kapasitenin talebin üstünde olmasını zorunlu kılmaktadır. Santrallerin faaliyete geçmesi esnasında önemli büyüklükte başlama maliyetleri söz konusudur. Bu nedenle, santralin faaliyetinin durdurulup tekrar başlatılması yerine, üretimin gerçekleşmediği durumda da hazır tutulması daha etkindir. Her koşulda arz güvenliği, diğer santrallerin üretiminde meydana gelebilecek aksaklıklara ya da ani talep artışlarına karşı yedek bir kapasitenin hazır bulundurulmasını gerektirmektedir.

Elektriğin iletimi oldukça maliyetli olup, santrallerin tür ve büyüklüğüne göre etkinlik yalnızca talep değil, arz koşullarına göre de değişmektedir. Bu arz koşulları iletim ile üretim arasındaki yakın ilişkinin açıklanmasını gerektirmektedir. Sermaye yoğun olan iletim faaliyetinde, yüksek batık maliyetler söz konusudur. İki yerleşim birimi arasında birkaç iletim hattının tesis edilmesi etkin olmadığından ve iletim faaliyeti ülke çapında optimizasyon gerektirdiğinden, endüstrinin bu bölümü doğal tekel niteliği arz etmektedir.

Elektriğin iletimi A üreticisinin B alıcısına sattığı elektriğin fiziksel olarak A'nın bulunduğu bölgeden B'nin bulunduğu bölgeye hareket etmesi anlamına

gelmemektedir. Gerçekte üretici elektriği belli bir noktadan sisteme iletmekte, alıcı ise başka bir noktadan çekişi gerçekleştirmektedir. Bu anlamda alıcının tüketeceği elektrik A'nın üretim tesislerinden çıkan elektrik değildir. Elektrik akışı iletim sisteminde belirli noktalara doğru yönlendirilememektedir. İletim, fizikte Kirchoff yasası adı verilen kurala göre direncin en az olduğu hattı takip etmektedir.

Arz ve talep arasındaki dengenin sistem içinde sürekli olarak muhafaza edilmesi oldukça önemli bir konudur. Aksi takdirde elektrik kesintileri söz konusu olacaktır. Bu elektrik dengesinin sağlanabilmesi üretim ile iletim arasında dakika dakika koordinasyonu gerektirmektedir. Bu geleneksel olarak, üretim ile iletimin dikey bir şekilde birleştirilmesinin temel nedenidir.

İletim sisteminde, hatların ve trafoların inşa ve bakım maliyetleri yanı sıra elektrik kayıplarından kaynaklanan maliyetler de söz konusudur. Kayıp oranı iletim hatlarındaki net güç akışının artan bir fonksiyonu olarak tanımlanmaktadır.

Bölgesel dağıtım şirketleri, ulusal iletim şebekesi noktalarından yüksek voltajlı elektriği alarak voltaj seviyelerini trafolar yardımıyla endüstriyel ve diğer tüketici kullanımına uygun düzeylere indirmektedir. Dağıtım da iletim gibi yoğun sermaye, batık maliyet ve doğal tekel koşulları ile karakterize edilen niteliklere sahiptir. İletime göre tek farkı hizmetin bölgesel ve yerel olma özelliğidir.

Elektriğin son tüketicilere perakende arzı, genellikle bölgesel dağıtım firmaları tarafından yapılmakla birlikte, bazı endüstriyel tüketicilere doğrudan iletim hattı üzerinden hizmet verilebilmektedir. Bununla birlikte A bölgesindeki bir tüketiciye elektriğin fiziksel olarak dağıtımının A bölgesinde ki dağıtım firmasının hatları yoluyla gerçekleştirilmesi, perakende satışın da söz konusu firma tarafından yapılması gerektiği anlamına gelmemektedir. Toptan alım, pazarlama, faturalama gibi faaliyetler, üretici şirketler, diğer bölgelerdeki dağıtım şirketleri veya bağımsız perakende satış şirketleri tarafından da gerçekleştirilebilen türde faaliyetlerdir. Öte yandan tüketicilerin bölgelerindeki dağıtım şirketlerine bağımlı olmaması, sayaç sistemlerinin rekabete izin verecek şekilde geliştirilmesine önemli ölçüde bağlıdır (Paşaoğlu, 2003: 41).

2.3. Türkiye’de Elektrik Üretimi

Tüm dünyada teknolojinin gelişmesine paralel olarak, günlük yaşamda ve sanayide elektrikli araç kullanım oranları artmaktadır. Bunun sonucunda da özellikle gelişmekte olan ülkelerde elektrik enerjisi talebini karşılayabilme sorunları gündeme gelmeye başlamıştır.

Kullanıcıların ağırlıklı olarak sanayi, mesken ve ticarethaneler olması ve bu grupların elektrik enerjisi taleplerine bağlı olarak, elektrik enerjisi sektörünün kesintisiz ve talebe cevap verecek şekilde planlanması önem arz etmektedir. Elektrik enerjisinin kullanıcı gruplara göre dağılımına baktığımızda, 2005 yılı Ekim – Kasım - Aralık dönemleri itibariyle, sanayi-otoprodüktör kullanımı %41.48 iken, meskenler %25.38, ticarethaneler ise %13.92 kullanım oranı ile en yüksek grupları oluşturmaktadır (TÜİK, 2006).

1998 – 2007 yılları arası Türkiye Elektrik Sistemi Puant Güç ve Enerji talebi Tablo 5’de verilmektedir.

Tablo 5. Türkiye Elektrik Sistemi Puant Güç ve Enerji Talebi

YILLAR	PUANT GÜÇ TALEBİ (MW)	ARTIŞ %	ENERJİ TALEBİ (GWh)	ARTIŞ %
1998	17.799	5,2	114.023	8,1
1999	18.938	6,4	118.485	3,9
2000	19.390	2,4	128.276	8,3
2001	19.612	1,1	126.871	-1,1
2002	21.006	7,1	132.553	4,5
2003	21.729	3,4	141.151	6,5
2004	23.485	8,1	150.018	6,3
2005	25.174	7,2	160.794	7,2
2006	27.594	9,6	174.637	8,6
2007	29.249	6,0	190.000	8,8

Kaynak : TEİAŞ, www.teias.gov.tr, (15.04.2009)

Tablo 5. de görüldüğü üzere Türkiye'nin yıllar itibariyle 2001 yılı hariç enerji talebinin sürekli arttığı görülmektedir. Bu artışla beraber aynı oranlarda puant güç talebinin de arttığı görülmektedir.

2008–2017 yılları arası talep tahminleri ise Tablo 6. da verilmiştir. Tablo 5. de görülen enerji talebindeki artışın Tablo 6. da görüldüğü gibi 2017 yılına kadar aynı oranlarda artarak yükseleceği tahmin edilmektedir. Aynı durum puant talebi için de söz konusudur.

Tablo 6. 2008 – 2017 Yılları Arası Talep Tahmini

YILLAR	PUANT TALEP		ENERJİ TALEBİ	
	MW	ARTIŞ %	GWh	ARTIŞ %
2008	32.478	-	204.000	-
2009	35.053	7,9	219.013	7,4
2010	37.832	7,9	236.182	7,8
2011	40.716	7,6	253.837	7,5
2012	43.819	7,6	272.812	7,5
2013	47.159	7,6	293.205	7,5
2014	50.753	7,6	315.123	7,5
2015	54.622	7,6	338.679	7,5
2016	58.560	7,2	363.695	7,4
2017	62.782	7,2	390.559	7,4

Kaynak : TEİAŞ, www.teias.gov.tr, (15.04.2009)

TETAŞ'ın faaliyetlerine başladığı 01.10.2001 tarihinden, Dengeleme Uzlaştırma Yönetmeliğinin (DUY) nakdi uygulamalarının başladığı 01.09.2006 tarihine kadar, portföyünde bulunan müşterilerine satışını gerçekleştirdiği elektrik enerjisini, Yap İşlet(Yİ), Yap İşlet Devret(YİD), İşletme Hakkı Devri(İHD) Santralleri ile ithalat yoluyla ve tüm kapasitesi TETAŞ'a tahsis edilen EÜAŞ santralleriyle karşılamıştır. Anılan döneme ait TETAŞ'ın Türkiye elektrik piyasasındaki payı %85 civarındaydı. 1 Ağustos 2006 tarihinden sonra Geçiş Dönemi Sözleşmelerinin (GDS) yürürlüğe girmesiyle birlikte TETAŞ'ın alım/satım portföy yapısı ve Türkiye elektrik piyasasındaki payı 2008 yılı verilerine göre % 43'e gerilemiş olup, artan ülke elektrik

tüketim miktarına göre TETAŞ'ın elektrik piyasasındaki payı azalmaya devam edecektir.

2008 yılı sonu itibariyle elektrik piyasasının durumu;

Kurulu güç 41.806 MW (Hidrolik %33, termik %66)

Tüketim 198 TWh

Üretim 198,3 TWh, kamu %57,4 – özel sektör %42,6

Üretimde doğal gaz %48,2, kömür %29, hidrolik %16,8

EPDK tarafından özel sektöre üretim faaliyeti için verilen lisansların kurulu güç toplamı (35.395,2 MW)

Lisans başvurularının kaynak/yakıt türü bazında dağılımı (Hidrolik %36, doğal gaz %25, kömür %19, rüzgar %9) şeklinde olmuştur. (TEİAŞ, 15.04.2009)

2007 yılında ise, 187.7 milyar kWh olarak tahmin edilen toplam elektrik enerjisi üretimi bir önceki yıla göre %8.6 artış ile 191.5 milyar kWh ve 185.2 milyar kWh olarak tahmin edilen elektrik enerjisi tüketimi de bir önceki yıla göre %8.8 artış ile 190.0 milyar kWh olarak gerçekleşmiştir (Tablo 7). 2007 yılı sonu itibariyle Türkiye toplam kurulu gücü 40835.7 MW olup, bu gücün kuruluşlara dağılımı Tablo 8'de verilmektedir.

Tablo 7. 2007 Yılı Elektrik Üretim Programı ve Gerçekleşmesi (GWh)

KURULUŞLAR	2007 Yılı Programı	2007 Yılı Revize Programı	2007 Yılı Gerçekleşme	Gerçekleşme %
EÜAŞ SANT.	70.766	75.700	73.839	38,37
ADÜAŞ SANT.			216	0,11
EÜAŞ'A BAĞLI ORT.SANT.	15.485	19.098	18.486	9,61
MOBİL SANTRALLAR	101	138	797	0,41
İŞLETME HAKKI DEVR SANT.	4.141	4.480	4.268	2,22
YAP-İŞLET-DEVRET SANT.	14.674	14.455	14.256	7,41
YAP-İŞLET SANTRALLAR	46.013	44.946	44.970	23,37
SERBEST ÜRETİM ŞİRKETLERİ	16.124	17.927	19.399	10,08
OTOPRODÜKTÖRLER	20.430	16.324	15.325	7,96
EÜAŞ DIŞINDAKİ ÜRETİM TOPLAMI	116.968	117.368	117.719	61,18
TÜRKİYE ÜRETİM TOPLAMI	187.733	193.068	191.558	99,55
DIŞ ALIM TOPLAMI	540	743	864	0,45
TÜRKİYE ÜRETİMİ + DIŞALIM	188.273	193.811	192.422	-
DUŞ SATIM TOPLAMI	3.093	2.873	2.422	-
TÜRKİYE TÜKETİMİ	185.180	190.938	190.000	-

Kaynak : TEİAŞ, www.teias.gov.tr, (15.04.2009)

Tablo 8.'e bakıldığında 2007 yılı itibari ile kurulu gücün yaklaşık yarısının kamunun elinde bulunduğu görülmektedir. Bu kamu gücünün yarıdan fazlasının da hidrolik güç olduğu anlaşılmaktadır.

Tablo 8. 2007 Yılı Kurulu Güç Dağılımı

		KURULU GÜÇ MW	TOPLAM GÜÇ MW	%
EÜAŞ SANTRALLARI	TERMİK	8.690,9	20.041,2	49,1
	HİDROLİK	11.350,3		
EÜAŞ'A BAĞLI ORTAKLIK SANTRALLARI	TERMİK	3.834,0	3.834,0	9,4
ADÜAŞ SANTRALLARI	TERMİK	30,0	141,3	0,3
	HİDROLİK	111,3		
İŞLETME HAKKI DEVREDİLEN SANTRALLAR	TERMİK	620,0	650,1	1,6
	HİDROLİK	30,1		
MOBİL SANTRALLAR	TERMİK	262,7	262,7	0,6
YAP-İŞLET SANTRALLARI	TERMİK	6.101,8	6.101,8	14,9
YAP-İŞLET-DEVRET SANTRALLARI	TERMİK	1.449,6	2.449,0	6,0
	RÜZGAR	17,4		
	HİDROLİK	982,0		
SERBEST ÜRETİM ŞİRKET SANTRALLARI	TERMİK	3.130,3	3.621,0	8,9
	RÜZGAR	127,7		
	HİDROLİK	363,0		
OTOPRODÜKTÖR SANTRALLAR	TERMİK	3.175,2	3.734,6	9,1
	RÜZGAR	1,2		
	HİDROLİK	558,2		
TÜRKİYE TOPLAM KURULU GÜÇ	TERMİK	27.294,5	40.835,7	100,0
	RÜZGAR	146,3		
	HİDROLİK	13.394,9		

Kaynak : TEİAŞ, www.teias.gov.tr, (15.04.2009)

Türkiye elektrik enerjisi üretiminde kamu kurumlarının yanı sıra özel sektör kuruluşları da yer almıştır. Türkiye’de özelleştirme kavramı, 1984 yılında 3096 sayılı yasanın yürürlüğe girmesi ile güncel hale geldiyse de bu tarihin daha öncesinde elektrik üretiminde ÇEAŞ ve KEPEZ gibi imtiyazlı özel şirketler yer almıştır. 1984 yılından 2007 yılı sonuna kadar kurulu güç ve elektrik üretim miktarlarının yıllara göre gelişimi aşağıda Tablo 9 ve Tablo 10’da gösterilmektedir.

Tablo 9. Türkiye Kurulu Gücünün Kamu ve Özel Sektör Olarak Gelişimi

	KURULU GÜÇ (MW)										
	KAMU SANTRALLARI				ÖZEL SANTRALLARI				TÜRKİYE TOPLAMI		
	TERMİK	HİDROLİK	TOPLAM	PAY (%)	TERMİK	HİDROLİK	TOPLAM	PAY (%)	TERMİK	HİDROLİK	TOPLAM
1984	3545,4	3644,2	7189,6	85,0%	1041,4	230,6	1272,0	15,0%	4586,8	3874,8	8461,6
1985	4150,4	3644,2	7794,6	85,5%	1096,4	230,6	1327,0	14,5%	5246,8	3874,8	9121,6
1986	5144,3	3644,2	8788,5	86,9%	1093,4	233,3	1326,7	13,1%	6237,7	3877,5	10115,2
1987	6293,4	4720,1	11013,5	88,1%	1198,4	283,2	1481,6	11,9%	7491,8	5003,3	12495,1
1988	7048,9	5935,1	12984,0	89,4%	1253,4	283,2	1536,6	10,6%	8302,3	6218,3	14520,6
1989	7941,5	6298,1	14239,6	90,1%	1269,4	299,2	1568,6	9,9%	9210,9	6597,3	15808,2
1990	8264,2	6465,1	14729,3	90,3%	1289,1	299,2	1588,3	9,7%	9553,3	6764,3	16317,6
1991	8795,6	6521,5	15317,1	89,0%	1299,7	592,3	1892,0	11,0%	10095,3	7113,8	17209,1
1992	9020,6	7779,2	16799,8	89,8%	1316,8	599,5	1916,3	10,2%	10337,4	8378,7	18716,1
1993	9230,6	9049,0	18279,6	89,9%	1425,3	632,7	2058,0	10,1%	10655,9	9681,7	20337,6
1994	9440,6	9208,3	18648,9	89,4%	1554,6	656,3	2210,9	10,6%	10995,2	9864,6	20859,8
1995	9650,6	9207,6	18858,2	90,0%	1440,9	655,2	2096,1	10,0%	11091,5	9862,8	20954,3
1996	9665,6	9239,5	18905,1	89,0%	1649,0	695,3	2344,3	11,0%	11314,6	9934,8	21249,4
1997	9665,6	9403,9	19069,5	87,1%	2123,7	698,7	2822,4	12,9%	11789,3	10102,6	21891,9
1998	10064,6	9497,9	19562,5	83,8%	2974,2	817,3	3791,5	16,2%	13038,8	10315,2	23354,0
1999	11417,6	9701,7	21119,3	80,9%	4155,8	844,2	5000,0	19,1%	15573,4	10545,9	26119,3
2000	11274,6	9977,3	21251,9	77,9%	4795,4	1216,8	6012,2	22,1%	16070,0	11194,1	27264,1
2001	10954,6	10108,7	21063,3	74,3%	5686,0	1583,1	7269,1	25,7%	16640,6	11691,8	28332,4
2002	10949,6	10108,7	21058,3	66,1%	8636,4	2151,1	10787,5	33,9%	19586,0	12259,8	31845,8
2003	10803,1	10990,2	21793,3	61,2%	12186,3	1607,4	13793,7	38,8%	22989,4	12597,6	35587,0
2004	10794,9	10994,7	21789,6	59,2%	13364,8	1669,6	15034,4	40,8%	24159,7	12664,3	36824,0
2005	11474,9	11109,7	22584,6	58,1%	14442,4	1816,5	16258,9	41,9%	25917,3	12926,2	38843,5
2006	12539,9	11176,0	23715,9	58,6%	14825,2	1960,7	16785,9	41,4%	27380,1	13121,7	40564,8
2007	12554,9	11461,6	24016,5	58,6%	14888,2	2079,6	16812,2	41,4%	27294,5	13541,2	40835,7

Kaynak : TEİAŞ, www.teias.gov.tr, (15.04.2009)

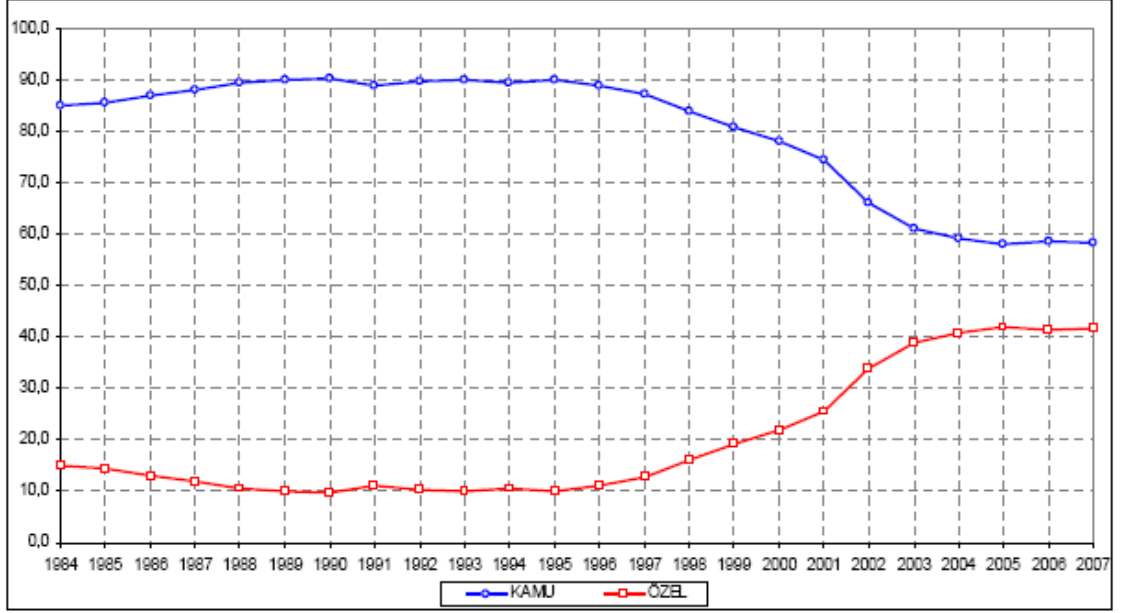
Tablo 10. Türkiye Üretimine Kamu ve Özel Sektör Olarak Gelişimi

	ÜRETİM (GWh)										
	KAMU SANTRALLARI				ÖZEL SANTRALLARI				TÜRKİYE TOPLAMI		
	TERMİK	HİDROLİK	TOPLAM	PAY (%)	TERMİK	HİDROLİK	TOPLAM	PAY (%)	TERMİK	HİDROLİK	TOPLAM
1984	14426	12260	26685,7	87,2%	2761,1	1166,7	3927,8	12,8%	17187,2	13426,3	30613,5
1985	19257	10992	30248,9	88,4%	2917,3	1052,7	3970,0	11,6%	22174,0	12044,9	34218,9
1986	24511	10959	35470,1	89,4%	3310,8	913,9	4224,7	10,6%	27822,2	11872,6	39694,8
1987	22122	17557	39679,3	89,5%	3612,9	1060,7	4673,6	10,5%	25735,1	18617,8	44352,9
1988	15563	27450	43013,6	89,5%	3535,8	1499,4	5035,2	10,5%	19099,2	28949,6	48048,8
1989	30408	17046	47454,1	91,2%	3695,7	893,4	4589,1	8,8%	34103,6	17939,6	52043,2
1990	30698	22156	52854,2	91,9%	3697,3	991,5	4688,8	8,1%	34395,4	23147,6	57543,0
1991	34068	21393	55460,7	92,1%	3495,2	1290,4	4785,6	7,9%	37563,0	22683,3	60246,3
1992	36936	24597	61533,3	91,4%	3837,9	1971,0	5808,9	8,6%	40774,2	26568,0	67342,2
1993	35372	31728	67099,8	90,9%	4484,9	2222,8	6707,7	9,1%	39856,6	33950,9	73807,5
1994	42998	28945	71942,5	91,9%	4737,8	1641,4	6379,2	8,1%	47735,8	30585,9	78321,7
1995	45090	33105	78194,9	90,7%	5616,9	2435,6	8052,5	9,3%	50706,5	35540,9	86247,4
1996	47975	37440	85414,7	90,0%	6411,9	3035,1	9447,0	10,0%	54386,5	40475,2	94861,7
1997	53578	37342	90919,1	88,0%	9902,2	2474,5	12376,7	12,0%	63479,7	39816,1	103295,8
1998	56473	39601	96074,8	86,5%	12314,5	2633,1	14947,6	13,5%	68787,9	42234,5	111022,4
1999	60575	31737	92312,5	79,3%	21166,7	2960,7	24127,4	20,7%	81741,9	34698,0	116439,9
2000	65462	27772	93234,0	74,6%	28547,4	3140,2	31687,6	25,4%	94009,7	30911,9	124921,6
2001	65954	20409	86362,4	70,4%	32698,8	3663,5	36362,3	29,6%	98652,4	24072,3	122724,7
2002	51028	26304	77332,1	59,8%	44639,5	7427,9	52067,4	40,2%	95667,7	33731,8	129399,5
2003	33070	30027	63096,9	44,9%	72119,8	5363,8	77483,6	55,1%	105189,6	35390,9	140580,5
2004	27349	40669	68017,2	45,1%	77208,2	5472,9	82681,1	54,9%	104556,9	46141,4	150698,3
2005	38416	35046	73461,9	45,4%	83920,6	4573,7	88494,3	54,6%	122336,7	39619,5	161956,2
2006	46037	38679	84716,1	48,1%	85892,4	5691,4	91583,8	51,9%	131929,1	44370,8	176299,8
2007	61347	30980	92327,0	48,2%	94005,0	5226,0	99230,7	51,8%	155352,0	36206,0	191558,0

Kaynak : TEİAŞ, www.teias.gov.tr, (15.04.2009)

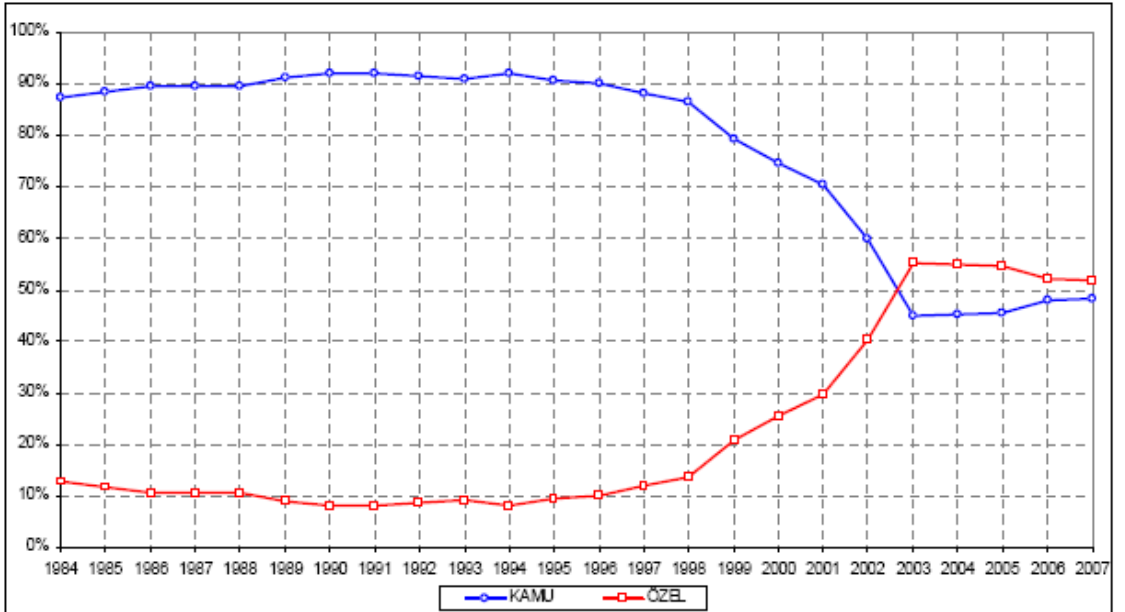
1984 yılında kurulu güç toplamında, %85 olan kamu payı 2007 yılında %58,6 seviyesine, 1984 yılında Türkiye toplam elektrik üretiminde %87,2 olan kamu payı 2007 yılında %48,3 seviyesine gerilerken, buna paralel olarak da hem kurulu güç hem de toplam üretimde özel sektör payı artmıştır. 1995 yılından sonra sektörde kamu payı sürekli olarak azalırken, özel sektör payı artmıştır. Şekil 2 ve Şekil 3’de kurulu güç ve toplam elektrik üretiminde kamu-özel sektör paylarının yıllara göre gelişimi görülebilmektedir.

Şekil 2. Kurulu Güç İçinde Kamu ve Özel Sektör Paylarının Gelişimi



Kaynak : TEİAŞ, www.teias.gov.tr, (15.04.2009)

Şekil 3. Türkiye Toplam Elektrik Üretiminde Kamu ve Özel Sektör Paylarının Gelişimi



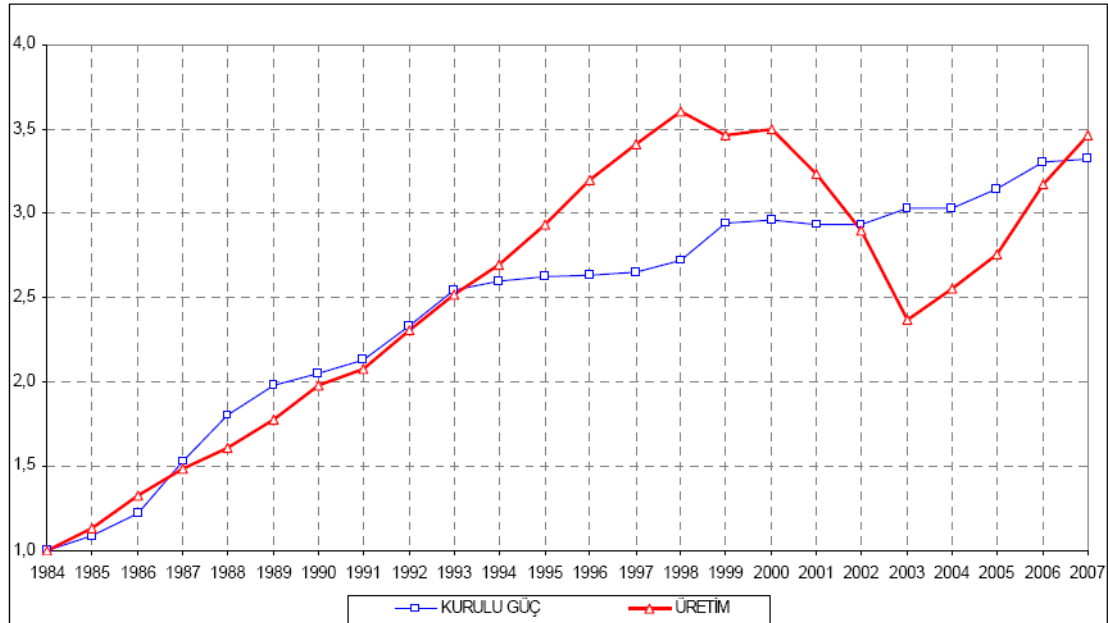
Kaynak : TEİAŞ, www.teias.gov.tr, (15.04.2009)

Şekil 2 ve Şekil 3 incelendiğinde, özel sektöre ait olan üretim tesislerinin toplam elektrik üretimi içindeki payının, kurulu güç içindeki payına göre daha hızlı arttığı ve 2007 yılında daha yüksek seviyeye ulaştığı açıkça görülmektedir. Özellikle, 1998 yılından 2003 yılına kadar toplam üretim içinde özel sektör payı oldukça hızlı bir

şekilde artmıştır. Bu dönem YİD, İHD ve Yİ modeli kapsamında özel sektörün elektrik üretmeye başladığı dönemdir. Yİ modeli kapsamındaki kapasitenin tamamı ile YİD ve İHD kapsamındaki kapasitenin büyük bir çoğunluğunun termik kapasite olduğu ve bu modeller kapsamında üretimlerine satın alma garantisi verildiği için toplam Türkiye elektrik üretimi içindeki özel sektör payı hızlı bir şekilde artmıştır. 2004 yılı ve sonrasında ise özel sektör payı toplam kurulu güç ve toplam üretim içinde değişiklik göstermemiştir.

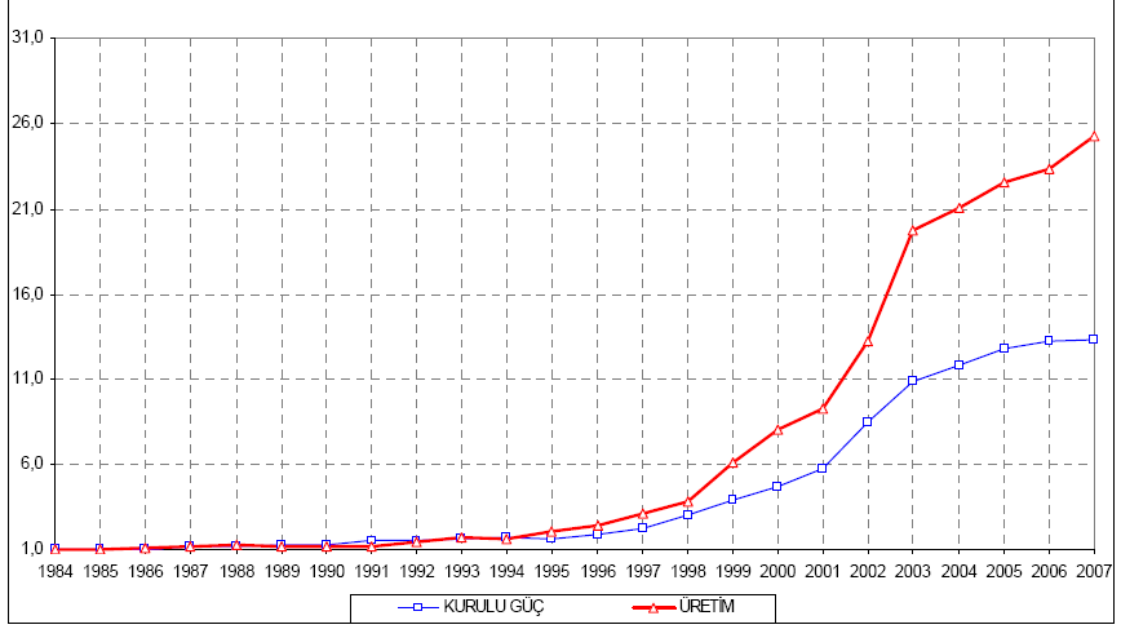
Kamu ve özel sektör kurulu güç ve toplam elektrik üretiminin 1984 yılındaki değerine göre yıllık olarak 2007 yılına kadar büyüme oranları, aşağıda Şekil 4 ve Şekil 5’de gösterilmiştir.

Şekil 4. Kamu Santrallarının Toplam Kurulu Güç ve Toplam Elektrik Üretimi Değerlerinin 1984 Yılına Göre Gelişimi



Kaynak : TEİAŞ, www.teias.gov.tr, (15.04.2009)

Şekil 5. Özel Sektör Santrallarının Toplam Kurulu Güç ve Toplam Elektrik Üretimi Değerlerinin 1984 Yılına Göre Gelişimi



Kaynak : TEİAŞ, www.teias.gov.tr, (15.04.2009)

Kamu santrallarının kurulu güç ve üretim miktarları 1984 yılına göre 2007 yılında yaklaşık 3,5 kat büyümüştür. Buna karşılık özel sektör santrallarının toplam kurulu gücü aynı dönemde yaklaşık 13 kat, toplam üretim miktarı ise yaklaşık 25 kat büyümüştür. Yukarıda da belirtildiği üzere özellikle, 1998 yılından sonra YİD, Yİ ve İHD modeli kapsamında özel sektörün elektrik üretiminde ağırlıklı olarak termik kapasite ile yer alması ve bu kapasitelerin üretimlerine satın alma garantisi verilmesi, büyümedeki farklılığın birincil nedenidir.

Bilindiği üzere elektrik enerjisinin tüketileceği anda üretilmesi gerekmektedir. Bu nedenle elektrik enerjisi üretimi için asıl belirleyici unsur talep miktarıdır. Kurulu gücün enerjiye dönüştürülebilir kısmının ancak talep kadar olan miktarı üretileceği için kapasitenin bir kısmı üretime hazır ama üretim yapmadan yedek olarak bekleyecektir. Talebi karşılamak üzere sistemdeki santrallar emre amadelik durumlarına göre çalıştırılmakta ve elektrik üretilmektedir. Emre amadelik durumu hidrolik santrallarda hidrolojik koşullara göre değişkenlik göstermekte, termik santrallarda ise çalıştırılma koşullarının hazır bulundurulmasına göre belirlenmektedir. Emre amade olma durumunu etkileyen unsurlardan önemli olanları; arıza olasılıkları, bakım ihtiyaçları, yakıt temini ve kalitesidir. Santralların çalışma durumunu etkileyen bütün unsurlar göz

önüne alınarak, emre amade olma durumu belirlenmektedir. Bir grup kapasite emre amade olsa bile talep durumuna göre ihtiyaç duyulmadığından, çalıştırılmayan bir kısım kapasite bulunacaktır.

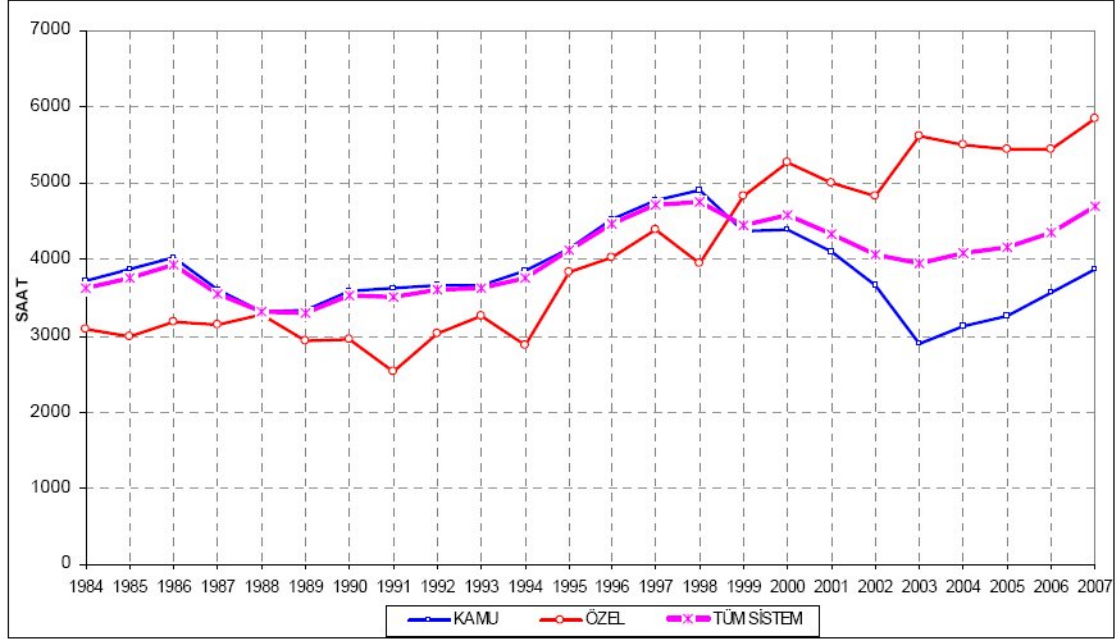
Yıllık üretim miktarı ile toplam kurulu güç ilişkisi mevcut kapasitenin kullanımı hakkında bir fikir vermektedir. Kurulu kapasiteden yararlanma oranını değerlendirmenin değişik ölçütleri bulunmaktadır. Bu ölçütler bir anlamda kurulu kapasitenin kullanılmasında verimliliğin de bir göstergesidir. Bu ölçütlerden en önemli olanları tam kapasite eşdeğeri çalışma süresi ve kapasite faktörüdür (TEİAŞ, 2009)

Tam kapasite eşdeğeri çalışma süresi : bir santralin yıllık ürettiği elektrik miktarının santral kurulu gücüne bölünmesi ile elde edilen değerdir. Diğer bir deyişle, santralin kurulu gücünün tamamı seviyesinde sürekli olarak çalışarak bir yılda ürettiği toplam elektrik miktarına ulaştığında çalıştığı saat sayısıdır. Kurulu gücün kullanılmasında verimlilik, bu saat sayısının büyüklüğü ile doğru orantılıdır.

Kapasite Faktörü : bir santralin bir yıl içinde gerçekleştirdiği elektrik üretim toplamının, santralin kurulu gücünün tamamı seviyesinde tüm yıl çalıştığı varsayılarak hesaplanan teorik değere oranı ile bulunan yüzde cinsinden oranıdır. Kurulu gücün kullanılmasında verimlilik bu oranın büyüklüğü ile doğru orantılıdır.

Tam kapasite eşdeğeri çalışma süresi ve kapasite faktörü değerlendirilirken, gerçekleşen üretim değerinin talep değerine bağlı olduğu dolayısıyla kullanılabilir kapasite olduğu halde talepten fazla üretim yapılamayacağı için kurulu gücün bir kısmının kullanılmadığı göz önünde bulundurulmalıdır.

Şekil 6. Kamu ve Özel Sektör Santralleri İle Tüm Sistemin Tam Kapasite Eşdeğeri Çalışma Süreleri



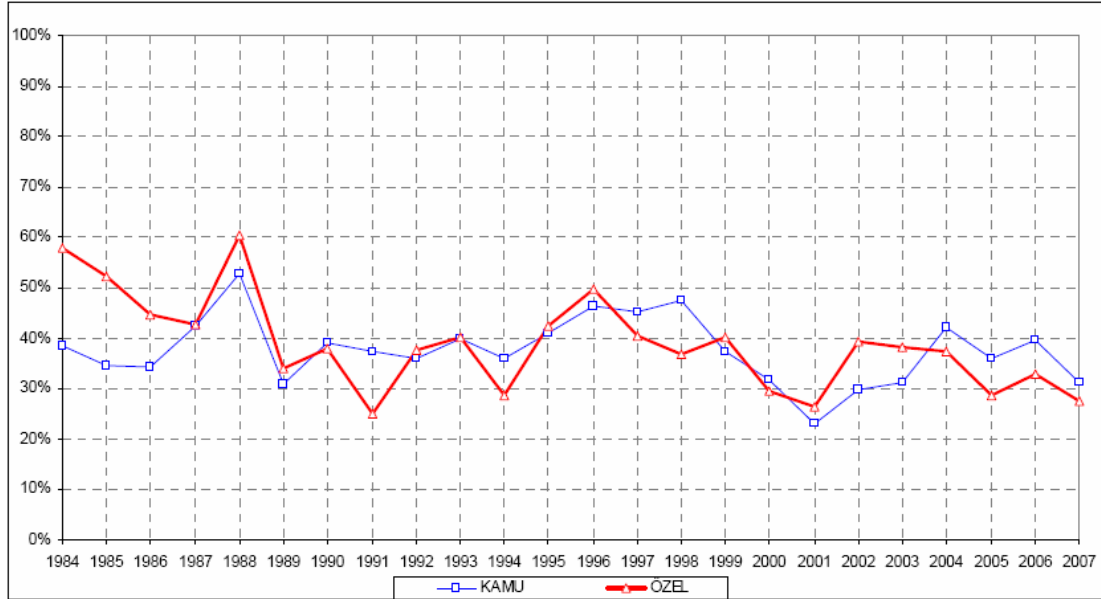
Kaynak : TEİAŞ, www.teias.gov.tr, (15.04.2009)

Şekil 6’da görüldüğü gibi, 1999 yılı öncesinde Türkiye toplam kurulu gücünün büyük bir kısmı kamuya ait olduğu ve bu yıla kadar özel sektöre ait kapasitenin neredeyse tamamı hidrolik olduğu için kamu bünyesindeki kurulu kapasitenin tam kapasite eşdeğeri çalışma süresi, sistem toplam kurulu gücü ile hemen hemen aynı seviyededir. 1999 yılından itibaren özel sektörün toplam kurulu güç içindeki payı büyümüştür ve bu kapasitenin büyük bir kısmı termik kaynaklara bağlıdır. Yukarıda da belirtildiği gibi YİD ve İHD modeli kapsamındaki kapasitelerin üretimlerinin tamamına ve Yİ modeli kapsamındaki kapasitelerin üretimlerinin %85’ine satın alma garantisi verilmiş olmasından dolayı özel sektör santralleri, 1999 yılından bu yana daha fazla çalıştırılmışlardır. Dolayısıyla üretimlerine ve kurulu güce göre hesaplanan tam kapasite eşdeğeri çalışma süreleri kamu santrallerine göre daha fazla olmuştur. 2002 yılından sonra sisteme yeni ilave edilen toplam kapasite miktarı talep artışına göre daha az olduğu için özel sektör santrallerinin çalışma süreleri artmaya devam ederken, kamu santrallerinin çalışma süreleri de artış göstermiştir.

Kurulu gücün verimli kullanılmasının ölçütlerinden bir diğeri de santrallerin kapasite faktörüdür. Bir santral emre amade olsa bile talep durumuna göre bazı zamanlarda çalıştırılmayabilecektir.

Talebin güvenilir bir şekilde karşılanması için sistemde bulunan santraller belirlenen politikalar çerçevesindeki ilkelere göre sıralanarak çalıştırılmaktadır. Bu ilkeler en düşük maliyetle üretim yapan santraldan başlanarak pahalıya doğru sıra ile çalıştırılabileceği gibi özel bazı koşullara öncelik de verilebilir. Örneğin, Türkiye elektrik sisteminde üretimlerine satın alma garantisi verilmiş olan santraller, maliyet göz önüne alınmadan öncelikli olarak çalıştırılmaktadır. 1984 yılından 2007 yılına kadar kamu ve özel sektör kapasitelerinin yıllık Kapasite Faktörleri incelendiğinde, hidrolik kapasitede her iki gruptaki santrallerin kapasite faktörlerinin birbirine oldukça yakın oldukları görülmektedir. Benzer hidrolojik koşullara sahip oldukları için kapasite faktörleri arasında fark bulunmamaktadır. Şekil 7’de 1984 yılından 2007 yılına kadar kamu ve özel sektör hidrolik santrallerinin yıllık kapasite faktörleri incelendiğinde aralarında belirgin farklılıklar olmadığı anlaşılmaktadır.

Şekil 7. Kamu ve Özel Sektör Hidrolik Santrallerinin Yıllık Kapasite Faktörleri

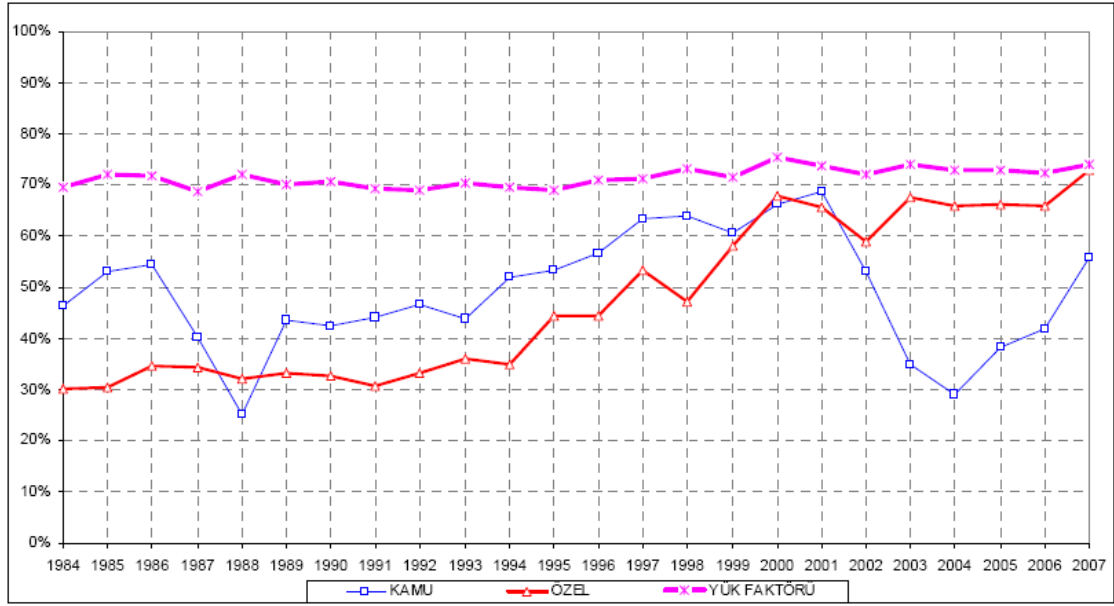


Kaynak : TEİAŞ, www.teias.gov.tr, (15.04.2009)

Benzer şekilde kamu ve özel sektör termik santrallerinin yıllık kapasite faktörleri incelendiğinde, (Şekil 8) 1999 yılına kadar kamu santrallerinin kapasite faktörleri yüksek iken 1999 yılından sonra özel sektör santrallerinin kapasite faktörleri daha büyük olduğu ve artarak devam ettiği görülmektedir. Buna karşılık kamu termik santrallerinin kapasite faktöründe 2001-2004 döneminde çok hızlı bir düşüş olduğu görülmektedir. Bu dönem, başta Yİ modeli kapsamındaki santraller olmak üzere

oldukça büyük miktarda özel sektör termik santrallarının işletmeye girdiği dönemdir. 2004 yılından sonra ise yeni ilave kapasite artışı, talep artışına göre daha düşük olduğundan kamu santrallarının çalıştırılma süreleri dolayısıyla kapasite faktörleri artmıştır. 1984-2007 arası dönemde kapasite faktörü değerleri ile beraber Türkiye elektrik sistemi yıllık Yük Faktörü değeri de aynı şekilde gösterilmektedir. Yük Faktörü değerleri bütün yıllarda %70 dolayında seyretmektedir.

Şekil 8: Kamu ve Özel Sektör Termik Santrallarının Kapasite Faktörleri İle Sistem Yük Faktörü



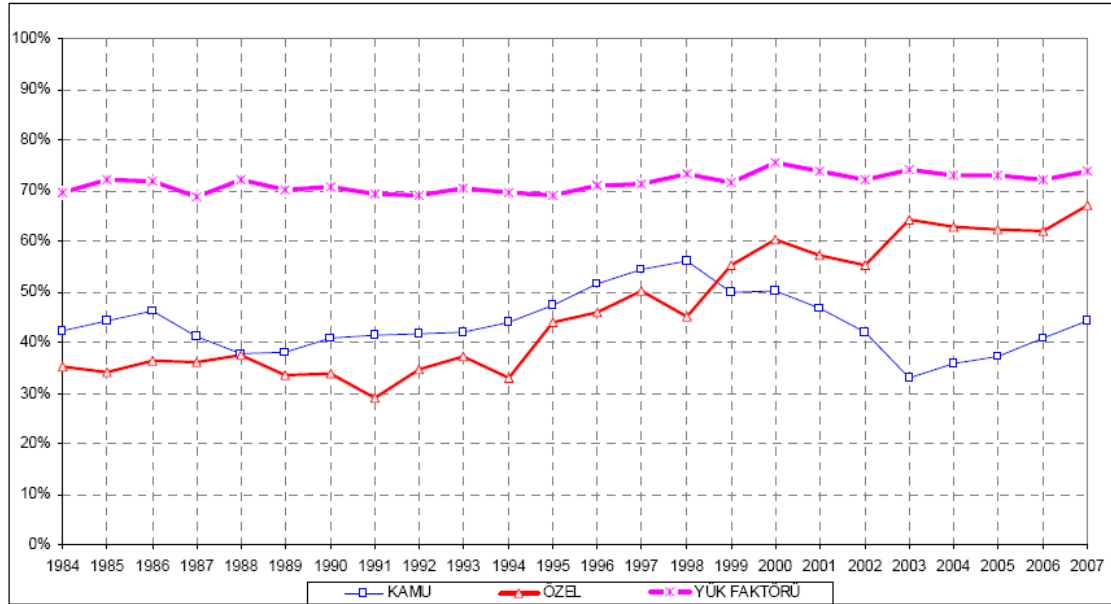
Kaynak : TEİAŞ, www.teias.gov.tr, (15.04.2009)

1988 yılının aşırı yağışlı olmasından dolayı hidrolik santrallardan ortalamanın çok üzerinde elektrik üretilmiştir. Bu yılda, hem kamu hem de özel sektör hidrolik santrallarının kapasite faktörlerinin diğer yıllara göre belirgin bir şekilde yüksek olduğu görülmektedir. Aynı yılda termik santralların kapasite faktörlerine bakıldığında ise, kamu termik santrallarının kapasite faktörünün oldukça düşük gerçekleştiği görülecektir. Elektrik enerjisi üretim miktarı talebi karşılamak üzere anlık olarak gerçekleştirileceğinden var olan kurulu gücün sadece ihtiyaç duyulan kısmı kullanılacaktır. Talebi karşılamak üzere bir grup kapasite kullanılırken bir başka grup kapasite kullanılamayabilecektir. 1998 yılında ortalamanın çok üzerinde yağış olması sonucu hidrolik santrallardan elektrik üretimi çok fazla gerçekleşmişken, termik santralların mevcut kapasitelerinin bir kısmı kullanılmamıştır. Söz konusu yılda, özel

sektöre ait olan tesislerin kapasite imtiyazlı olduğu için üretimleri kısılamazken, çoğunluğu kamuya ait termik santrallerin kapasitesinin bir kısmı kullanılmamıştır.

Kamu ve özel sektöre ait santrallerin toplam (hidrolik-termik) yıllık kapasite faktörleri ve elektrik sisteminin yük faktörü Şekil 9’da gösterilmektedir. 1999 yılından itibaren özel sektöre ait santrallerin toplam kurulu gücünün kapasite faktörünün artmaya başladığı ve sonrasında da yüksek seviyede gerçekleştiği açıkça görülmektedir. Daha önce de vurgulandığı üzere bu yıldan sonra işletmeye giren özel sektör santrallerinin termik olması bunun başlıca nedenidir.

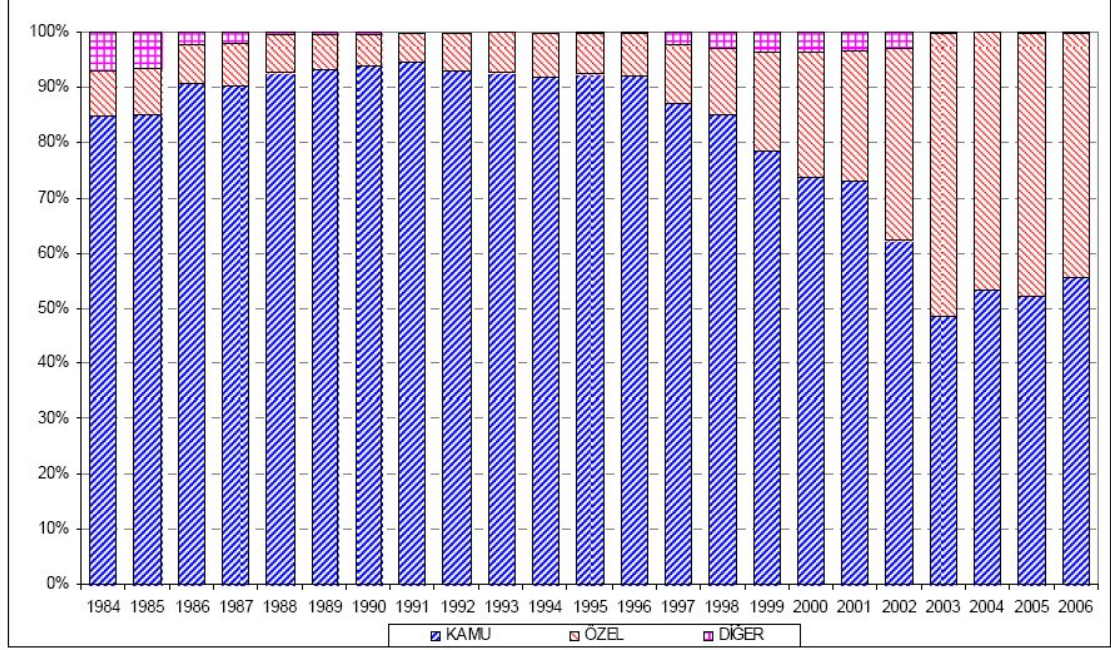
Şekil 9. Kamu ve Özel Sektör Santrallerinin Yıllık Kapasite Faktörleri



Kaynak : TEİAŞ, www.teias.gov.tr, (15.04.2009)

1999 yılından itibaren Türkiye elektrik sisteminde özel sektör santrallerinin oldukça önemli paya sahip olduğunun bir diğer göstergesi de anlık en yüksek tüketim olan puant talebin karşılanmasında kullanılan kapasite içinde özel sektör santrallerinin payının bu yıldan itibaren belirgin bir şekilde artması ve buna paralel olarak kamu santrallerinin payının azalmasıdır. Puant talebi karşılamada kamu payı 1999 yılından 2006 yılına %80 seviyesinden %50 seviyelerine gerilerken özel sektör santrallerinin payı aynı dönemde %20 dolayından %45 seviyelerine yükselmiş ve yıllara göre bu payların gelişimi Şekil 10’da gösterilmiştir. Şekil 10’da diğer adıyla gösterilen pay, ithalat ile ihracat arasındaki fark ile izole olarak çalışan az miktardaki kapasiteden gelmektedir.

Şekil 10. Toplam Puant Talebin Karşılanmasında Kamu ve Özel Sektör Kapasitelerinin Gelişimi



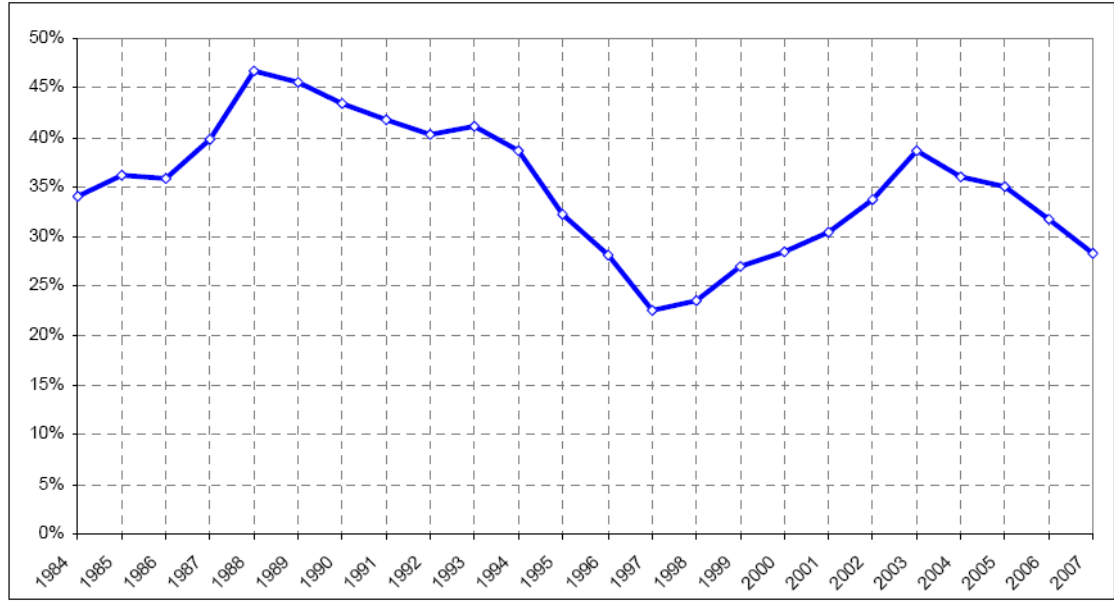
Kaynak : TEİAŞ, www.teias.gov.tr, (15.04.2009)

2001 yılından itibaren büyük miktarda özel sektör termik kurulu gücünün sisteme dahil olması ve bu kapasitelerin büyük miktarda satın alma garantisi kapsamında olması nedeniyle toplam üretim kapasitelerinin büyük miktarı kullanılmıştır. Özel sektör termik santrallerindeki bu yüksek kullanma oranına karşılık, kamu termik santrallerinin üretim kapasitelerindeki kullanma oranı hızlı bir şekilde düşmüştür. Şekil 10'dan da görüleceği üzere, özellikle 2002-2005 döneminde sistem kapasite yedeğinin %35 seviyelerinde yüksek olması kamu termik santrallerinin üretim kapasitelerinin kullanılma oranındaki düşüşü hızlandırmıştır. Daha sonraki yıllarda sisteme yeni eklenen kapasite miktarının talep artış miktarına göre daha az olmasından dolayı sistem yedeği azaldığı için kamu termik santrallerinin üretim kapasitesinin kullanılma oranı yeniden artış eğilimine geçmiştir.

Şekil 11'de gösterilen kurulu güç yedekleri hesaplanırken, yıllık toplam kurulu güç ile aynı yılın puant talep değerleri kullanılmıştır. 1984 yılından bu yana bütün yıllarda puant talep artarken sisteme eklenen yeni kapasite miktarı aynı oranda olmamıştır. Bundan dolayı da kurulu güç yedeği yıllara göre değişkenlik göstermiştir. Şekilden de görüleceği üzere sisteme eklenen yeni kapasite miktarının fazla olduğu yıllarda kurulu güç yedeği yükselmiştir. 1999 yılından 2003 yılına kadar olan dönemde kurulu güç

içinde özel sektör payı daha fazla olmak üzere sisteme büyük miktarda yeni kapasite eklenmiş ve buna bağlı olarak da yedek oranı yükselmiştir. Yukarıda da belirtildiği üzere 1999 yılından itibaren özel sektöre ait olan kurulu güç büyük oranda kullanılırken, yedek kapasite için kamu santralleri bekletilmiştir.

Şekil 11. Türkiye Elektrik Sisteminde Kurulu Güç Yedeğinin Yıllara Göre Gelişimi



Kaynak : TEİAŞ, www.teias.gov.tr, (15.04.2009)

Özellikle, 1990'lı yılların sonlarından itibaren özel sektöre ait kurulu gücün artmış olması, bu kurulu gücün büyük kısmının termik olması ve üretimlerine satın alma garantisi verilmiş olması, kamu santrallerinin talebe bağlı olarak ihtiyaç duyulmadığı zamanlarda kısıtlı çalıştırılmaları sonucunu ortaya çıkartmıştır. Bilindiği üzere elektrik enerjisi ihtiyaç duyulduğu anda üretilir. Doğal olarak üretim kapasitesi talepten yüksek olduğu zaman fazla olan kurulu kapasite kullanılmayacaktır. Bütün santrallerin eşit koşullarda olduğu durumda elektrik enerjisi üretimine maliyeti düşük olan santraldan başlanıp, yüksek olana doğru sıra ile üretim yaptırılması en doğal yoldur. Ancak belirli bir kapasite, imtiyazlı haklara veya üretim önceliğine sahipse maliyete bakılmadan öncelikle üretim yaptırılmaktadır. Santrallara üretim önceliği ya da imtiyazlı haklar verilirken, toplam elektrik enerjisi talebi miktarı ile yıl içinde elektrik tüketim seviyelerini gösteren yük profili göz önünde bulundurulmalıdır. İleriye yönelik olarak yıllık puant talep ile minimum yük seviyesi göz önünde bulundurulmalı ve üretim önceliği verilen kapasitenin yıllık yük profilindeki yeri dikkatli olarak belirlenmelidir.

En azından öncelik verilmiş toplam kurulu kapasite miktarının baz yük seviyesinden daha yüksek olmamasına dikkat edilmelidir.

Türkiye elektrik sisteminde satın alma garantisi verilmiş bulunan YİD, İHD ve Yİ modeli kapsamındaki kapasitelerin neredeyse tam verimli olarak kullanıldığı, ancak buna karşılık talep miktarı ve tüketim karakteristiğine göre kamu santrallerine ait kapasitenin bir kısmının kullanılmadığı buradan açıkça anlaşılabilir.

Türkiye elektrik sistemi tümleşik bir yapıda olup, elektrik enerjisinin tüketim ihtiyacına göre üretim yapılmasının yönetilmesi Milli Yük Tevzi Merkezinden (MYTM) gerçekleştirilmektedir. Sistemin gerçek zamanda, güvenilir bir şekilde işletilmesi amacıyla MYTM ile eşgüdümlü olarak bölgesel yük dağıtım merkezlerinden yük ve üretim yönetimi yapılmaktadır. Elektrik sisteminin tümünün esas olarak tek bir merkezden yönetilmesi, sistemin işletilmesinin sağlıklı ve güvenilir olması yanı sıra üretim ve tüketim bilgilerine ulaşılmasına da olanak sağlamaktadır.

Elektrik enerjisinin tüketim seviyesi gün içinde saatlere göre farklılık gösterdiği gibi haftanın günleri ve yılın ayları arasında da günlük tüketim karakteristikleri farklılık göstermektedir. Yıl içinde ölçülen en yüksek saatlik yük değeri Puant Yük olarak adlandırılırken en düşük saatlik yük değeri Minimum Yük veya Baz Yük olarak adlandırılmaktadır.

2007 yılında saatlik puant değeri 29150 MW olarak 27 Aralık günü saat 18⁰⁰'de ölçülmüştür. Aynı gün içinde en düşük anlık tüketim değeri ise 19114 MW'tır. Şekil 12 bu günün saatlik tüketim değerlerini göstermektedir. Son yıllarda yaz aylarında da anlık tüketim miktarı artmakta ve yıl puant değerinin ölçüldüğü kış aylarındaki en yüksek anlık tüketim seviyesine yaklaşmaktadır. 2007 yılında yaz puantı 25.07.2007 tarihinde saat 12⁰⁰'da 28708 MW olarak gerçekleşmiştir. Türkiye elektrik sisteminde elektrik tüketiminin yoğun olduğu saatler akşam saatleridir. Tüketimin yüksek olduğu saatler ile tüketimin düşük olduğu saatler arasında tüketim farkı oldukça büyüktür. Bu tüketim karakteristiğini şekillendiren unsurlar;

1- Mevsimsel koşullar

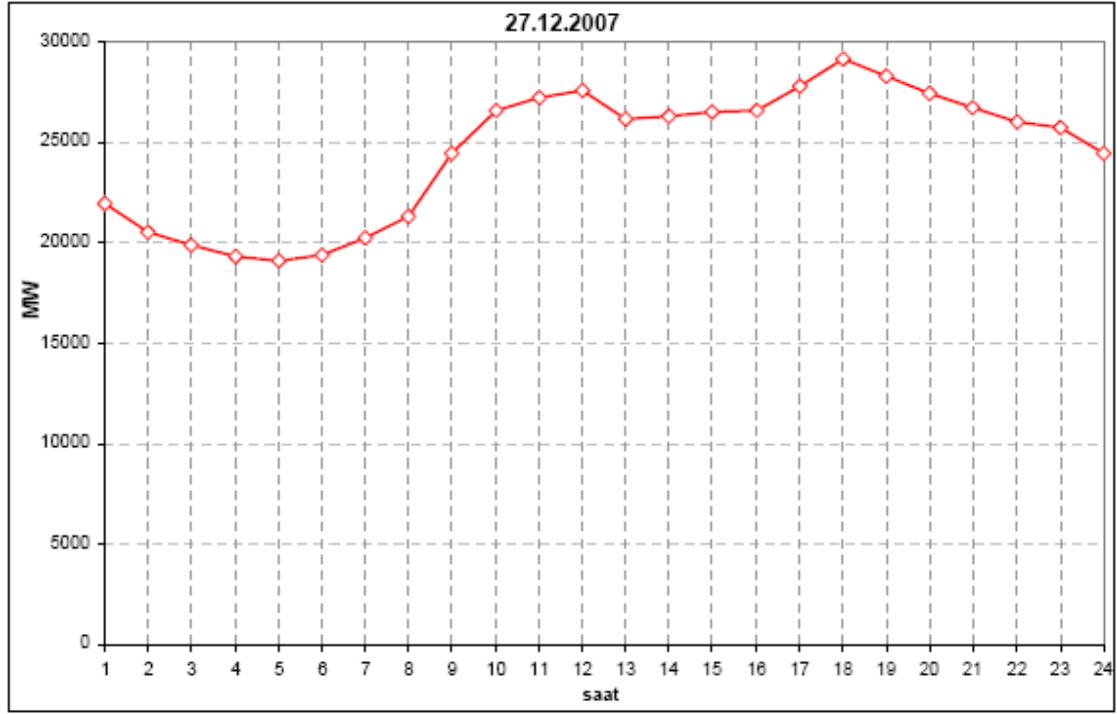
2- Sanayileşme yoğunluğu ve türü

3- Elektrik kullanma alışkanlığı

4- Evsel tüketimde cihaz çeşitleri ve kalitesi

5- Olağan dışı günlük olaylar olarak sıralanabilir.

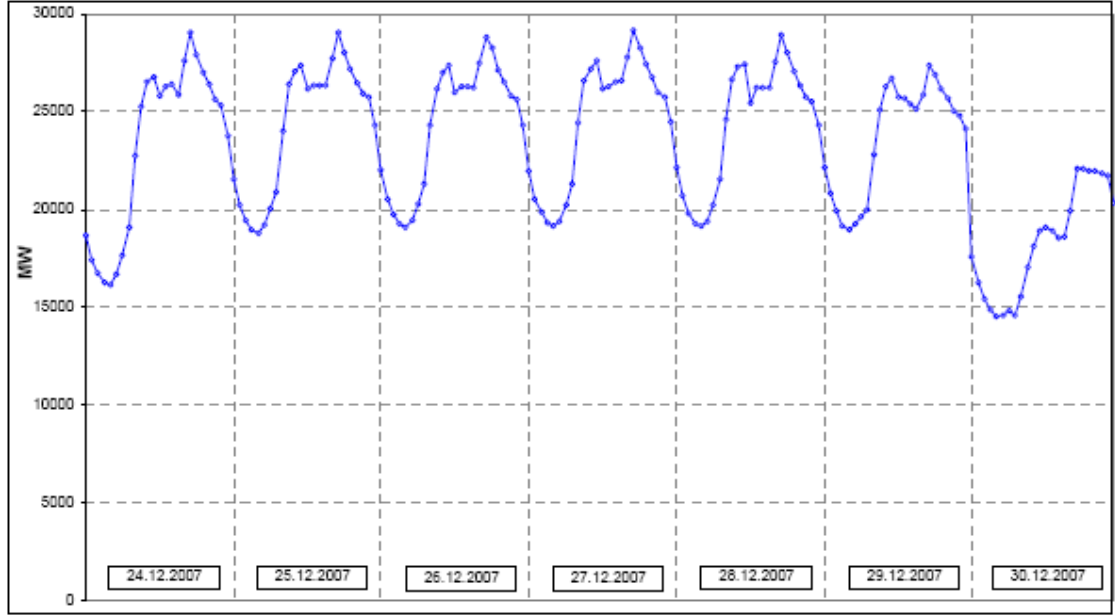
Şekil 12. Puant Yük Günündeki Saatlik Tüketim Eğrisi



Kaynak : TEİAŞ, www.teias.gov.tr, (15.04.2009)

Bir gün içinde elektrik kullanma seviyesi saatlere göre değiştiği gibi aynı şekilde hafta, ay, mevsim ve yıl içinde de değişiklik göstermektedir. 24.12.2007 ile 30.12.2007 günü arasındaki 2007 yılının son haftasının saatlik tüketim değerleri Şekil 13’de gösterilmektedir. Bu hafta içinde en yüksek anlık tüketim değeri aynı zamanda yılın saatlik puant değeri olan 29150 MW, en düşük saatlik tüketim değeri ise 16139 MW olarak ölçülmüştür. Görüldüğü üzere zaman dilimi genişledikçe, bu zaman dilimi içinde puant yük ile minimum yük arasındaki fark açılmaktadır. Şekil 13 incelendiğinde hafta içi günlerdeki saatlik tüketim değerleri ile hafta sonu tüketim değerleri arasındaki fark açıkça görülebilmektedir.

Şekil 13. 2007 Yılı Son Haftasının Saatlik Tüketim Eğrisi



Kaynak : TEİAŞ, www.teias.gov.tr, (15.04.2009)

Türkiye elektrik sisteminde yıllık en yüksek ani tüketim (Puant) değeri kış mevsiminde ölçülmektedir. Daha önceki yıllarda yıllık puant Kasım, Aralık veya Ocak aylarında görülmüyorken, son dört yılda Aralık ayında ölçülmüştür. Diğer taraftan son 10 yılın saatlik tüketimleri incelendiğinde Temmuz ve Ağustos aylarında anlık tüketim değerlerinin yükselmeye başladığı hatta zaman zaman yıllık puant seviyesine oldukça yaklaştığı görülmektedir. Elektrik enerjisi tüketiminin de diğer aylara göre daha düşük olduğu Nisan ve Mayıs aylarında, aylık puantın yıl puantına oranının düşük kalmakta olduğu hatta son yıllarda bu oranın daha da düştüğü görülmektedir.

İletim Sistemi, üretim tesislerinden itibaren gerilim seviyesi 36 kV üzerindeki hatlar üzerinden elektrik enerjisinin iletiminin gerçekleştirildiği tesislerdir. İletim tesislerinin bileşenleri;

İletim hatları ve kabloları,

İletim Trafo ve Anahtarlama Merkezleri (indirici trafo merkezleri ve transformatör bulunmayan şalt sistemleri) olarak tanımlanmaktadır.

380 kV'luk çok yüksek gerilim (ÇYG) ve 154 kV yüksek gerilim hatları, 380/154 kV oto-trafolar ve 154/OG indirici trafolardan oluşan Türkiye İletim Sistemi teknik ve ekonomik açıdan avantajları nedeniyle yeterli miktarda seri ve paralel kapasitörlerle donatılmıştır. İletim Sistemi gerilim seviyesi 380 kV ve 154 kV ile

standartlaştırılmıştır. Gürcistan ve Ermenistan ile olan enterkonneksiyon hatlarımız bu ülkelerdeki gerilim seviyesine uygun olarak 220 kV'tur.

Türkiye üretim ve iletim sistemi, bir Milli Yük Tevzi Merkezi (Gölbaşı) ile 8 adet Bölgesel Yük Tevzi Merkezinden (Adapazarı, Çarşamba, Keban, İzmir, Gölbaşı, İkitelli, Erzurum ve Çukurova) gözlenip yönetilmektedir. Güç sistemi işletmesi, sistemin 380 kV trafo merkezlerini ve 50 MW'ın üzerindeki tüm santralleri kapsayan bir SCADA (Veri Tabanlı Kontrol ve Gözetleme Sistemi) ve Enerji İşletim Sistemi Programı (EMS) ile yapılmaktadır. Sistem işleticisi (Sistem Operatörü) bu sistem sayesinde daha kaliteli bir işletme için gerekli olan her tür sistem çalışmasını, günlük işletme programlarını ve yük frekans kontrolünü yapabilmektedir.

İletim Sistemi, elektrik sisteminin ana omurgasını teşkil etmekte olup, iletim tesisleri yatırımları pahalı ve yapımı uzun süre alan, işletilmesi ülke ekonomisine etkileri açısından büyük önem taşıyan sistemler olduğundan bölgesel gelişim hedeflerinin, yük tahminlerinin, arz kaynak noktalarının önceden optimum olarak belirlenmesi gerekmektedir.

BÖLÜM 3. TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASI VE DÜNYA UYGULAMALARI

3.1. Türkiye Elektrik Piyasasının Yapısı ve Özellikleri

Dünyada ve Türkiye’de elektrik endüstrisi geleneksel olarak dikey entegre, doğal monopol yapıda bir sektör olmuştur. Elektrik üretim santralleri, iletim hatları ve dağıtım sistemleri, bir arada aynı şirketin içerisinde yer almıştır. Elektrik enerjisi sektörü regülasyona uğrayınca yatay entegre olmuş yapılara geçilmiştir. Üretim, iletim ve dağıtım aşamaları ayrıştırılarak, ayrı ayrı şirketlerin bu faaliyetleri üstlenmesi sağlanmıştır. İletim hatları tüm üreticilere açılarak, sistem işletme birimleri oluşturulmuştur. Sistem işletmeciliği ile elektrik arzının ve talebinin gerçek zamanlı dengelenmesi sağlanmıştır. Sistem üretici firmalar ile toptan ve perakende satış yapan firmalara açılarak rekabetin oluşturulması amaçlanmıştır. Böylece tüketicilere daha ucuz elektrik sağlanması hedeflenmiştir. Ayrıca sistemde meydana gelebilecek arz talep dengesizlikleri giderilerek, tüketiciye güvenilir ve dengeli bir arz sağlanması da amaçlanmıştır.

Dikey entegre olmuş elektrik sektöründe yeniden yapılanma ile birlikte elektriğin üretiminden tüketiciye kadar olan aşamaları üretim, iletim, dağıtım ve perakende satış olarak belirginleşmiştir. Üretim şirketleri toptan satış piyasası ile ilişkilendirilmişken, genelde iletim kısımları düzenlemeye tabi kılınarak piyasadaki tüm katılımcılara eşit uygulamalar yapmak üzere tekel olarak kalmışlardır. Dağıtım aşamasında birden fazla bölgesel şirketler oluşturularak, bu şirketler düzenlemeye tabi tutulmuşlardır. Perakende satış aşamasının da tamamen serbest rekabete açılması hedeflenmektedir.

Elektriğin diğer ürünlerden farklı olmasından dolayı endüstrisi de farklı özelliklere sahiptir. Doğal tekel şartları, kamu yararı gibi özellikleri bunlardan bir bölümüdür. Tek bir firmanın, birden fazla firmanın sağlayabileceği malı ya da hizmeti onların maliyetinden daha aza sağlayabildiği durumlar doğal tekel şartının oluştuğunu göstermektedir (Akçollu, 2003: 11).

Bir piyasada toplam talebin tek bir firma tarafından birden fazla firmanın arzına göre daha düşük maliyetle karşılanabildiği piyasalara o piyasada kaç firma olduğuna bakılmaksızın doğal tekel piyasaları adı verilir (Connaly ve Munro, 1999: 415).

Elektrik, su, doğal gaz gibi alt yapı maliyetlerinin yüksek olduğu sektörlerde iletim ve dağıtım hizmetlerinin tek bir firma tarafından gerçekleştirilmesi hem kaynak israfını önlemekte hem de tüketicilerin daha düşük fiyattan alıp yapmalarını sağlaması açısından önemli olmaktadır. Bu durum doğal tekel olma özelliğini kendiliğinden ortaya koymaktadır (Kulalı, 1997: 13).

Gelişmiş ve gelişmekte olan birçok ülkede son yirmi yıla kadar elektrik hizmeti Kamu İktisadi Teşebbüsleri (KİT) tarafından verilmiştir. Bunun temel ekonomik nedeni de doğal tekel olmakla birlikte, özel sektörün yeterli sermayeye sahip olmaması, kalkınma için gerekli olan altyapı hizmetlerinin sürekli ve güvenilir bir şekilde sanayinin hizmetine sunulması gibi ekonomik nedenlerdir (Çakal, 1996: 20).

Sermaye yoğun olması, değişken talepli ve stoklanamıyor olması, toplum için zorunlu bir gereksinim olması, tüketici ile doğrudan bağlantısının olması, elektriğin doğal tekel özellikleri taşıdığını göstermektedir. Elektrik, depolanamayan bir ürün olduğundan pazarın hacmi anlık talep ile ölçülmektedir.

Elektrik talebi zamana bağlı olarak ve mevsimsel değişimler gösterdiğinden bu değişken talebi karşılamak için fazla kapasite bulundurulması gerekmektedir. Belli bir üreticiden faydalanan tüketicilerin sayısı arttıkça fazla kapasite gerekliliği azalmaktadır. Çünkü heterojen talepli tüketiciler biraraya geldiğinde üreticiler tarafından üstlenilen risk azalmaktadır. Bunun sonucunda da tüketici başına düşen işletme ve sermaye maliyetleri düşmektedir (Steiner, 2000: 9).

Dünya ve AB elektrik piyasalarında gerçekleşen reformlara paralel olarak hazırlanan Elektrik Piyasası Kanunu'nun 2001 yılında yürürlüğe girmesiyle, Türkiye'de elektrik sektöründe yeni bir dönem başlamıştır. Kanun ile elektrik sektöründe, mevcut dikey bütünleşik yapı kırılmış, rekabetin mümkün olduğu faaliyetlerin rekabetçi bir yapı içerisinde gerçekleştirilmesi, tekel olan faaliyetlerin ise düzenlemeye tabi olarak yürütülmesi öngörülmüştür.

Dikey bütünleşik yapının kırılması ile beraber talep tahminlerinin esas alındığı merkezi planlama süreci sonucunda yatırım kararlarının alınmasına son verilmiştir. Piyasada oluşan fiyatların yatırımcılar için en doğru yatırım kriterleri olduğu, yatırımcıların risklerini kendilerinin yönettikleri bir piyasa oluşturulmuştur. Ancak geçiş döneminin

uzaması ve son dönemlerde elektriğe olan talebin artması nedeniyle arz problemleri yaşanmaktadır.

Elektrik fiyatlarındaki artışlar veya azalışlar sanayicilerin maliyetlerini etkilemesi nedeniyle rekabet ortamı yaratmakta, aynı zamanda olumlu ya da olumsuz ekonomik maliyetlere neden olmaktadır.

Türkiye’de uygulanan piyasa sistemi çok alıcılı ve satıcılı sistemdir. Tek alıcılı ve satıcılı sistemden farkı, üreticilerin doğrudan tüketiciler ve toptan-perakende satış şirketleri ile ikili anlaşmalar yapabilmeleridir. İkili anlaşmalar piyasasında gerçekleşebilecek sistem dengesizliklerinin ekonomik anlamda giderilebilmesi için dengeleme piyasası oluşturulması hedeflenmektedir.

Elektrik Piyasası Kanunu doğrultusunda, 2001 yılında kurulan Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu lisanslama sürecini bitirmiş olmasına rağmen, özelleştirme sürecinin tamamlanamaması nedeniyle tam bir serbest piyasa oluşturulamamıştır. Dolayısıyla de piyasa üzerinde devletin etkisi devam etmektedir.

3.2. Elektrik Piyasasının Regülasyonu

Devlet ve özel sektör tarafından topluma sunulan hizmetler kamu hizmetidir. Kamusal hizmetler dışsal ekonomilere sahiptirler ve talep esneklikleri düşüktür.

Dışsallık, ekonomik bir faaliyet sonucu ortaya çıkan fayda ve maliyetlerin bu faaliyet ile ilgili olmayan kişiler üzerindeki etkisidir.

Talep esnekliği fiyat ve gelir esnekliğinden oluşur. Talebin fiyat esnekliği, fiyatta meydana gelen bir değişiklik sonucu talep edilen miktardaki değişiktir. Gelir esnekliği ise tüketicilerin gelirlerindeki bir artış ya da azalış karşısında ilgili mal veya hizmetten talep ettikleri miktardaki değişiktir (Parasız, 1994: 90).

Elektrik hizmetinin sunulması da bir kamu hizmetidir. Elektrik hizmetleri bazı ülkelerde tamamen devlet tarafından sağlanırken bazı ülkelerde hem devlet hem de özel sektör tarafından sağlanmaktadır.

Elektrik üretim, iletim, dağıtım sistemlerinin verimli bir şekilde çalıştırılması, toplumun tüm gündelik faaliyetleri için önemlidir. Dünya üzerindeki birincil enerji

kaynaklarından olan ve yenilenebilir özelliği bulunmayan fosil yakıtların hızla tükenmesine karşın sürekli artan enerji talebi nedeniyle elektrik enerjisi sektörünün verimliliği daha da önem kazanmıştır. Sistem verimliliğinde yapılacak iyileşmeler aynı zamanda maliyetleri düşürücü bir durum oluşturmaktadır. Bu nedenlerle elektrik sektörü ile ilgili işler 1980’li yıllara kadar devletler tarafından yürütülmekteyken bu tarihten sonra ticari kaygılarla özelleştirme yoluna gidilmiştir.

Elektrik evrensel bir ürün olmasına rağmen, bu evrensel ürünü üreten, taşıyan, pazarlayan firmaların uluslararası arenada aynı şekilde organize edilmeleri beklenmemelidir. Ülkelerin uygulamalarına bakıldığında çeşitli benzerlikler ve ayrılıklar göze çarpmaktadır. Benzerliklerin sebebi aynı girdilerin ve benzer teknolojilerin kullanılmasıdır. Ayrılıklar ise ulusal, politik kültür ve geçmiş tecrübe farklılıklarından kaynaklanmaktadır (Gilbert ve diğ., 1996: 1).

Yeniden yapılandırma ve deregülasyon, elektrik şirketlerinin yapısı ve organizasyonunda bir dönüşümü ifade etmektedir. Dünyada 1990’lardan itibaren ortaya çıkan yeniden yapılandırma ve deregülasyon çabaları neticesinde, elektrik endüstrisi, tekelci bir yapıdan rekabetçi bir yapıya geçiş yapmaktadır.

Hunt’a göre (2002: 7) yeniden yapılandırma, mevcut şirketlerin yapısının değiştirilmesi, başka bir deyişle şirketlerin bazı faaliyetlerinin ayrıştırılarak, diğerlerinin birleştirilmesi veya yeni şirketlerin oluşturulmasını, deregülasyon ise fiyatlar ve rakip sağlayıcıların piyasa girişleri üzerindeki kontrollerin kaldırılmasını ifade etmektedir.

Elektrik enerjisi sektöründe özelleştirmenin temel hedefi sektörü rekabete açmaktır. Böylece verimli ve etkin, tüketicilerin istekleri doğrultusunda bir sistem gerçekleştirilecektir. Bu kapsamda temel hedefler, elektrik arzının kamu kaynaklarınca karşılanamaması nedeniyle yerli ve yabancı özel sektörün yatırım yapmalarının sağlanarak elektrik arzının temin edilmesi, mevcut santrallerde verimliliği ve üretim kapasitesini arttırmak için iyileştirme yatırımlarının yapılması, kurumlar üzerindeki politik etkilerin kaldırılarak performans düzeyinin yükseltilmesi, iletim ve dağıtım hatlarındaki kayıp ve kaçakların minimuma indirilmesi, regülasyonla denetlenen rekabet ortamı içerisinde fiyatların belirlenmesi ve fiyat istikrarının sağlanması, hizmet ve ürün kalitesini iyileştirilmesi, sektörde gelişmiş teknolojinin kullanılması, çağdaş

yönetim ve organizasyon tekniklerinin teşvik edilmesi olarak sıralanabilir. Ayrıca, belirli bir süreç sonunda, tüketicilerin elektriklerini istedikleri üretici ve dağıtıcıdan satın alma hakkına sahip olmaları hedeflenmektedir.

Uluslararası alanda, elektrik arz endüstrisinin yapılanmasında, en doğru olan ve/veya tüm ülkelerin kullandığı tek bir metot yoktur. Her ülke kendi geçmişine ve amaçlarına en uygun sistemi kurmaya çalışırken bazı ortak ve farklı noktalar da ortaya çıkmaktadır. Ağın entegrasyon derecesi, mülkiyet yapısı, kullanılan metotlar değişse de son yıllarda genellikle rekabete açılacak özellikteki pazarların (üretim) rekabete açılarak bunun avantajlarından yararlanılması, doğal tekel yapısından dolayı rekabete açılması mümkün olmayan piyasaların (iletim ve dağıtım) ise regüle edilmesi yoluna gidilmektedir. Doğal tekel yapısı taşıyan kısımların fiziksel olarak rekabete açılmaları mümkün olmasa da, bu altyapılar üzerinden verilen hizmetin (toptan satış, perakende satış) rekabete açılması da son yıllarda çeşitli ülkelerdeki elektrik piyasası reformlarının önemli bir parçası olmaktadır (Akçollu, 2003: 15).

Merkeziyetçi yönetim anlayışı, personel ve yönetici atamalarında politik tercihlerin ön planda tutulması, personel ve yöneticilerin de politikacıların doğrularını uygulamaya yönelmesi, performansla ilişkilendirilmeyen ücret sistemi, netleştirilmemiş yetki sınırları, iş garantisi, iş garantisine bağlı olarak performans düşüklüğü, yatırımlarda (yer, zaman, kapasite, ekonomiklik vb.) politik davranışlar, genel olarak kamu sektöründeki olumsuzluklar olarak sıralanabilir. Bütün bunlar kamu sektörü ile özel sektörü ayıran kriterlerden bazıları olup, sonuçları kamu işletmelerinin özel sektöre açılmasının (özelleştirme) yolunu açmaktadır.

Özelleştirmenin temel hedefi, sektörü rekabete açarak, devleti üretici konumundan çıkarıp, yönlendirici ve düzenleyici konuma sokmaktır. Teknolojik yeniliklerin sektöre uygulanmasını sağlamak amacıyla mali ve teknik alt yapıyı oluşturarak, sermayenin tabana yayılmasını sağlamaktır. Elektrik enerjisinin tüm kullanıcılara düşük maliyetli, talepleri karşılayabilecek düzeyde, güvenilir, kaliteli ve çevreye uyumlu bir şekilde sunulmasıdır. Özelleştirmenin diğer temel hedefleri, artan elektrik talebinin karşılanması, verimliliğin artırılması, üretim kapasitesinin artırılması, hizmet ve ürün kalitesinin iyileştirilmesi, elektrik sektöründe arz güvenliğinin sağlanması için artan elektrik talebinin yabancı yatırımlarla desteklenmesi, iletim ve dağıtım hatlarındaki

kayıp ve kaçakların en aza indirilmesi, regülasyonla denetlenen rekabet ortamında fiyat istikrarının sağlanması, üretim, iletim ve dağıtımın tüm aşamalarında maliyetlerin düşürülmesi, yapılacak olan yeni yatırımlarla yeni istihdam olanaklarının yaratılmasıdır (Kulalı, 1997: 40).

Bütün bunların yanında özelleştirmenin temel amaçları, devlet yatırımlarındaki mali yükün hafifletilmesi, yeni teknolojilerin ve yöntemlerin kullanılması, elektrik arz güvenliğinin sağlanarak tüketicilerin korunması olarak sıralanabilir (Cordukers, 1990: 29).

Sonuç olarak elektrik enerjisi sektöründe özelleştirmeden beklenen faydalar, üretim ve dağıtımda elektrik maliyetlerinin düşürülmesi, ekonomik ve sağlıklı rekabet ortamının oluşması için teknik kayıpların OECD ülkeleri ortalamalarının altına indirilmesi, arz ve taleplerin zamanında karşılanması ve güvenilirliğinin sağlanması olarak öngörülmektedir.

1973 yılında yaşanan ve tüm dünyayı etkileyen petrol krizi, hem gelişmekte olan ülkeleri hem de gelişmiş ülkeleri etkilemiştir. Krizin etkileri 1980'li yılların sonuna kadar devam etmiş, bu sebeple de hem gelişmiş ülkelerde hem de gelişmekte olan ülkelerde elektrik enerjisi talebinde artışlar yaşanmaya başlanmıştır. Bu kapsamda devletin ekonomideki payını küçültmeye yönelik politikalar üretilmiş ve ilk uygulamalara KİT'lerde başlanılmıştır. KİT'lerin özelleştirilmesi ile beraber 1990'lı yılların başlarında altyapı hizmetlerinin de özelleştirilmesi gündeme gelmiştir.

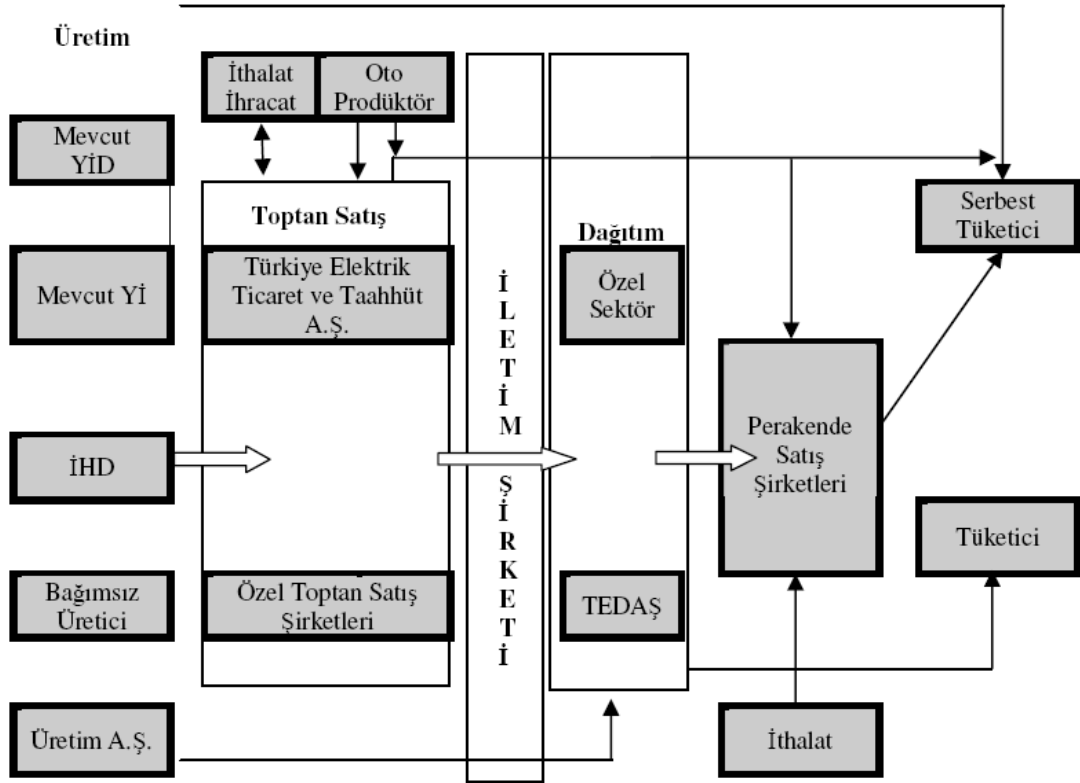
Dünyada gelişen olaylar sonucu, Türkiye'de de elektrik enerjisine olan talebin artması, kamu sektörünün elektrik enerjisi alanında yatırımlar yapmasına ve kamunun borç yükünün artmasına neden olmuştur. Bu bağlamda özelleştirme politikalarında Yap – İşlet – Devret (YİD) ve Yap – İşlet (Yİ) modellerinin uygulanmasına başlanılmıştır.

Üretim ve arzın koordine edilmesi ihtiyacı üretim, iletim, dağıtım faaliyetlerinin dikey yapılanma ile kontrol edilmesine yol açmıştır. Avrupa'da kamu mülkiyetinde monopoller oluşurken, A.B.D.'de düzenlemeye tabi tutulmuş monopol haklarına sahip özel mülkiyetli bölgesel şirketler oluşmuştur. Elektriğin iletim ve dağıtım aşamaları da büyük miktarlarda batık sermaye maliyetleri içermektedir. Aynı anda yan yana iki ayrı iletim hattı çekilmesi ekonomik olmayacağından iletim hatları üzerinden kullanım

hakkı verilerek sistem rekabete açılmaktadır. Son 10-15 yıldır Avrupa'da ve dünyada birçok ülkede elektrik endüstrisinin değişik aşamalarında rekabete açılması faaliyetleri ve yeniden düzenlemeler yapıldığı görülmektedir (Atiyas ve Dutz, 2004: 2).

4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanununun temel hedefi, elektriğin yeterli, kaliteli, sürekli, düşük maliyetli ve çevreye uyumlu bir şekilde tüketicilerin kullanımına sunulmasıdır. Bunun için de, rekabet ortamında özel hukuk hükümlerine göre faaliyet gösterebilecek mali açıdan güçlü, istikrarlı ve şeffaf bir elektrik piyasasının oluşması için gayret sarf edilmektedir. Şekil-14'de Kanunla planlanan elektrik sektörü görülmektedir.

Şekil 14. Türkiye'de 4628 Sayılı Kanun ile Planlanan Elektrik Sektörü



Kaynak : Akçollu, (2003: 70)

3.3. Türkiye Elektrik Piyasasının İşleyişi

4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu, elektriğin tüketicilere yeterli, kaliteli, sürekli ve düşük maliyetli bir şekilde sunulmasını sağlayacak rekabet ortamının oluşturulması için gereken yasal çerçeveyi oluşturmuştur. Bu doğrultuda Kanun, piyasa katılımcıları

arasında yapılacak ikili anlaşmalara ve dengeleme ve uzlaştırma mekanizmasına dayalı bir modelin teşkilini öngörmektedir.

Rekabete dayanan bir piyasa modelinin oluşturulmasında tedarik tarafı kadar tüketim tarafında da gereken serbestleştirilmenin sağlanması gerekmektedir. Bu nedenle, Kanunda yer alan serbest tüketici tanımına giren, iletim sistemine doğrudan bağlı olan tüketiciler ile bir önceki yıl toplam tüketimleri her yıl belirlenen sınırları aşan tüketiciler, tedarikçiler (perakende satış lisansına sahip dağıtım şirketleri, perakende satış şirketleri, toptan satış şirketleri ve üretim şirketleri) ile ikili anlaşmalar yapabilecektir. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) tarafından her yıl için serbest tüketici limiti belirlenmektedir. (2009 yılı için serbest tüketici limiti 480 000 kWh olarak belirlenmiştir.) Serbest olmayan tüketiciler ise düzenlemeye tabi olan perakende satış tarifeleri üzerinden elektrik enerjisi ve/veya kapasite temin edeceklerdir (EPDK, 2003).

Piyasada faaliyet gösteren tüzel kişilerin alış ve satış yükümlülüklerini karşılayabilmek için ikili anlaşmalar yapmaları gerekmektedir. Bunun için tedarikçilerin (toptan satış şirketleri, perakende satış lisansı sahibi dağıtım şirketleri ve perakende satış şirketleri), enerji satış yükümlülüklerini karşılayabilmek için enerji alım anlaşmaları imzalamaları, üreticilerin ise yapacakları üretimleri tahmin edebilmek ve planlayabilmek için enerji satış anlaşmaları imzalamaları gerekmektedir. Yükümlülüklerini karşılayacak şekilde anlaşma yapmamış olan üreticiler ile tedarikçiler, aşırı şekilde dengeleme piyasasına bağımlı kalacaklardır. Üreticilerin ve tedarikçilerin ihtiyaçlarının üzerinde ya da altında enerji alış-satış anlaşmaları yapmaları halinde piyasada büyük çaplı dengesizlikler yaşanacaktır. Bu durum piyasa koşullarının bozulması ve fiyatların çok değişken olması sonucunu doğuracaktır. Yapılacak anlaşmaların bu tür olumsuz etkileri asgari düzeye indirecek şekilde düzenlenmesi gerekmektedir (EPDK, 2003).

Üretici ve tedarikçiler arasında ikili anlaşmaların sağlıklı bir şekilde yapılması durumunda hatalı bir anlaşmadan doğabilecek fiziki dengesizliklerden ve bu dengesizliklerden kaynaklanacak mali risklerden de korunmuş olunacaktır. İkili anlaşmalar yoluyla tedarikçiler, üretimi yönlendirmiş olacaklardır. Taraflar arasında para akışının belirlenmesi ile üretim şirketleri asgari satış seviyelerini

belirleyebileceklerdir. İkili anlaşmalar ile elektrik enerjisinin alış ve satışı dengelenecektir. Bu durumda piyasa açılışında bir fiyat karmaşası yaşanması engellenecektir. Ayrıca bu anlaşmalarla şirketler piyasa koşullarını da öğrenmiş olacaklardır.

Elektrik piyasası modelinde, ikili anlaşmalar kapsamında sisteme verilen elektrik enerjisinin aynı zaman dilimi içerisinde tüketilmesi ve tüketilip tüketilmediği hususunda mutabakat sağlanması esastır. Bu nedenle üretim ve tüketim tarafında yapılacak eş zamanlı ölçüm sonuçlarının belirli bir merkezde toplanarak ikili anlaşmalar kapsamındaki taahhütlerin hangi ölçüde yerine getirildiğinin tespiti ve sistemde dengesizliğe neden olan tarafların borçlu ve alacaklı oldukları tutarların belirlenmesi gerekmektedir. Elektrik Piyasası Kanununa göre bu görev TEİAŞ bünyesinde yer alan Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi tarafından yerine getirilecektir. Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezinin piyasa işletmecisi olarak görevini eksiksiz olarak yerine getirebilmesi için ölçme-iletişim-kontrol alt yapısının bulunması gerekmektedir (EPDK, 2003).

Tüketicilerin talepleri ne kadar iyi belirlenirse belirlensin, tüketim alışkanlıklarında oluşabilecek değişiklikler, beklenmedik sosyal olaylar, iklim değişiklikleri gibi nedenlerle yada üretim tarafında olabilecek arıza vb. olağandışı durumlar nedeniyle ikili anlaşmalar kapsamındaki arz, her zaman tüketimi gerçek zamanlı olarak karşılayamayacaktır. Bu tür dengesizlik durumlarında emre amade kapasiteleri ve/veya yük atma olanakları bulunan üretim tesisleri tarafından Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezine verilmiş olan yük alma ve yük atma teklifleri değerlendirmeye alınarak, piyasa katılımcılarına en düşük maliyeti yansıtacak şekilde sistemin fiziksel dengesi tekrar sağlanacaktır. İkili anlaşmanın taraflarınca yerine getirilmemiş yükümlülüklerinin telafi edilmesi karşılığında yüklenen maliyet, o dönem için Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezine teklif edilmiş fiyatlar üzerinden, yükümlülüklerini yerine getirmemiş lisans sahibi tüzel kişiden, Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi tarafından talep edilecektir (EPDK, 2003).

Elektrik Piyasasının iyi işletilmesi ile sistem işletmecisinin, enerji sisteminde teknik ve ticari açıdan etkin bir şekilde nihai dengeleme yapmasının sağlanması hedeflenmektedir. Bu yapılırken enerji açığı bulunan tarafların, enerji açıklarının

karşılanması için maliyetleri yansıtan fiyat ödemelerinin sağlanması, enerji fazlası bulunan taraflara, sisteme aktardıkları enerji karşılığında maliyetleri yansıtan bir fiyat ödenmesinin sağlanması amaçlanmaktadır (EPDK, 2003).

Sistem işletmecisi, arz ve talebi sürekli ve anlık olarak dengelemektedir. Ticari dengeleme ise uzlaştırma dönemi olarak belirtilen zaman aralıklarında gerçekleştirilmektedir. Uzlaştırma dönemleri gündüz (saat 06:00-17:00), puant (saat 17:00-22:00) ve gece (saat 22:00-06:00) olmak üzere gün içerisi üç bölüme ayrılarak düzenlenmiştir. Arz ve talebin ekonomik ve günlük yaşam faaliyetleri dikkate alınarak dengede olabileceği dönemler belirlenmiş olup, ileride saatlik uzlaştırma dönemlerinin oluşturulması hedeflenmektedir.

Sistem işletmecisi, sistemin dengelenmesi için talebin elektrik enerjisi arzını aşması halinde üretimlerini artırmak için yük alma teklifi veren üretim şirketlerine, teklif fiyatına göre yük alma talimatı vererek enerji açığını kapatmaktadır. Yük alma talimatı verilirken en düşük fiyattan teklif veren üretim birimlerinden başlanarak, pahalı fiyata doğru teklif veren üretim birimleri sırasıyla devreye alınmaktadır. Bu durumda üretimini artırmak üzere yük alma teklifinde bulunan ve üretim birimi devreye alınan üretim şirketine, Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi teklif fiyatından ödeme yapmaktadır.

Elektrik arzının talebi aştığı durumlarda ise sistem işletmecisi sistemin dengelenmesi için üretimlerini düşürmek üzere yük atma teklifi veren üretim şirketlerine, teklif fiyatına göre yük atma talimatı vererek enerji fazlasını ortadan kaldıracaktır. Yük atma talimatı verilirken en yüksek fiyattan teklif veren üretim birimlerinden başlanarak ucuz fiyata doğru teklif veren üretim birimleri sırasıyla devre dışı bırakılmaktadır. Bu durumda, üretimini azaltmak üzere yük atma teklifinde bulunan ve üretim birimi devre dışı bırakılan yada üretim seviyesi düşürülen üretim şirketi bu kez Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi'ne yük atma teklif fiyatından ödeme yapmaktadır (EPDK, 2003).

Elektrik piyasasında, tedarikçisini seçme serbestliğine sahip, serbest tüketici olarak tanımlanmış, gerçek veya tüzel kişiler bulunmaktadır. Serbest tüketiciler ikili anlaşmalar yaparak taleplerini karşılayabilmektedir. Serbest tüketici her yıl EPDK tarafından belirlenen limitler dahilinde bir önceki takvim yılında elektrik tüketimi, kurum tarafından belirlenen limitin üzerinde olan tüketicidir. EPDK her yıl rekabetin gelişimi, ölçme-iletişim-kontrol alt yapısının yeterliliği, Piyasa Mali Uzlaştırma

Merkezinin işlem kapasitesi, ikili anlaşmalara bağlanabilecek üretim kapasitesi, TEİAŞ ve dağıtım lisansı sahibi tüzel kişiler tarafından serbest tüketicilerle ilgili sağlanan istatistikî bilgiler ışığında serbest tüketici limitini yeniden belirlemektedir.

İletim sistemine doğrudan bağlı olan, bir önceki takvim yılına ait toplam elektrik enerjisi tüketimleri serbest tüketici limitini geçen tüketiciler, içinde bulunulan yılda gerçekleşen toplam elektrik enerjisi tüketimleri serbest tüketici limitini geçen tüketiciler, kendi üretiminden tükettiği miktar dahil toplam elektrik enerjisi tüketim miktarı serbest tüketici limitini geçen otoprodüktör lisansı sahibi tüzel kişiler, bir önceki takvim yılındaki tüketimi serbest tüketici limitini geçmeyen ancak içinde bulunulan yılda serbest tüketici limitini geçeceğini ilgili dağıtım lisansı sahibi tüzel kişiye taahhüt eden ve bağlantı anlaşması veya abonelik sözleşmesindeki bağlantı gücü veya sözleşme gücü dikkate alınarak hesaplanan tüketim değeri serbest tüketici limitini geçen tüketiciler, içinde bulunulan yılda serbest tüketici limitini geçeceğini ilgili dağıtım lisansı sahibi tüzel kişiye taahhüt eden ve bağlantı anlaşmasındaki bağlantı veya sözleşme gücü dikkate alınarak hesaplanan tüketim değeri serbest tüketici limitini geçen yeni tüketiciler serbest tüketici olarak kabul edilmektedir (EPDK, 2003).

Elektrik Piyasası Kanununda üretim faaliyeti gösterebilecek tüzel kişilerin, özel sektör üretim şirketleri, Elektrik Üretim Anonim Şirketi (EÜAŞ) ve bağlı ortaklıkları, Elektrik Üretim Anonim Şirketi'nin yeniden yapılandırılmasıyla oluşan diğer kamu üretim şirketleri ile otoprodüktör ve otoprodüktör grupları olduğu belirtilmektedir. Özel sektör ve kamu üretim şirketlerinin, lisansları uyarınca gerçek ve tüzel kişilere elektrik enerjisi ve/veya kapasite satışı yapabileceği ifade edilmektedir (4628 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu).

Kanunda otoprodüktörün, esas olarak kendi elektrik enerjisi ihtiyacını karşılamak üzere elektrik üretimi yapan tüzel kişiyi, otoprodüktör grubunun ise esas olarak ortaklarının elektrik enerjisi ihtiyacını karşılamak üzere elektrik enerjisi üretimi ile işgal eden tüzel kişiyi ifade ettiği belirtilmektedir.

3.3.1. Gün Öncesi Dengeleme Piyasası

Elektrik Piyasasında dengeleme ve uzlaştırma sistemlerinin nasıl işleyeceği Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu tarafından ilk olarak 21 Aralık 2004 tarihli ve 25677

sayılı Resmi Gazete’de yayınlanan ve en son 14 Nisan 2009 tarihli ve 27200 sayılı Resmi Gazete’de yayınlanan, Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği’nde belirtilmiştir. Bu işleyişle ilgili yönetmelikte geçen bazı kavramlar aşağıda açıklanmıştır;

Dengeleme ve Uzlaştırma Sistemi: Arz ve talebin, dengeleme sistemi katılımcılarının yük alma ve yük atma tekliflerinin kabul edilmesi suretiyle gerçek zamanlı olarak dengelenmesine ve kabul edilen yük alma ve yük atma teklifleri ile enerji açık ve/veya enerji fazlalarına ilişkin alacak ve borçlarının mali açıdan uzlaştırılmasına ilişkin işlemler, bu işlemlerin tarafları ve bu taraflar arasındaki ilişkiler bütününden oluşan sistemi,

Fatura Dönemi: Bir takvim ayının ilk günü saat 00:00’da başlayıp, aynı ayın son günü saat 24:00’de biten süreyi,

Kesinleşmiş Günlük Üretim Programı (KGÜP): Bir dengeleme biriminin, bir gün için, zaman bazında sisteme vereceği bildirilen ve bildirim zamanının sona ermesinden sonra değiştirilemeyen aktif güç miktarını,

Milli Yük Tevzi Merkezi (MYTM): TEİAŞ bünyesinde yer alan ve elektrik enerjisi arz ve talebinin gerçek zamanlı olarak dengelenmesinden sorumlu birimini,

Minimum Kararlı Üretim Düzeyi (MKÜD): Bir dengeleme biriminin sürekli olarak çalışabileceği asgari aktif güç seviyesini,

Otoprodüktör: Esas olarak kendi elektrik enerjisi ihtiyacını karşılamak üzere elektrik üretimi ile iştigal eden tüzel kişiyi,

Otoprodüktör Grubu: Esas olarak ortaklarının elektrik enerjisi ihtiyacını karşılamak üzere elektrik enerjisi üretimi ile iştigal eden tüzel kişiyi,

Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi (PMUM): Kanun uyarınca TEİAŞ bünyesinde yer alarak ilgili mevzuat çerçevesinde, MYTM tarafından elektrik enerjisi arz ve talebinin gerçek zamanlı olarak dengelenmesi sonucu oluşan enerji açık ve/veya fazlalarına ilişkin olarak tüzel kişilerin borçlu ya da alacaklı oldukları tutarları hesaplamak suretiyle dengeleme ve uzlaştırma sisteminin uzlaştırma tarafını çalıştırmakla görevli olduğu Kanunda belirtilen birimi,

Saatlik Sistem Marjinal Fiyatı: Dengeleme amacıyla, sistemin enerji açığını gidermek için yük aldırılan dengeleme birimlerine uygulanan, kabul edilen en yüksek saatlik yük alma teklif fiyatını veya sistemin enerji fazlasını gidermek için yük attırılan dengeleme birimlerine uygulanan, kabul edilen en düşük saatlik yük atma teklif fiyatını,

Uzlaştırma Dönemi: Bir fatura dönemi içindeki gündüz, puant ve gece zaman dilimlerini,

Yük Alma: Bir dengeleme biriminin MYTM tarafından verilen talimatlar doğrultusunda, KGÜP’de belirtilen seviyeden daha yüksek bir seviyede enerji üretmesi durumu,

Yük Alma Talimatı: Dengeleme birimlerinin üretimlerini artırmak amacıyla ilgili dengeleme sistemi katılımcılarına MYTM tarafından yapılan bildirimleri,

Yük Alma Teklifi: Dengeleme biriminin KGÜP ile emreamade kapasitesi arasındaki kapasiteyi,

Yük Alma Teklif Fiyatı: Dengeleme sistemi katılımcılarının yük almak için talep ettikleri birim fiyatları,

Yük Atma: Bir dengeleme biriminin MYTM tarafından verilen talimatlar doğrultusunda, KGÜP’de belirtilen seviyeden daha düşük bir seviyede enerji üretmesi durumu,

Yük Atma Teklifi: Dengeleme biriminin KGÜP ile 0 (sıfır) MW arasındaki kapasiteyi,

Yük Atma Talimatı: Dengeleme birimlerinin üretimlerini azaltmak amacıyla ilgili dengeleme sistemi katılımcılarına MYTM tarafından yapılan bildirimleri,

Yük Atma Teklif Fiyatı: Dengeleme sistemi katılımcılarının yük atmak için teklif ettikleri birim fiyatları, ifade etmektedir.

Uzlaştırma, piyasa katılımcılarının, kabul edilen yük alma ve yük atma teklifleri, ikili anlaşma bildirimleri, sisteme verdikleri ve/veya sistemden çektikleri uzlaştırmaya esas elektrik enerjisi miktarları dikkate alınarak belirlenen enerji açık ve/veya enerji fazlarına ilişkin olarak alacaklı ve/veya borçlu oldukları tutarların belirlenmesi ve

ilgili mali işlemlerin gerçekleştirilmesi amacıyla, PMUM tarafından yürütülen faaliyetleri ve bu faaliyetler için gerekli idari işlemleri içermektedir.

Uzlaştırmanın, rekabet ortamında özel hukuk hükümlerine göre faaliyet gösterecek, mali açıdan güçlü, istikrarlı ve şeffaf bir elektrik enerjisi piyasasının oluşturulması amacıyla hizmet etmesi esastır. Uzlaştırma, aşağıdaki esaslar çerçevesinde yürütülmektedir:

a) Kabul edilen yük alma ve yük atma teklifleri, saatlik fiyatlar üzerinden aylık olarak uzlaştırılmaktadır. Bu çerçevede;

1) Dengeleme amaçlı yük aldırılan, dengeleme birimlerinin piyasaya satışlarında ve dengeleme amaçlı olarak yük attırılan, dengeleme birimlerinin piyasadaki alımlarında saatlik sistem marjinal fiyatlarının uygulanması esastır.

2) Dengeleme haricinde, diğer sistem işletim gereklerinin karşılanmasına yönelik olarak yük aldırılan dengeleme birimlerinin piyasaya satışlarında ve yük attırılan dengeleme birimlerinin piyasadaki alımlarında, dengeleme birimlerinin kendi teklif fiyatları esas alınmaktadır.

b) Piyasa katılımcılarının, ikili anlaşma bildirimleri, kabul edilen yük alma ve yük atma teklifleri ve sisteme verdikleri ve/veya sistemden çektikleri uzlaştırmaya esas elektrik enerjisi miktarları dikkate alınarak belirlenen enerji açık ve/veya enerji fazlaları, uzlaştırma dönemi bazında belirlenecek sistem dengesizlik fiyatı üzerinden, aylık olarak uzlaştırılmaktadır.

c) Bir ayın bir uzlaştırma dönemi için geçerli sistem dengesizlik fiyatının, söz konusu ayın her bir gününde söz konusu uzlaştırma döneminin her bir saati için gün öncesinde, dengeleme amaçlı olarak kabul edilen yük alma ve yük atma teklifleri neticesinde dengeleme birimlerinin piyasaya sattıkları ve/veya piyasadaki satın aldıkları elektrik enerjisine ilişkin miktarlar ile ilgili saatlik sistem marjinal fiyatlarının dikkate alınması suretiyle hesaplanacak tek bir fiyat olması esastır.

Piyasa katılımcıları, dengeleme sistemine katılmalarından dolayı ve/veya enerji açıkları ve/veya fazlaları nedeniyle, sisteme elektrik enerjisi veren ve/veya sistemden elektrik enerjisi çeken;

- a) Üretim lisansı sahibi,
- b) Otoprodüktör lisansı sahibi,
- c) Otoprodüktör grubu lisansı sahibi,
- d) Toptan satış lisansı sahibi,
- e) Perakende satış lisansı sahibi, tüzel kişilerden oluşmaktadır.

MYTM tarafından, her gün saat 12:³⁰'a kadar, bir sonraki güne ait talep tahmini, tüm dengeleme sistemi katılımcılarına duyurulmaktadır. MYTM tarafından duyurulan talep tahmini, dengeleme birimi olarak kayıtlı olmayan üretim tesisleri tarafından karşılanacak talepten arındırılmış olarak, duyurunun yapıldığı günün ertesi gün saat 00:⁰⁰'dan başlayarak, takip eden gün saat 24:⁰⁰'e kadar olan 24 saatlik döneminin her bir saat içerisinde, kayıtlı tüm dengeleme birimleri tarafından karşılanacak toplam talep (MW) bilgisini içermektedir. MYTM, saat 16:⁰⁰'ya kadar her bir dengeleme birimi için KGÜP'ler ve kabul edilen yük alma ve yük atma tekliflerine ilişkin talimatları, ilgili dengeleme sistemi katılımcısına bildirmektedir. Dengeleme sistemi katılımcıları, kendi adlarına kayıtlı tüm dengeleme birimleri için aşağıdaki bilgileri MYTM'ye bildirmektedir;

- a) Fatura döneminin başladığı aydan bir önceki ayın 25 inci gününden önceki son iş günü saat 17:⁰⁰'ye kadar fatura döneminin 10 uncu günü saat 24:⁰⁰'e kadar geçerli olacak, fatura dönemi içerisinde, ayın 6 inci gününden önceki son iş günü saat 17:⁰⁰'ye kadar fatura döneminin geriye kalan kısmı için geçerli olacak, her bir uzlaştırma dönemine ait ayrı ayrı yük alma ve yük atma teklif fiyatları,
- b) Her gün saat 14:³⁰'a kadar, her bir dengeleme birimi için ayrı ayrı olmak üzere bildirim yapıldığı günü izleyen gün saat 00:⁰⁰ ile 24:⁰⁰ saatleri arasındaki 24 saatlik dönemi kapsayan günlük üretim programları (GÜP),
- c) Her gün saat 14:³⁰'a kadar, bildirim yapıldığı günü izleyen gün saat 00:⁰⁰ ile 24:⁰⁰ saatleri arasındaki 24 saatlik dönemi kapsayan, her bir dengeleme birimi için ayrı ayrı olmak üzere teknik parametreler.

Dengeleme sistemi katılımcıları, kendi adlarına kayıtlı dengeleme birimlerinin yük alma ve yük atma teklif fiyatlarını ayrı ayrı vermekle yükümlü olmaktadır.

Dengeleme sistemi katılımcıları, her biri bir uzlaştırma döneminde geçerli olmak üzere 3 adet fiyat teklif seti bildirmektedir. Her bir fiyat teklif seti; aşağıda belirtilen esaslar çerçevesinde, 2 adet yük alma teklif fiyatı ve 2 adet yük atma teklif fiyatından oluşmaktadır:

a) Yük Alma Teklif Fiyatı 1 (YAL1): Dengeleme sistemi katılımcısının, ilgili dengeleme biriminin KGÜP'üne göre, 0 (sıfır) MW'tan Minimum Kararlı Üretim Düzeyi'ne (MKÜD) kadar yapabileceği üretim artışı için talep ettiği birim fiyattır (TL/MWh),

b) Yük Alma Teklif Fiyatı 2 (YAL2): Dengeleme sistemi katılımcısının, ilgili dengeleme biriminin KGÜP'üne göre, MKÜD'ün üzerinde yapabileceği üretim artışı için talep ettiği birim fiyattır (TL/MWh),

c) Yük Atma Teklif Fiyatı 1 (YAT1): Dengeleme sistemi katılımcısının ilgili dengeleme biriminin KGÜP'üne göre, MKÜD'den 0 (sıfır) MW'a kadar yapabileceği üretim azalması için ödemeyi teklif ettiği birim fiyattır (TL/MWh),

d) Yük Atma Teklif Fiyatı 2 (YAT2): Dengeleme sistemi katılımcısının ilgili dengeleme biriminin KGÜP'üne göre, MKÜD'e kadar yapabileceği üretim azalması için ödemeyi teklif ettiği birim fiyattır (TL/MWh).

Bildirilen tüm yük alma ve yük atma teklif fiyatları en az sıfıra eşit ya da sıfırdan büyük olup; tüm yük alma ve yük atma teklifleri açısından;

$YAL\ 2 \geq YAL\ 1,$

$YAT\ 2 \geq YAT\ 1,$

$YAL\ 1 \geq YAT\ 1,$

$YAL\ 2 \geq YAT\ 2,$ eşitlikleri geçerli olmaktadır.

Dengeleme sistemi katılımcıları tarafından, MYTM'ye bildirilen yük alma ve yük atma teklif fiyatlarında, fatura döneminin ilk on günü için bir önceki ayın 25 inci gününden önceki son iş günü saat 17:00'den sonra, ayın 11 inci gününün başlangıcından fatura

döneminin sonuna kadar olan süre için ayın 6 ıncı gününden önceki son iş günü saat 17:⁰⁰’den sonra değişiklik yapılamamaktadır. Bildirilen yük alma ve yük atma teklif fiyatlarının yapısı ve içeriği MYTM tarafından incelenmektedir. Yapı ve içerik olarak uygunluğu teyit edilen teklif fiyatları, geçerli olarak kabul edilmektedir. Yük alma ve yük atma teklif fiyatları ile MYTM’ye bildirilen bilgilerin doğruluğundan, ilgili dengeleme sistemi katılımcısı sorumlu olmaktadır.

Tekliflerin yapısında ya da içeriğinde herhangi bir eksikliğin ve/veya yanlışlığın tespit edilmesi halinde, yapılan bildirim MYTM tarafından sebepleri de belirtilerek reddedilmektedir. Yapılan bildirim reddedildiği MYTM tarafından ilgili dengeleme sistemi katılımcısına en kısa sürede bildirilmektedir. Bu durumda, söz konusu dengeleme sistemi katılımcısının daha önce verdiği ve en son geçerli kabul edilen teklif fiyatları, bir sonraki yük alma, yük atma fiyat dönemi için de geçerli olmaktadır.

PMUM’a kaydını müteakip ilk okuması yaptırılarak ticari işletmeye geçen ve sisteme ilk kez enerji verme durumunda olan bir dengeleme biriminin, içinde bulunduğu fatura ayı için teklif fiyatı verme süresini geçirdiği durumlarda, teklif verebileceği bir sonraki yük alma, yük atma fiyat döneminin başlangıcına kadar yürürlükte olmak üzere fiyat teklif verme tarihi, ilk okuması yapılarak sisteme enerji verdiği tarih olmaktadır. Söz konusu fiyat teklifi, verildiği tarihten iki gün sonra geçerli kabul edilerek, dengeleme uygulamalarında yer almaktadır.

GÜP’ler, dengeleme sistemi katılımcıları tarafından MWh olarak, her saat için o saat içerisinde üretilen toplam enerji miktarının belirtilmesi şeklinde belirlenmektedir. Dengeleme sistemi katılımcıları tarafından her gün saat 14:³⁰’a kadar her bir dengeleme birimi için belirlenerek MYTM’ye bildirilen GÜP’ler saat 14:30’da kesinleşmektedir. 14:³⁰ itibarıyla en son bildirilmiş olan GÜP’ler, KGÜP olarak kaydedilmektedir. KGÜP’ler bir gün sonrası için üretim planlama faaliyetlerine ve gerçek zamanlı dengeleme işlemlerine baz oluşturmaktadır. KGÜP’ler, bildirim yapıldığı günü izleyen gün saat 00:⁰⁰ ile 24:⁰⁰ saatleri arası 24 saatlik dönemi kapsamaktadır ve GÜP’ler ile aynı yapıdadır (TÜSİAD, 2008).

Sistemdeki arz ve talebin, bir gün sonrası üretim planlama faaliyetleri kapsamında ya da gerçek zamanlı olarak dengelenmesi, yük alma ve yük atma tekliflerinin MYTM

tarafından değerlendirilmesi ve yapılan değerlendirme sonucunda uygun tekliflerin kabul edilmesi ile gerçekleştirilmektedir.

MYTM tarafından, yük alma ve yük atma tekliflerinin değerlendirilmesinde aşağıdaki kriterler esas alınmaktadır;

- a) İletim ya da dağıtım sistemi kısıtları,
- b) Dengeleme birimlerine ilişkin teknik parametreler, KGÜP'ler ve teknik kısıtlar,
- c) Dengeleme birimleri için geçerli yük alma ve yük atma teklif fiyatları.

Değerlendirme sonucunda kabul edilen yük alma ve yük atma teklifleri, yük alma ve yük atma talimatlarına dönüştürülerek ilgili dengeleme sistemi katılımcısına bildirilmektedir.

Fatura dönemi, bir takvim ayının ilk günü saat 00⁰⁰'da başlayıp, aynı ayın son günü saat 24⁰⁰'de biten süreyi kapsamaktadır.

Bir fatura dönemi üç uzlaştırma döneminden oluşmaktadır. Bu uzlaştırma dönemleri;

- a) 06⁰⁰ – 17⁰⁰,
- b) 17⁰⁰ – 22⁰⁰,
- c) 22⁰⁰ – 06⁰⁰,

saatleri arasına karşılık gelen; gündüz, puant ve gece zaman dilimlerini içermektedir.

3.3.2. Gerçek Zamanlı Dengeleme Piyasası

Elektrik ekonomik olarak stoklanamadığından arz ve talebin gerçek zamanlı ve sürekli olarak dengelenmesi gerekmektedir. Elektriğe olan talep, aylık ve mevsimsel olarak değiştiği gibi günlük hatta saatlik olarak değişmektedir. Tüketiciler elektriği üretim, iletim, dağıtım sistemlerinin oluşturduğu bir havuza bağlanarak elde etmektedir. Burada tüketici ile üretici arasında direkt bir temas yoktur. Santrallerde üretilen elektrik, ortak bir havuzda toplanmakta ve tüketici de bu havuzdan ihtiyacı olan elektriği çekmektedir. Kısa dönemde talebin fiyat esnekliği çok düşüktür. Talebin fiyat esnekliği, bir malın fiyatında belli oranda bir değişme olması durumunda o mala olan talebin değişme oranını ifade eden bir kavramdır. Talebin fiyat esnekliğinin düşük

olması, fiyattaki düşme oranında talep miktarında düşmenin meydana gelmemesidir. Elektrik santralleri de elektrik üretim teknolojisi nedeniyle esnek olmayan bir kapasiteye sahip olduklarından, özellikle talebin pik değerlere ulaştığı anlarda arz da esnek değildir. Voltaj gibi elektriğin teknik özelliklerinde dalgalanmalar olmaması için transformatörler ve iletim hatları gibi sistemlerin de kısıtları göz önünde bulundurulmalıdır. Bu kısıtlar nedeniyle sistemde en düşük maliyetli üreticiden başlayarak arz gerçekleştirilmektedir. Arz ve talebin dengelenmesi, iletim ve transformatör kısıtlarının göz önünde bulundurulması, farklı birimlerin üretimlerinin planlanıp, koordine edilmesini gerektirmektedir. Üretici birimlerin arz ve talepteki değişimlere cevap verebilmesi için minimum seviyede bir rezerv kapasitede tutulmaları gerekmektedir. Aksi takdirde, üretim santralleri anında devreye giremeyecekleri için sisteme entegre olamayacaklardır.

Elektriğin saklanamaması nedeniyle elektrik üretiminin ve tüketiminin anlık olarak birbirine eşit olması gerekmektedir. Bu eşitleme gerçekleşirken elektriğin yeterli voltaj, uygun akım gibi istenilen özelliklerde akması beklenmektedir. Arz ile talep arasında oluşabilecek bir dengesizlik iyi koordine edilemezse, tüm sistemi etkileyebilecektir. Bunun için merkezi bir sistem işleticisine ihtiyaç bulunmaktadır. Sistem işleticisi sistemin bütününe gözleyerek arz ve talep dengesini sağlayacaktır. Talebin durumuna göre üretim birimlerini devreye alacak ya da devreden çıkaracaktır. Gerekliğinde üretim birimlerinin üretim seviyelerine müdahalede bulunacaktır. Elektrik sistemleri aşırı yüklerle karşı duyarlı olduklarından arıza çıkma olasılığı yükselmekte ve elektrik arzı kesintiye uğrayabilmektedir. Üretim birimlerinde ya da iletim hatlarında bu tür durumlar görülebilmektedir. Bu gibi durumlarda sistem işleticisinin görevi daha da önem kazanmaktadır. Sistem işleticisi, merkezi kontrol sistemleri ile sistemin tümünün güvenliğini sağlayarak sistemin çökmesine müsaade etmeyecektir. Herhangi bir üretim biriminin devre dışı kalması durumunda devreye alınabilecek başka üretim birimlerinin olması gerekmektedir. Farklı maliyetlere sahip üretim birimlerinin devreye girmesi ile elektrik maliyetleri değişecektir. İletim sisteminde ise herhangi bir hattın devre dışı kalması ile birlikte elektrik başka hatlar üzerinden akacaktır. Bu durumda da sistem işleticisinin iletim kısıtlarını dikkate alması gerekecektir.

Saatlik Sistem Marjinal Fiyatı (SMF_s), saatlik sistem enerji denge durumuna bağlı olarak aşağıdaki formüle göre hesaplanmaktadır:

Söz konusu saat içerisinde $\sum_{t=1}^n KEYALM_{t,s}^0 > \sum_{t=1}^m KEYATM_{t,s}^0$ ise

Sistemde enerji açığı olduğundan,

$$SMF_s = \max(YAL1_{t,s}^0, YAL2_{t,s}^0) \quad \forall YAL1_{t,s}^0; YAL2_{t,s}^0 \quad \text{için} \quad t=1,2,..n$$

Söz konusu saat içerisinde $\sum_{t=1}^n KEYALM_{t,s}^0 < \sum_{t=1}^m KEYATM_{t,s}^0$ ise

Sistemde enerji fazlası olduğundan,

$$SMF_s = \min(YAT1_{t,s}^0, YAT2_{t,s}^0) \quad \forall YAT1_{t,s}^0; YAT2_{t,s}^0 \quad \text{için} \quad t=1,2,..m$$

Söz konusu saat içerisinde $\sum_{t=1}^n KEYALM_{t,s}^0 = \sum_{t=1}^m KEYATM_{t,s}^0$ ise

Sistem dengede olduğundan,

$$SMF_s = \frac{\max(YAL1_{t,s}^0, YAL2_{t,s}^0) + \min(YAT1_{t,s}^0, YAT2_{t,s}^0)}{2}$$

$$\forall YAL1_{t,s}^0; YAL2_{t,s}^0; YAT1_{t,s}^0; YAT2_{t,s}^0 \quad \text{için} \quad t=1,2,..n, ..m$$

Söz konusu saat içerisinde kabul edilen tüm yük alma ve yük atma tekliflerinin etiket değeri 1 (bir) olduğu durumda,

$$SMF_s = 0 \text{ olur.}$$

Bu formülde geçen;

$KEYALM_{t,s}^0$; hesaplanan, “t” dengeleme biriminin, etiket değeri 0 (sıfır) olan toplam saatlik kabul edilen yük alma teklif miktarını (MWh),

$KEYATM_{t,s}^0$; hesaplanan, “t” dengeleme biriminin, etiket değeri 0 (sıfır) olan toplam saatlik kabul edilen yük atma teklif miktarını (MWh),

n “s” saat içerisinde yük alma teklifleri etiket değeri 0 (sıfır) olarak kabul edilen dengeleme birimi sayısını,

m “s” saat içerisinde yük atma teklifleri etiket değeri 0 (sıfır) olarak kabul edilen dengeleme birimi sayısını,

SMF_s “s” saat için Saatlik Sistem Marjinal Fiyatını (TL/MWh),

$YAL1_{t,s}^0$	“s” saat içerisinde etiket değeri 0 (sıfır) olarak kabul edilen yük alma teklif miktarı bulunan, “t” dengeleme biriminin 0 (sıfır) MW’dan MKÜD’e kadar yük almak için geçerli, saatlik yük alma teklif fiyatını (TL/MWh),
$YAL2_{t,s}^0$	“s” saat içerisinde etiket değeri 0 (sıfır) olarak kabul edilen yük alma teklif miktarı bulunan, “t” dengeleme biriminin, MKÜD’ün üzerinde yük almak için geçerli, saatlik yük alma teklif fiyatını (TL/MWh),
$YAT1_{t,s}^0$	“s” saat içerisinde etiket değeri 0 (sıfır) olarak kabul edilen yük atma teklif miktarı bulunan, “t” dengeleme biriminin, MKÜD’den 0 (sıfır) MW’a kadar yük atmak için geçerli, saatlik yük atma teklif fiyatını (TL/MWh),
$YAT2_{t,s}^0$	“s” saat içerisinde etiket değeri 0 (sıfır) olarak kabul edilen yük atma teklif miktarı bulunan, “t” dengeleme biriminin MKÜD’e kadar yük atmak için geçerli, saatlik yük atma teklif fiyatını (TL/MWh), ifade etmektedir.

Bir fatura dönemi için, her bir dengeleme birimine, her bir saat için verilen yük alma talimatlarına ilişkin olarak uygulanacak saatlik yük alma fiyatları aşağıdaki formüle göre belirlenmektedir:

Sistemde enerji açığı olduğu durumda,

$$\begin{aligned}
 YAL1_{t,s} \leq SMF_s & \quad \text{ise} \quad YAF1_{t,s} = SMF_s \\
 YAL2_{t,s} \leq SMF_s & \quad \text{ise} \quad YAF2_{t,s} = SMF_s \\
 YAL1_{t,s} > SMF_s & \quad \text{ise} \quad YAF1_{t,s} = YAL1_{t,s} \\
 YAL2_{t,s} > SMF_s & \quad \text{ise} \quad YAF2_{t,s} = YAL2_{t,s}
 \end{aligned}$$

Sistem enerji dengede ve/veya sistemde enerji fazlası olduğu durumlarda,

$$YAF1_{t,s} = YAL1_{t,s}$$

$$YAF2_{t,s} = YAL2_{t,s}$$

Bu formülde geçen;

$YAL1_{t,s}$	“t” dengeleme biriminin 0 (sıfır) MW’dan MKÜD’e kadar yük almak için geçerli saatlik yük alma teklif fiyatını (TL/MWh),
SMF_s	Saatlik Sistem Marjinal Fiyatını (TL/MWh),

- YAF1_{t,s} “t” dengeleme birimine, 0 (sıfır) MW’dan MKÜD’e kadar yük alması için uygulanan saatlik yük alma fiyatını (TL/MWh),
- YAL2_{t,s} “t” dengeleme biriminin, MKÜD’ün üzerinde yük almak için geçerli saatlik yük alma teklif fiyatını (TL/MWh),
- YAF2_{t,s} “t” dengeleme birimine, MKÜD’ün üzerinde yük alması için uygulanan saatlik yük alma fiyatını (TL/MWh), ifade etmektedir.

Bir fatura dönemi için, her bir dengeleme birimine, her bir saat için verilen yük atma talimatlarına ilişkin olarak uygulanacak fiyat aşağıdaki formüle göre belirlenir:

Sistemde enerji fazlası olduğu durumda,

$$YAT1_{t,s} \geq SMF_s \quad \text{ise} \quad YTF1_{t,s} = SMF_s$$

$$YAT2_{t,s} \geq SMF_s \quad \text{ise} \quad YTF2_{t,s} = SMF_s$$

$$YAT1_{t,s} < SMF_s \quad \text{ise} \quad YTF1_{t,s} = YAT1_{t,s}$$

$$\text{Eğer } YAT2_{t,s} < SMF_s \text{ ise} \quad YTF2_{t,s} = YAT2_{t,s}$$

Sistem enerji dengede ve/veya sistemde enerji açığı olduğu durumda,

$$YTF1_{t,s} = YAT1_{t,s}$$

$$YTF2_{t,s} = YAT2_{t,s}$$

Bu formülde geçen;

YAT1_{t,u} “t” dengeleme biriminin, MKÜD’den 0 (sıfır) MW’a kadar yük atmak için geçerli saatlik yük atma teklif fiyatını (TL/MWh),

YTF1_{t,s} “t” dengeleme birimine, MKÜD’den 0 (sıfır) MW’a kadar yük atması için uygulanan saatlik yük atma fiyatını (TL/MWh),

YAT2_{t,s} “t” dengeleme biriminin, MKÜD’e kadar yük atmak için geçerli saatlik yük atma teklif fiyatını (TL/MWh),

SMF_s Saatlik Sistem Marjinal Fiyatını (TL/MWh),

YTF2_{t,s} “t” dengeleme birimine, MKÜD’e kadar yük atması için uygulanan saatlik yük atma fiyatını (TL/MWh), ifade etmektedir.

Talep yanlı katılım, dengeleme piyasasında, üreticilerin pazar gücünün kontrol edilmesi açısından önem taşımaktadır. Arz yanlı katılıma yani sadece üreticilerin sistemden daha fazla ya da az elektrik çekmeyi kabul edecekleri durumlar için fiyat teklifi verdikleri piyasalar, üreticilerin pazar gücü kullanmasına elverişli bir ortam

hazırlamaktadır. Talep yanlı katılıma izin veren piyasalar ise, tüketicilerin de teklif vermelerine olanak sağlayarak, üreticilerin pazar gücünü zayıflatmaktadır. TEİAŞ tarafından işletilen dengeleme piyasasına, başlangıçta talep yanlı katılım öngörülmemektedir. Yeni piyasa yapısında, başlangıçta üretim seviyesinde söz konusu olacak yoğunlaşma dikkate alındığında, mümkün olan en kısa zamanda piyasaya talep yanlı katılımın sağlanması yararlı olabilecektir (IEA/OECD 2002-2003).

Elektrik piyasasının amacına ulaşabilmesi için uzun vadeli arz güvenliğinin sağlanması ve elektrik fiyatlarının sanayinin rekabet gücünü olumsuz etkilememesi için için şeffaf spot fiyatların ve likid forward piyasaların oluşturulması gerekmektedir. Bu nedenle son olarak revize edilerek 14.02.2009 tarihinde Resmi Gazetede yayımlanan Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği ile önümüzdeki bir yıl içerisinde saatlik uzlaştırmaya ve gün öncesi piyasa yapısı uygulamasına birinci aşamada sanal olarak geçilmesi hedeflenmiştir.

Oluşturulacak gün öncesi piyasasında uzun ve orta dönemli ikili anlaşmalar dışında da enerji ticareti yapılması mümkün olacaktır. Böylece dengeleme- uzlaştırma sadece mevcut anlaşmalardan farkların dengelenmesi ve uzlaştırılmasına münhasır olacak, piyasa katılımcıları gün öncesi piyasasından bir gün sonrası dahil olmak üzere kısa ve orta vadeli spot alım – satım işlemleri yapabileceklerdir Ancak spot piyasada gerçekleştirilecek ticarete konu enerji miktarının, toptan satışı yapılan enerji miktarının %15'ini aşmaması hedeflenmektedir.

3.4. Elektrik Piyasasının Yeniden Yapılandırılmasında Çeşitli Ülke Uygulamaları

Dünyada elektrik endüstrilerinde regülasyon çalışmaları son zamanlarda daha da hızlanmaktadır. Bu yeniden yapılandırma ve düzenleme çalışmalarının amacı daha rekabetçi ve daha verimli çalışan bir endüstri oluşturmaktır. Böylece sektördeki firmaların maliyetlerini düşürecek çalışmalar yapacakları, teknolojilerini geliştirmeye zorlanacakları düşünülmektedir. Sektörde monopol şirketler yerine fazla sayıda şirketin bulunması ile taraflar çoğalmış, bu durumda sektörün koordinasyonu için iletişim ve piyasa oluşturulması ihtiyacı ortaya çıkmıştır.

Sosyal devlet anlayışı, devletin görev tanımını değiştirmiş ve yükümlülüklerini arttırmıştır. Ancak, devlet girişimci olarak çözüm üretmekte yetersiz kalmakta ve

verimlilikte istenilen seviyeye ulaşamamaktadır. Bu nedenle de regülasyona dönük devlet müdahaleciliğine geçilmeye başlanmıştır.

Toplumların ekonomik açıdan gelişmesi için devletin iki önemli görevi vardır. Kar marjı gözetmeksizin, kamu düzeninin devamı için gerekli yatırımları yapmak ve tam rekabetçi ekonomik koşulların, kurallarına göre işlemlerini sağlamaktır.

Regülasyon, iktisat literatüründe dar ve geniş anlamda olmak üzere iki şekilde tanımlanmaktadır. Dar anlamda regülasyon, hükümetlerin, bireylerin ve firmaların iktisadi ve sosyal açıdan istenmeyen davranışlarını engellemek amacıyla oluşturduğu, uygun yaptırımlarla desteklenmiş kurallar bütünü olarak tanımlanmaktadır. Geniş anlamda ise regülasyon, her türlü faaliyetin ve sürecin yaptırım oluşturma imkânına sahip herhangi bir otorite veya mekanizma tarafından oluşturulacak kurallar, telkinler, kısıtlar veya teşvikler yoluyla denetim altına alınması, düzenlenmesi, yönlendirilmesi ve şekillendirilmesi olarak tanımlanmaktadır (Guasch ve Hahn, 1999: 3).

20. yüzyıl içinde düzenleyici devletin ortaya çıkması, modern, endüstrileşmiş demokrasinin gelişmesi için gereken bir adımdır. Regülasyon yoluyla devletler, büyük boyutlu ekonomik ve sosyal değerlerin korunmasına yönelik önemli kazançlar sağlamaktadır (OECD, 1998).

Regülasyonun fonksiyonları, kar ve fiyat kontrolü, hizmetlerin standartlarının tespiti, tüketicilerin şikayet hakkı prosedürlerinin ve çevresel faktörlerin gözden geçirilmesidir.

Başlangıçta sektörün rekabetçi bir yapıya kavuşması konusunda akademik çalışmalar yapılmıştır. Sonra piyasalarda rekabetçi pazarların oluşması ile ortaya çıkan fiyat oynaklıkları, yükselen fiyatlar ve bu durumların oluşmasının nedenlerini inceleyen akademik çalışmalar yapılmaya başlanmıştır.

Elektrik endüstrisinin rekabete açılması ile elektriğin toptan ve spot olarak alınıp satıldığı piyasalar oluşturulmuştur. Elektriğin bu piyasalarda işlem görmesi ile birlikte fiyatlarının oynaklığı artmış, bunun sonucunda da elektrik enerjisi türev ürünleri ortaya çıkmıştır. Bu türev ürünlerin değerlerinin tespit edilmesi ve işlemleri de önemli hale gelmiştir. Elektrik üreticileri ve kullanıcıları da risk kavramını kullanmaya ve tanımaya

başlamışlardır. Elektrik üreticileri ve kullanıcıları, türev ürünleri kullanarak gelecekte karşılaşacakları risklere karşı kendilerini korumaktadır.

Elektrik enerjisine talebin artması ve/veya elektrik üretiminin artması, kamu sektörünün artışlara cevap verememesi ve rekabet ortamının yaratılarak maliyetlerin düşürülmesinin gerekliliği, özel sektör ve yabancı yatırımcıların da işin içerisine katılması zorunluluğunu doğurmuştur. Bu nedenle de özelleştirme çalışmalarına başlanılmıştır.

Gelişmekte olan ülkelerde, gelişmiş olan ülkelere göre daha geç özelleştirme yapılmasına karşın, birçok ülke hızlı bir şekilde bu uygulamaya geçmiştir. Şili, İskandinav Ülkeleri, Portekiz, Yeni Zelanda gibi ülkeler 1990'lı yılların ortalarında özelleştirmeye ilişkin reformlarını yapmış ve sektörün büyük bölümünü rekabete açmışlardır. Aşağıda bu ülkelerden bazılarının da piyasadaki yapı ile ilgili uygulamalar anlatılmıştır.

3.4.1. Avustralya

Avustralya elektrik piyasasında, üreticiler ve tedarikçiler arasında elektrik ticareti için bütün üreticilerin elektrik üretiminin bir havuzda toplandığı ve sonra elektrik talebini karşılayacak şekilde dağıtıldığı bir toptan satış piyasası vardır. Merkezi olarak koordine edilen yük dağıtım sürecinde, toptan satış piyasasını işleten Ulusal Elektrik Piyasası İşletme Limited Şirketi (NEMMCO), üreticilerin yük alımını, talebi karşılayacak şekilde planlayarak elektrik arz ve talebini sürekli olarak dengelemektedir. Üreticiler, NEMMCO'ya elektrik tedarik etmek için teklifler vererek rekabet etmektedirler. Bu teklifler, fiyatlar ve miktarlardan oluşmakta ve teklif verme kuralları çerçevesinde değiştirilebilmektedirler (EPDK, 2003).

NEMMCO, talebi karşılamak için üretici tekliflerinden, maliyet açısından en düşük teklif yapan üreticiyi seçmektedir. Talep gün boyunca ve bir eyaletten diğerine değişmektedir. Her bölgede her bir yük dağıtım dönemi için farklı bir fiyat hesaplanmıştır.

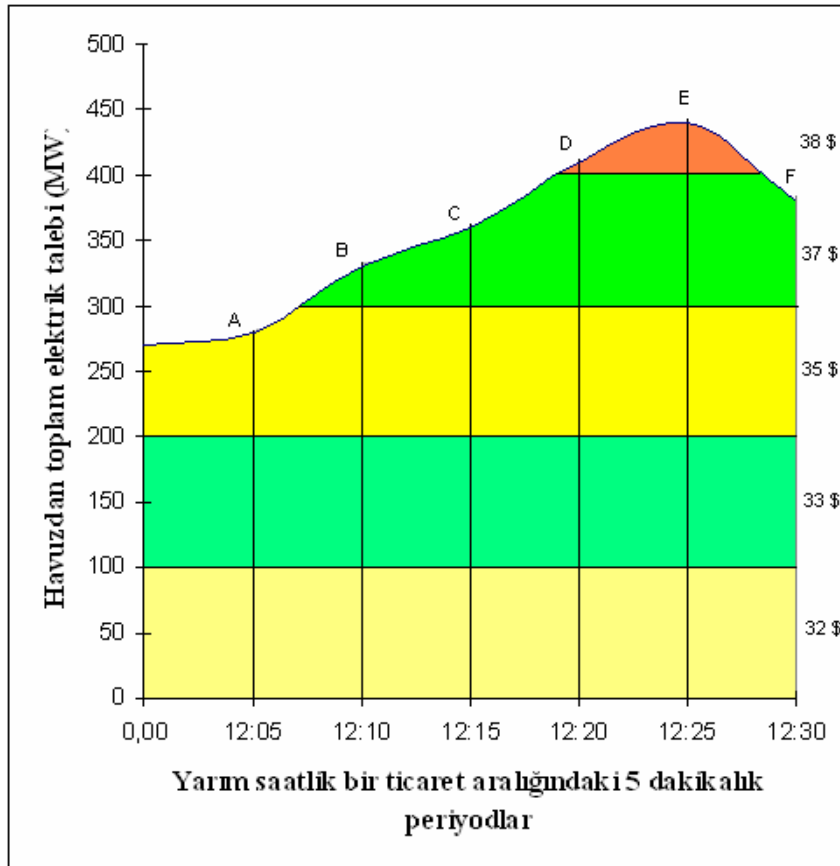
Arzın talebe eşit olması durumunda, fiyat spot piyasa tarafından belirlenmektedir. Burada, elektrik enerjisi alışverişi, yarım saatlik zaman dilimi içinde beşer dakikalık periyotlarda yapılmaktadır. NEMMCO, spot fiyatı, her yarım saate ait fiyat tekliflerini

kullanarak hesaplamaktadır. Yarım saatlik spot fiyat, o yarım saat için, beş dakikalık periyodlara ait altı fiyatın ortalaması alınarak belirlenmektedir. Bu fiyat, alınıp satılan enerji için katılımcılar, tedarikçiler, üreticiler ve toptancıların müşterilerinden yapılacak tahsilatlar için kullanılmaktadır (NEMMCO, 12.07.2008).

Üreticilerin piyasada verebileceği teklifler için bir fiyat tavanı vardır. Bu uygulama, spot fiyat için bir maksimum değer belirlenmesi anlamına gelmektedir. Şebeke, sistemde dengeyi tekrar sağlamak amacıyla müşterilere arzı kestiğinde, fiyat tavanı otomatik olarak devreye girmektedir.

NEMMCO üretici teklifleri doğrultusunda, hangi üreticilere, hangi zamanda ve hangi miktarda yük alma talimatı verileceğine karar vermektedir. Bu uygulama, maliyet verimliliğini temel alan bir yük dağıtımını oluşturmuştur. Üretilecek miktarı programlamak için, beş dakikalık aralıklarla her üreticiye yük dağıtım talimatları gönderilmektedir.

Şekil 15. Avustralya Elektrik Piyasasında Üretim Programlaması



Kaynak : NEMMCO, www.nemmco.com.au, (12.07.2008)

Yukarıdaki şekil 15’de görüldüğü gibi, her bir yük dağıtım periyodu için, üreticilerin teklifleri küçükten büyüğe doğru sıralanmaktadır. A Noktası (12^{:05}): 1 ve 2 No’lu üreticilere, teklif verdikleri miktarların tümünü, 3 No’lu üreticiye ise teklif miktarının bir kısmını üretme talimatı verilmiştir. 12^{:10} itibariyle talep artmış ve 1, 2 ve 3 no’lu üreticiler teklif miktarının tamamını üretmekte ve 4 no’lu üretici teklif miktarının bir kısmını üretmektedir. Bu zaman aralığı fiyatının, bölgede yük alma talimatı verilen en pahalı üretici tarafından belirlenmesinden dolayı, yük alma fiyatı 37 \$’dır. 12^{:15},de (C Noktası) 30 MW’a daha ihtiyaç vardır. 1, 2, 3 ve 4 Nolu üreticiler, talebi karşılamak için üretime devam etmektedirler. 12^{:20} itibariyle talep daha da artmakta ve 5 No’lu üreticiye yük alma talimatı verilmektedir. Yük alma fiyatı 38 \$’dır. 12^{:30} itibariyle talep düşmüştür. 5 No’lu üreticiye (en pahalı üretici) artık ihtiyaç yoktur ve 4 No’lu üretici sadece kısmi üretim yapmaktadır. Yük alma fiyatı 37 \$ seviyesine geri dönmüştür. Bu yarım saatlik ticaret aralığı için spot fiyat, MWh için $(35\$+37\$+37\$+38\$+38\$+37\$) /6 = 37 \$/ MWh$.

Yük alma fiyatı, devreye alınmış ve çalışmakta olan üreticilerden en yüksek yük alma teklifini vermiş olanın marjinal maliyetini dolaylı olarak yansıtmaktadır. Emre amade kapasite, sistem yükü, tesislerin devre dışı olma durumları, frekans kontrolü, gerilim kontrolü, test ve iletim sistemindeki devre dışı olma durumları gibi başka faktörler de yük alma fiyatını etkileyebilmektedir.

Yük alma teklifleri küçükten büyüğe doğru sıralanmaktadır. Enerji talebi arttıkça, daha pahalı üreticilere yük alma talimatı verilmektedir. Üreticilerin devreye alınma programı, bölgeler arasındaki iletim hatlarının kapasitesi ile sınırlanabilmektedir. Bu durumlarda talebi karşılamak için aynı bölge içerisinde daha yüksek teklif vermiş olan üreticilere yük alma talimatı verilmektedir. Bu nedenle bölgeler arasında spot fiyat farklılıkları görülmektedir (NEMMCO, 12.07.2008).

Havuzdan satın alınan elektrik enerjisinin faturalandırılması ve tahsil edilmesi gibi mali ödemelerin belirlenmesine ilişkin süreç ve prosedürler uzlaştırma olarak tanımlanmaktadır. Bu uzlaştırma sonuçları ile ilgili hesaplar haftalık olarak yayınlanmaktadır (EPDK, 2003).

Avustralya’da doğal olarak özelleştirmeden önce elektrik sektörü kamu tarafından yürütülmekteydi. Yeniden yapılandırma çerçevesinde ilk olarak dikey bölünme

gerçekleştirilerek, kamuya ait üretim, iletim ve dağıtım şirketleri oluşturulmuştur. Daha sonra iletim şirketi, yük-tevzii ve iletim şebekesi olarak ikiye ayrılmıştır. Hizmette kalitenin artırılması ve düşük tarifeli fiyatın sağlanması amacıyla dağıtım şirketi de 5 ayrı dağıtım şirketine bölünmüştür. Bu özelleştirme şekli ilk kez Victoria Eyaleti'nde gerçekleştirilmiştir.

1999 yılında üç ayrı bölgede (New South Wales, Victoria, Avustralya Capital Territories) yıllık enerji talebi yüksek tüketicilere, dağıtım şirketlerini seçme hakkı verilmiştir.

Avustralya'da özelleştirme sonrası enerji fiyatlarında reel bazda %40'lara varan düşüşler olmuş, devletin yükü azalmış, geliri artmıştır.

3.4.2. Norveç

İskandinav ülkelerinde, özellikle Norveç ve İsveç'te kamu ve özel sektör birlikte piyasada yer almaktadır. Norveç'te elektrik üretiminde özel sektörle kamu arasında rekabet politikaları vardır. Kamu sektöründeki yapılanma uygulamaları ile tüketiciye arz aşamasında elektrik fiyatlarında düşüşler olmuştur. Norveç uygulaması alternatif sistemlerin kullanılması ve değerlendirilmesi açısından önem arz etmektedir. İskandinav Ülkelerinde, Danimarka hariç elektrik enerjisi sektörünün tamamı rekabete açılmıştır (EPDK, 2003).

Nord Pool, başlangıçta Norveç tarafından kurulan daha sonra sırasıyla İsveç, Finlandiya ve Danimarka'nın katılımı ile oluşturulan, fiziki ikili anlaşmalara imkan tanıyan, gönüllü katılımlı bir elektrik piyasası havuzudur. Elektrik, piyasa katılımcıları arasındaki ikili anlaşmalar çerçevesinde havuz üzerinden ya da havuz dışından alınıp satılabilmektedir. Üreticiler, dağıtımçıları, tedarikçiler, sanayi tüketicileri, ticaretçiler ve aracılara havuza katılabilmektedir. Beş iletim sistemi işletmecisi (Norveç, İsveç, Finlandiya ve Danimarka'da iki tane olmak üzere) ticareti kolaylaştırmak ve rekabeti teşvik etmek için işbirliği yapmaktadır.

Genellikle, perakende piyasasındaki büyük nihai kullanıcılar tedarikçilerle sözleşmeler yapmaktadır. Aşağıdakiler yaygın olan sözleşme türleridir;

- Fiyatın kısa bir süre öncesinden yapılan bildirimle değiştirilebildiği sözleşmeler,

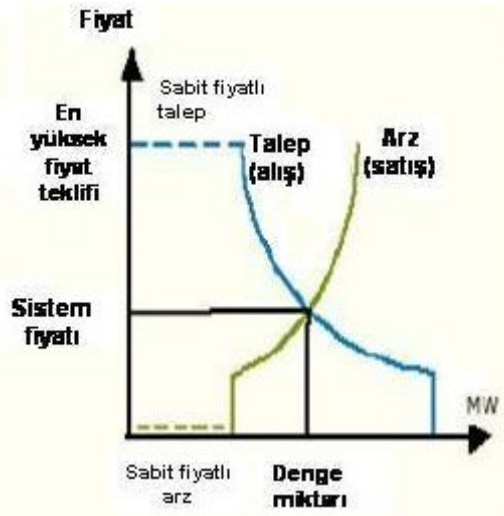
- Sabit fiyatlı sözleşmeler – bir veya iki yıllık,
- Spot fiyatı ve fiyat tavanı olmadan bir artış oranı içeren spot sözleşmeler,
- Spot fiyatı temel alan, bir artış oranı içeren ve fiyat tavanı olan sözleşmeler (Nord Pool, 02.03.2008).

Nord Pool, aşağıdaki piyasaları ve piyasa hizmetlerini işletmektedir;

- fiziki sözleşmeler için bir spot piyasa - Nord Pool Spot AS,
- finansal türevler için bir piyasa (vadeli sözleşmeler ve opsiyon sözleşmeleri),
- finansal elektrik sözleşmeleri için takas hizmetleri İskandinav Elektrik Takas Odası'nda (İETO) yürütülmektedir.

Nord Pool'un spot piyasasına Elspot adı verilmektedir. Piyasa, havuzda faaliyet gösteren katılımcıların yer aldığı ve bir sonraki gün için olan bir spot piyasadır. Bir sonraki gün yapılacak elektrik teslimatı için fiziki elektrik sözleşmeleri bu piyasada alınıp satılmaktadır. Piyasa katılımcıları, saatlik olarak yapılan elektrik enerjisi sözleşmelerinin alım satımına yönelik olarak bir sonraki günün her saati için teklif vermektedir. Şekil-16'da da görüldüğü gibi, ertesi gün, her elektrik teslimat saati için tüm alım satım talimatları bir araya getirilmekte ve bu teklifler temel alınarak toplam talep ve toplam arz eğrileri oluşturulmaktadır. Bu iki eğrinin kesişme noktası, her saat için spot fiyatları belirlemektedir. Spot fiyata ayrıca “sistem fiyatı” adı da verilmektedir. Spot piyasanın sistem fiyatı, uzun vadeli [forward ve futures] sözleşmeler ve borsa dışı piyasa veya ikili toptan satış piyasası için referans fiyatı oluşturmaktadır.

Şekil 16. Nord Pool Ticaret Piyasasında Fiyat Oluşumu



Kaynak : Nord Pool – İskandinav Elektrik Piyasası, (02.03.2008)

Elspot'da fiyatın belirlenmesi ve teslimat arasındaki zaman farkı (bazı durumlarda 36 saate kadar varabilmektedir) sebebiyle katılımcılar, fiziki sözleşme dengelerini iyileştirmek istemektedirler. Bunu sağlamak için Elbas piyasasında sözleşmelerin alım satımı teslimattan bir saat öncesine kadar ve 24 saat boyunca yapılabilmektedir.

Eltermin, vadeli sözleşmeler aracılığıyla, gelecekteki beklenmeyen fiyat değişikliklerine karşı hedging ve risk yönetimi için oluşturulan mali piyasadır. Katılımcılar elektrik türevleri satın alarak, alım ve satımlarını dört sene sonrasına kadar güvenceye alabilmekteler. Nord Pool'un mali piyasası, ikili anlaşmalar piyasasıyla fiilen rekabet halindedir ve geleceğe yönelik fiyat bilgisi sağlamaktadır. Diğer ürün piyasalarında olduğu gibi burada da vadeli sözleşmeler sürekli olarak alınıp satılmaktadır.

Mali piyasa türev sözleşmelerini kullanarak, spot piyasa fiyatlarının gelecekteki beklenmedik değişikliklerine karşı önlem alan piyasa katılımcıları, hala sistem fiyatının, spot alımları için gerçekleşen bölgesel fiyatlardan farklı olması riskiyle karşı karşıyadırlar. İletim hatlarındaki kısıtlar nedeni ile bölgeler arasında fiyat farklılıkları meydana gelmektedir. Her spot piyasa saat dilimi için bölge fiyatı hesaplanmaktadır. Havuzdaki spot fiyat, denge fiyatını belirlemektedir. Bütün piyasayı kapsayan tek bir fiyat nadiren oluşmaktadır. Ancak bölgeler arasında hiçbir iletim kısıtı olmaması durumunda, spot sistem fiyatı, her bir bölgede eşit olacaktır.

Piyasa katılımcıları, günün her saati için fiyat/miktar tekliflerini havuza sunmaktadır. Bu teklifler belirli bir üretim tesisi ile bağlı olmak zorunda değildir, fakat iletim kısıtları olması durumunda tesislerin yeri önem kazanmaktadır. Üreticiler, sistem işletmecisine bildirmiş oldukları şekilde, ikili anlaşmalardaki taahhütleri ve Nord Pool'daki alım satımlarını dikkate alarak, kendiliğinden devreye girmektedirler. Bildirilmiş olan miktarlar ile ölçülen miktarlar arasındaki farklılıklar için uzlaştırma, her ülkenin kendi dengeleme piyasasında oluşan fiyatlar üzerinden yapılmaktadır. Spot piyasa, ayrıca olası sistem darboğazlarına, yani şebekenin bir bölümünde yetersiz iletim kapasitesi olması durumuna yönelik olarak da kullanılabilir. Piyasa, farklı teklif verme bölgelerine ayrılmakta ve bu bölgeler, iletim şebekesinde darboğaz oluşması durumunda farklı fiyat bölgeleri olarak da kullanılabilir. Eğer böyle kısıtlar yoksa, spot sistem fiyatı bölgelerin spot fiyatına eşit olmaktadır. Eğer sözleşmeye bağlanmış miktarlar, iletim şebekesi kapasite sınırını aşarsa, bu durumdan etkilenen her spot piyasa, teslimat saat dilimi için iki ya da daha fazla alan fiyatı ya da bölge fiyatı, hesaplanmaktadır (Nord Pool, 02.03.2008).

Havuzdaki spot fiyat, denge fiyatını belirlemektedir. Bütün piyasa için tek bir fiyat nadiren oluşmaktadır. Her bölge için spot piyasa fiyatları ve miktarları belirlendiğinde, piyasa, tahmin edilen üretim ve yük miktarlarına göre dengededir, fakat bu denge zaman içerisinde değişecektir. Dolayısıyla gerçek zamanlı dengeleme için de bir mekanizma gereklidir. Her ülkedeki gerçek zamanlı piyasa, sistem işletmecilerinin, gerçek zamanlı işletme sırasında üretimi, yük ile her an dengeleyebilmesini ve katılımcıların dengesizlikleri için bir fiyat oluşmasını sağlamaktadır. Gerçek zamanlı piyasa için verilecek arttırma/azaltma teklifleri, spot piyasa kapandıktan sonra her ülkenin kendi iletim sistemi işletmecisine sunulmaktadır. Gerçek zamanlı arttırma/azaltma teklifleri, üretimi arttırmak veya tüketimi azaltmak ve üretimi azaltmak veya tüketimi arttırmak içindir. Hem talebe ilişkin teklifler hem de arzı ilişkin teklifler, fiyatlar ve miktarlar belirtilerek sunulmaktadır. İletim Sistemi İşletmecileri sistem dengelemesini, bu tekliflere ilişkin öncelik sırasına göre yapmaktadır. Yan hizmetlerin maliyetleri, elektriğin tüm nihai kullanıcıları tarafından yükümlenilmekte ve tüm elektrik tüketimi için ayrı bir tarife olarak eklenmektedir (EPDK, 2003).

Özelleştirme çalışmalarında havuz ve anlaşmalara dayalı bir sistem uygulanmıştır. Norveç'teki havuz sisteminde İngiltere'deki havuz sisteminden farklı olarak, sadece günlük değil haftalık olarak da hizmet verilmektedir. Haftalık olarak hizmet verilmesi, piyasada faaliyet gösteren tüm alıcılara daha gelişmiş fiyat ve istikrar sağlamaktadır.

Sistemde rekabeti engelleyen hiçbir kanuni engel yoktur. Her tüketici elektrik enerjisini istediği üreticiden ve/veya aracından alma hakkına sahiptir.

3.4.3. Şili

Şili'de, 1978 yılına kadar devlet tekelinde olan sektörde, 1978 yılından sonra yeniden yapılandırma politikaları ile serbest rekabete açılmaya başlanılmıştır. Üretim ve iletim kanalları yerel elektrik dağıtımından ayrıştırılmıştır (Zenginobuz ve Oğur, 1999: 202).

1982 yılında da özelleştirme faaliyetleri sonucunda düzenleme işlevine yönelik uygulamalar yapılmış, iletim ve perakende satış fiyatları görece rekabete göre belirlenmeye başlanmıştır (Kulalı, 1997: 39).

Şili elektrik piyasası, toptan elektrik piyasası olarak bilinmektedir. Tüketicilerin serbest tüketici olup olmamasına bağlı olarak, ikili anlaşmalar ve havuz sistemine ait unsurları bir araya getiren bir piyasa yapısı mevcuttur. Dağıtım şirketleri düzenlemeye tabidir. Düzenlemeye tabi olan kısım talebin %27'lik bir kısmına denk gelmektedir (EPDK, 2003).

Şili merkezi enterkonnekte sistemi Ekonomik Yük Dağıtım Merkezi (CDEC) tarafından işletilmektedir. Ekonomik Yük Dağıtım Merkezi (CDEC), elektrik sisteminin ve ticaretinin işleyişini düzenleyen ve belirleyen merkezi bir kurumdur. Tüketicilerin serbest tüketici olup olmadığına bağlı olarak, ikili anlaşmalar ve havuz sistemine ait unsurları içeren bir piyasa yapısı mevcuttur.

Şili piyasası ikili anlaşmalar ve havuz anlaşmalarını esas almaktadır. Üreticiler kapasitelerini ikili anlaşmalar yaparak büyük serbest tüketicilere (tüketimi 2 MW'dan fazla olanlar) satmak için rekabet etmektedirler.

Üreticiler, dağıtım şirketlerine ise düzenlemeye tabi olan ve kısa vadeli marjinal maliyetleri temel alan spot fiyatlardan satış yapabilmektedir. Dağıtım şirketleri

düzenlemeye tabi olan piyasa içerisinde yer alırken, piyasanın düzenlemeye tabi olmayan kısmı talebin %27'sini içermektedir.

Enterkonnekte sistemin her düğüm noktasında spot fiyatlar belirlenmektedir. Spot fiyat belirlenirken, sistemin bütünündeki üretimin kısa vadeli marjinal maliyetlerinin ağırlıklı ortalaması alınmaktadır. Her düğüm noktasına ait kısa vadeli marjinal maliyet tahminleri yapılarak fiyatlar elde edilmektedir.

Sistemde, saat bazlı ekonomiklik sırasına göre yük dağıtımı yapılmaktadır. Her enterkonnekte sistemin üretim tesisleri arasında yük dağıtımı yapmakla yükümlü bir Ekonomik Yük Dağıtım Merkezi (CDEC) bulunmaktadır.

İlk özelleştirme çalışmalarına 1986-1989 yılları arasında elektrik şirketlerini özelleştirerek başlayan Şili, enerji sektöründe ilk özelleştirme yapan ülkelerden biridir. Rekabet ortamı, tüketicilerin direkt olarak üreticilerle pazarlık yaparak taleplerini karşılaması şeklinde oluşturulmuştur. Hem havuz hem de anlaşmalı sistem uygulaması mevcut olup, anlaşmalı sistem baskındır (IEA(b), 2005).

3.4.4. Portekiz

Portekiz'de, elektrik sektöründe özel sektörün payının yüksek olmasına rağmen karma bir sistem uygulanmaktadır. Rekabet uygulamalarına ilk defa 1993 yılında başlanılmıştır. Elektrik sektöründe Sistema Electrico de Servicio Publico (SEP) ve bağımsız bir sistem olan Sistema Electrico Independante (SEI) elektrik arz endüstrisinde sorumlu kuruluşlar olarak görev yapmaktadırlar. Portekiz'de düzenleyici kurum olan Endidado Regulation de Sector Electrico (ERSE) SEP'in faaliyetlerinin düzenlenmesinden sorumludur (EPDK, 2003).

Portekiz elektrik piyasası, Kamu Elektrik Sistemi (Sistema Electrico de Servicio Publico SEP) ve Bağımsız Elektrik Sistemi'nden (Sistema Electrico Independente SEI) oluşmaktadır. SEP serbest olmayan tüketicilere elektrik enerjisi sağlamakla görevlidir. SEP uzun vadeli anlaşmalara taraftır. SEP içerisindeki üreticiler, üretimlerini SEP'in ticari temsilcisine satmak zorundadır. SEP içerisinde, düzenlemeye tabi fiyat üzerinden zorunlu anlaşmalar yapılmaktadır. SEP arz güvenliğini sağlamakla görevlidir. SEI içerisinde ise serbest tüketiciler için tedarikçilerini seçebilme imkanı verilmiştir. SEI'de elektrik, ikili anlaşmalar ile alınıp satılmaktadır (IEA(b), 2005).

3.4.5. Yeni Zelanda

Yeni Zelanda’da, elektrik enerjisi sektörü 1996 yılında serbest rekabete açılmıştır. Piyasa kendi kendini denetlemekle birlikte, düzenlemenin denetimi sadece devlet tarafından sektör için sonuçların uygunluğunun denetlenmesi ile sınırlıdır (EPDK, 2003).

Yeni Zelanda piyasası 1996 yılında açılan New Zealand Electricity Market (NZEM) tarafında işletilmektedir. NZEM’e katılım gönüllülük esasına dayanmaktadır. Elektrik enerjisinin tamamına yakını NZEM üzerinden alınıp satılmaktadır.

NZEM’de uygulanan kurallar, sektör katılımcıları tarafından genel rekabet hukuku kuralları ve enerji sektörü ile ilgili olarak Hükümet Politikası Bildirisi’nde belirtilen, hükümet tarafından sektör için istenilen sonuçlara uygunluk göz önünde bulundurularak belirlenmektedir. Bu işleyiş için NZEM içerisinde kurallara uygunluğu izleyen Piyasa Gözetim Komitesi ve piyasanın işleyişini sağlayan Piyasa İdarecisi bölümleri yer almaktadır.

Ticaret gün içerisinde yarım saatlik periyodlarla yapılmaktadır. Fiyatlar her periyod için gerçekleşen talep ve gerçekleşen yük dağıtımı dikkate alınarak belirlenmektedir. Fiyatların, üretimin marjinal maliyetini, yedek kapasite sağlanmasının maliyetini, iletim sistemindeki taşıma kayıplarının maliyetini kapsaması beklenmektedir. Gerçekleşen fiyatlar, fiziksel yük dağıtımından birgün sonra hesaplanmaktadır. Katılımcılara ait hesapların uzlaştırması aylık olarak yapılmakta, alınan ve satılan elektrik miktarları hesaplanmaktadır (IEA(b), 2005).

3.4.6. İngiltere

OECD Ülkeleri içinde yer alan İngiltere, elektrik enerjisi sektöründe serbest rekabet politikalarını ilk uygulamaya başlayan ülkelerden biridir.

İkinci Dünya Savaşından sonra İngiltere’nin içinde bulunduğu ekonomik ve sosyal kriz nedeniyle, ekonomiyi canlandırmak amacıyla bazı kuruluşlar kamulaştırılmıştır. Kamulaştırma işi 1970’li yıllarda yaşanan petrol krizine kadar devam etmiş, ancak krizle birlikte kamu teşebbüslerinde aksaklıklar ortaya çıkmaya başlamış ve 1979 yılında iktidara gelen Muhafazakar Parti ile birlikte özelleştirme gündeme gelmiştir.

Özelleştirmenin amacı, kamunun ekonomideki payının küçültülmesi, ekonomide verimliliğin ve etkinliğin artırılması ve kamu borçlarının ödenmesi olmuştur. Aynı zamanda tüketicinin korunması hedeflenmiş ve rekabet ortamının oluşması için 1984 yılından sonra daha çok doğal tekel niteliğindeki kuruluşlar özelleştirilmeye başlanmıştır. Bu arada fiyat regülasyonları ve hizmet standartları yönetmelikleri çıkarılmış, çeşitli düzenlemeler yapılmıştır.

Özelleştirme öncesi İngiltere ve Galler'de elektrik sektörü, Merkezi Elektrik Üretim Kurulu, Bölgesel Şirketler ve Elektrik Kurulu olmak üzere üç kurumsal örgütten oluşmaktaydı.

Özelleştirme hareketlerinin başlamasıyla birlikte, 1991 yılında iki üretim şirketi National Power ve Power Gen hisseleri halka arz edilmiştir.

İngiltere'de özelleştirmede dikkat çeken bir özellik de havuz sistemidir. Tüm üreticiler ve tüketiciler istemeleri halinde bu havuza iştirak edebilmektedir. Havuzun çalışma sisteminde, bir gün yarım saatlik 48 dilime ayrılmıştır. Sistemin yöneticisi her bir dilim için talep tahmininde bulunmaktadır. Üreticilerde bir sonraki gün her dilim için sisteme verebilecekleri enerji miktarını ve fiyatını havuza sunmaktadırlar (Türkyılmaz, 1994: 513).

Yönetici, teklifleri düşük fiyattan yüksek fiyata doğru sıralamaktadır. Burada amaç, talebin karşılanabileceği noktadaki fiyatı uygulamaktır. Buna Marjinal Fiyatlandırma denilmektedir. Böylece üretici sektörünün maliyetleri minimize etmesi teşvik edilmekte ve ucuz fiyat verenlerin piyasadan daha büyük pay alması sağlanmaktadır (İnan, 1993: 129).

İngiltere'de, özelleştirme uygulamaları 1979 yılında başlamıştır. Amaç, sadece kamunun gelir elde etmesi değil, rekabet ve serbest piyasa ekonomisine işlerlik kazandırılması ve sermayenin tabana yayılması olmuştur (Çetinkaya, 2001: 189).

İlk özelleştirme ve serbest piyasa uygulamaları, 1987 yılında telekomünikasyon ve gaz sektöründe başlamış, 1991 yılında da enerji sektöründeki uygulamalarla hızla devam edilmiştir. İngiltere'de elektrik enerjisi sektöründe, özelleştirme öncesinde kamu tekeli olarak yürütülen üretim, iletim, dağıtım ve halka arz sistemleri, özelleştirmeden sonra üretim ve arz rekabet ortamına bırakılırken, doğal tekel konumunda bulunan iletim ve

dağıtım faaliyetleri özel şirketler tarafından yürütülmekte, fakat bir düzenleyici kurum olan Elektrik ve Gaz Piyasası Kurulu (OFGEM) tarafından regüle edilmektedir (Çakal, 1996: 90).

İngiltere ve Galler'de üreticiler, tedarikçiler, ticaret yapanlar ve müşteriler arasında ikili alışverişleri ve bir dengeleme mekanizmasını esas alan Yeni Elektrik Ticareti Düzenlemeleri (NETA) adında bir piyasa mevcuttur. Taraflar ikili anlaşmalar yapmaktadır. Anlaşılmış miktarlar üzerinde uzun vadede bir eksiklik ya da fazlalık olması durumunda bunlar daha kısa vadeli bir piyasada düzeltilmektedir. Bu dengesizliklerde, dengeleme mekanizması içerisinde belirlenen dengesizlik fiyatı üzerinden ödeme yapılmaktadır. (Littlechild, 2002: 11).

Katılımcılar, her yarım saat için planlanan üretim miktarlarını ve talep miktarlarını iletim sistemi işletmecisi olan Ulusal İletim Şirketi'ne (NGC) bildirmektedir. Katılımcıların ticaret zamanı öncesinde alım satım yapabilmesi için fiziki spot piyasa bulunmaktadır. Ayrıca vadeli işlemler piyasası bulunmaktadır.

Piyasa katılımcıları, sistem işletmecisine sundukları fiziksel durum bildirimlerine göre kendiliklerinden devreye girmektedir. Dengeleme, NGC'nin işlettiği ve tüm tarafların verdiği teklifleri kabul ettiği kısa vadeli bir piyasadır. Sistemdeki hiçbir kullanıcının yük alma ve yük atma teklifi vermesi zorunlu değildir.

Talep uzlaşmasının büyük bir kısmı ikili anlaşmalarla yapılmaktadır. İkili anlaşmalarda belirlenen miktarlar ile ölçülen elektrik miktarı birbirini tutmayan katılımcılar, sistemdeki alış veya satış fiyatlarından açıkları varsa satın almak, fazlaları varsa satış yapmak zorundadır. Bu fiyatlar dengeleme mekanizması tarafından belirlenmektedir .

3.4.7. Almanya

OECD Ülkeleri içinde yer alan Almanya da elektrik enerjisi sektöründe serbest rekabet politikalarını ilk uygulamaya başlayan ülkelerden biridir.

Almanya'da özelleştirmenin gündeme gelmesi, İngiltere'de olduğu gibi 1980'li yıllarda başlamış ve hızla devam etmiştir. 1997 yılı sonu itibariyle, Almanya'da elektrik sektöründe kamu santralleri 485,0 milyar kWh, otoprodüksiyon 54,8 kWh,

Federal Demiryolu İdaresi 7,4 kWh olmak üzere elektriğin % 90'ı kamu tekelinde tüketiciye sunulmaktadır. Yine 1998 yılına kadar sistemin kamu tekeli olarak işlemeden dolayı, elektrik üretiminin büyük bir kısmı ülke içi santrallerde gerçekleşmekte olup, ithal enerji çok kısıtlı düzeylerde kalmıştır. 1998 yılında yürürlüğe giren “Enerji Ekonomisi Hukuku'nun Yeniden Düzenlenmesi” hakkında yasa ve Avrupa Parlamentosu'nun 19 Aralık 1996 tarihli 96/92/EC direktifi ile Almanya'da elektrik üretiminin tamamı serbest piyasa ekonomisine açılmıştır. İlgili bakanlıklar ve düzenleyici kurumlar elektrik sektöründeki denetim işlevini yerine getirmekle yükümlüdürler (Bonn, 1998: 7).

3.4.8. Yunanistan

Yunan İletim Sistemi Operatörü, sistemin ve piyasanın işletiminden sorumludur. Yunan enterkonnekte sistemine getirilen veya bu sistemden alınan tüm elektrik enerjisi, Sistem Ticaret Düzenlemeleri (STD) adı verilen bir tür merkezi havuz sistemi olan piyasada alınıp satılmaktadır. Her tedarikçinin aynı zamanda üretici olması ve yeterli üretim kapasitesine sahip olması gerekmektedir. Ayrıca tedarikçilerin gerekecek yedek kapasite ve iletim kaynakları için uzun vadeli teminat vermeleri gerekmektedir.

STD'de her saat için ayrı ayrı tek piyasa fiyatı (TPF) adı verilen bir fiyat belirlenmektedir. Piyasa katılımcıları, TPF üzerinden alım satım yapmaktadırlar. Tarafların her bir üretim ünitesi için verdiği teklifin, o üniteye ait gerçekleşen değişken maliyetleri ve devreye girme maliyetlerini yansıtacak şekilde olması beklenmektedir.

YİSO, bir sonraki güne ait yük tahmini yapmaktadır. Bu yapılırken beklenen üretim miktarları, TPF tahminleri de YİSO tarafından hesaplanarak, tüm katılımcılara iletilmektedir. Yük dağıtımını, üreticilerin YİSO'ya verdiği tekliflere göre en düşük maliyet esasına göre yapılmakta ve bu yapılırken iletim kısıtları göz önünde bulundurulmaktadır. Üretilen ve tüketilen bütün elektrik enerjisinin uzlaştırması, YİSO tarafından yapılmaktadır (IEA(b), 2005).

3.4.9. Pennsylvania, New Jersey, Maryland

PJM Piyasası, dünyanın en büyük toptan satış piyasası ve Kuzey Amerika'nın en büyük iletim şebekesidir. Piyasa ikili anlaşmalardan ve spot piyasadandan oluşmaktadır.

Katılımcılar elektriği, spot piyasada doğrudan üreticilerden veya ikili anlaşmalar yoluyla alabilmektedir.

PJM piyasasında bölgelere göre konumsal marjinal fiyatlandırma yapılmaktadır. Her konum için fiyatlar o bölgedeki marjinal enerji fiyatı esas alınarak, sistem kısıtları ve kayıpları göz önünde bulundurularak belirlenmektedir. Sistemde, bir kısıt ya da darboğaz yoksa sistemin her yerinde en düşük fiyat sistem fiyatı olmaktadır. İletimde darboğaz olduğu zaman enerji, çeşitli yerlere serbestçe ulaşamayacağından, o bölgedeki talebi karşılamak üzere daha pahalı olan enerji seçilmektedir. Bir sonraki güne ait fiyatlar günün her saati ve her bölge için ayrı ayrı belirlenmektedir. Sonraki günün elektrik alım satım teklifleri, içinde bulunulan gün saat 12:00'ye kadar kabul edilmektedir. Bu tekliflere göre hazırlanan konumsal marjinal fiyatlandırmalar saat 16:00'da yayınlanmaktadır. Gerçek zamanlı fiyatlar her konum için beş dakikada bir ölçülen üretim ve yük esas alınarak hesaplanmaktadır (EPDK, 2003) .

3.4.10. İspanya

İspanyol elektrik piyasasında iletim ve dağıtım şebekelerine üçüncü taraf erişimi düzenlemeye tabidir. Tedarik ise serbestleştirilmiştir. Piyasa, Compania Operadora del Mercado Espanol de Electricidad (OMEL) kurumu tarafından işletilmektedir. Ticaret ikili anlaşmalar piyasası ve bir havuz piyasasından oluşmaktadır.

50 MW üzerinde üretim yapan bütün üreticiler, ikili anlaşmalar dışında kalan miktarlar için havuza teklif vermek zorundadır. Havuz fiyatı marjinal fiyata göre belirlenmektedir. Elektrik alımı için serbest tüketiciler, dağıtımıcılar ve tedarikçiler teklif verebilmektedir. Serbest tüketiciler elektriği herhangi bir üretici ya da tedarikçiden ikili anlaşmalar yoluyla elde edilebildiği gibi doğrudan havuzdan da alabilmektedir (IEA(b), 2005).

3.4.11. Arjantin

Arjantin'de elektrik ticareti Mercado Electrico Mayorista'da (MEM) yapılmakta ve bu piyasayı Compania Administradora del Mercado Mayorista Electrico S.A. (CAMMESA) işletmektedir.

CAMMESA'nın yük dağıtımını gerçekleştirmek, sabit bedelleri tüm iletim maliyetlerini karşılayacak şekilde belirlemek, yeterli yedek kapasitenin olmasını sağlamak gibi görevleri bulunmaktadır.

Üreticiler, dağıtım şirketleri ve büyük tüketiciler, MEM'de elektrik alıp satabilmektedirler. MEM içerisinde ikili anlaşmalar piyasası ve spot piyasa bulunmaktadır. Spot fiyatlar piyasada belirlenirken, ikili anlaşma fiyatları ise spot fiyatlar dikkate alınarak belirlenmektedir. Üreticiler, dağıtım şirketleri ve büyük tüketicilerle fiyatları serbestçe müzakere ederek ikili anlaşmalar imzalayabilmektedirler.

İkili anlaşmalar kapsamında olmayan elektrik, spot piyasada alınıp satılmaktadır. Spot piyasa fiyatı, her saat dilimi için sistem marjinal fiyatıdır.

Arjantin elektrik enerjisi sektörü, özelleştirme sürecinden önce tamamıyla kamu tarafından yürütülmekteydi. Ancak yüksek orandaki dış borçlanma ve yüksek enflasyon nedeniyle, sektörde yeni yatırımlar gerçekleştirilememiştir. Mevcut santrallerin iyi işletilmemesi, termik santrallerde atıl zamanların %50 seviyelere ulaşması sektörde arz problemleri yaratmıştır. Sektördeki arz problemleri de başta sanayi olmak üzere tüm ekonomiyi olumsuz yönde etkilemiştir. Kayıp ve kaçaklardaki artışlar, maliyetleri bile karşılayamayan yüksek tarifeler sektörün kötüye gittiğinin bir göstergesi olmuştur. Bütün bu sonuçlar sektörün özelleştirilmesinin gerektiğini doğurmuştur. Böylece Arjantin'de parlamento onayı alınarak 1991 yılında özelleştirme çalışmaları başlamıştır.

Piyasada oluşacak olası aksaklıkların giderilmesi için, kurumsallaştırma çalışmaları yapılmış ve düzenleyici fonksiyonlara sahip kurullar oluşturulmuştur. Sektör üretim, iletim, dağıtım ve yük tevzi bölümlerine ayrılarak yeniden yapılandırılmıştır. Burada amaç her bir ünitenin farklı kişi veya kuruluşlara satılarak rekabet ortamının yaratılması olmuştur.

Öncelikle dağıtım işletmeleri özelleştirilmiştir. Üretimde ise 1992 yılı sonuna kadar başta termik santraller olmak üzere hidroelektrik ve diğer üretim tesisleri özelleştirilmiştir. Özelleştirme sonrası, 20 adet özel sektör üretim şirketi olarak ve 5 adet yeni girişimci şirket ve birkaç tane de kamu santralleri faaliyet göstermektedir.

Sektördeki elektrik üreticileri ve dağıtıcılarını bir araya getiren ve elektrik alım – satım işinin yapıldığı bir toptan elektrik piyasası oluşturulmuş, böylece fiyat regülasyonuna dayalı olarak rekabet ve tarife düzenlenmesi amaçlanmıştır. Üretimde rekabetin sağlanması ve tekelciliğin önüne geçilmesi için şirket başına elektrik üretiminin toplamı, toplam elektrik üretiminin % 15'i ile sınırlandırılmıştır. Böylece 1993 yılı sonuna kadar 70 adet özel sektörün faaliyet gösterdiği elektrik piyasasında, en büyük üreticinin payı %8'den küçük olmuştur. Toptan elektrik satış fiyatları da 1992 yılına göre 1994 yılında %50 oranında düşmüştür. Genel olarak, özelleştirme sonrası üretim, iletim ve dağıtım şirketlerinde karlılık artmıştır (EPDK, 2003).

BÖLÜM 4. ELEKTRİK FİYATLARININ ÖZELLİKLERİ VE MODELLENMESİ

4.1. Elektrik Fiyatlarının Özellikleri

Elektrik diğer ürün ve finansal varlıklardan farklı fiziksel özelliklere sahiptir. Talep ve arzın sürekli ve anlık olarak dengelenmesini gerektiren bir üründür. Bu nedenle yeniden yapılanan çoğu elektrik piyasalarında, saatlik hatta yarım saatlik kısa sürelerle ticareti yapılmaktadır. Elektriğin ekonomik olarak stoklanabilmesi mümkün değildir. Elektrik üretildiğinde hemen tüketilmelidir. Bu nedenle arbitraj olanağı veren bir ürün değildir. Elektriğe olan talep fiyatlara duyarlı değildir. Hane halkı tüketicileri, sabit bir fiyattan elektrik aldıklarından elektriğin toptan fiyatının nasıl değiştiği onları ilgilendirmeyecektir. Talep mevsim koşullarına, gün içerisindeki çalışma saatlerine, hafta içi çalışma günü ya da hafta sonu olmasına bağlı olarak değişim göstermektedir. Örneğin gündüz, faaliyetler geceye göre daha yoğun olduğundan gündüz, geceye göre daha fazla talep olacaktır. Elektriğin arzında da mevsim şartlarına bağlı olarak, su rezervlerine göre hidroelektrik santrallerde, doğal gaz vb. yakıt girdilerinin fiyatlarına bağlı olarak da termik santrallerde değişkenlikler gözlenebilmektedir. Ancak elektrik üretim girdileri stoklanabildiğinden, arzdaki değişkenlikler talebe göre daha az olmaktadır. Elektrik üretim tesislerinin marjinal maliyetleri üretim miktarı ile doğrusal olarak artmamaktadır. Tesisin üretimi maksimum üretim kapasitesine yaklaştıkça kullanılan yakıtın verimi azalacaktır. Bu durumda talep arttıkça, tesisler daha az verimli üretim seviyelerinde çalışacak, marjinal maliyetler artacaktır. Yukarıda belirtilen özelliklerinden dolayı elektrik fiyatları diğer ürün fiyatlarından ve finansal varlıkların fiyatlarından farklı özelliklere sahiptir. Elektrik fiyatları, yüksek frekanslı bir görünüme sahiptir. Mevsimsel olarak güçlü değişkenlikler göstermektedir. Fiyatlar, beklenmedik sıcaklık değişimleri, üretim santrallerinde meydana gelen arızalar, iletim hatlarında meydana gelen aksaklıklar vb. nedenlerden dolayı talep ve arzda meydana gelen değişikliklerle ilişkilidir (Hiroaki, 2005:19).

Elektrik talebinde mevsimsel, gün içinde ya da haftanın günlerine bağlı olarak dalgalanmalar meydana gelmektedir. Elektrik üretimi ve iletim hatları da kapasite kısıtlarına sahip olduklarından talep dalgalanmalarında elektrik fiyatları da bundan

etkilenecektir. Geleneksel olarak tüketici fiyatları bu dalgalanmalardan etkilenmez. Bundan dolayı talebin fiyata esnekliği düşüktür.

Elektrik enerjisi nihai tüketiciye hizmet olarak sunulan aynı zamanda sanayi kuruluşlarında da ana girdilerden birini oluşturan bir üründür. Ancak elektriği diğer ürünlerden ayıran en önemli özelliği depolanamamasıdır. Elektriğin teknik açıdan depolanabilmesi hem zor hem de aşırı maliyetlidir. Bu nedenle elektriğe olan talebin ve arzının anlık olarak dengelenmesi gerekmektedir. Elektriğin arzında yada talebinde meydana gelebilecek dalgalanmalar sistemde dengelerin bozulmasına yol açacağından duruma göre arzı artırma yada azaltma şeklinde sisteme müdahaleler kaçınılmaz olacaktır (Borenstein ve diğ., 2000: 46).

4.2. Literatür

Elektrik fiyatlarını incelemek ve özelliklerini modellemek için kullanılan datalar zaman serileri olduklarından, bu serilerin durağan olup olmadıklarının belirlenmesi önemlidir. Durağanlık testlerinin sonucunda serilerin özelliklerinin belirlenmesi için kullanılacak uygun nicel metodlar tespit edilmektedir.

Değişkenler arasında ekonometrik olarak anlamlı ilişkiler elde edilebilmesi için analizi yapılan serilerin durağan seriler olması gerekmektedir. Zaman serilerinde trend bulunuyorsa ilişki gerçek ilişkiden çok sahte ilişki olarak ortaya çıkabilmektedir. Bu nedenle regresyonun gerçek bir ilişkiyi ortaya koymasını serilerin durağan olmaları ile ilgili olmaktadır (Tarı, 2005: 380)

De Vany ve Walls (1999a: 440), yaptıkları çalışmada elektrik piyasa fiyatlarının durağan olmadığını tespit etmişlerdir. Serilerin durağan olmasına bağlı olarak regresyon teknikleriyle ilişkili stokastik yöntemler ve ARCH veya GARCH modellerini içeren teknikler kullanılmaktadır. Ancak bu çalışmada serilerin durağan olmamasından dolayı eşbütünleşme (cointegration) analizi kullanmışlardır.

Durağan serilere uygulanan teknikler, serilerin deterministik ve stokastik özelliklerini belirlemeye çalışmaktadır. Serilerin deterministik özellikleri, genellikle serilerde sabit, trend ve mevsimsellik bileşenlerinin bulunup bulunmamasıdır. Serilerin stokastik özellikleri değişkenlerin durağan olup olmadıkları ile ilgilidir (Tarı, 2005: 380).

Genel görüŖ, serilerin uzun dönemde düzgün bir trend gösterdiği, bu trendin etrafındaki dalgalanmaların dışsal şoklardan kaynaklanan kısa süreli etkiler olduğu, serilerin bir trend etrafında durağan bir karaktere sahip olduğu, bu trendden geçici sapmalar olsa bile, zaman içinde serilerin trend değerine döneceği yönündeydi. Ancak son yıllarda zaman serisi analizlerinin gelişimi ile iktisadi değişkenlerin bir çoğunun gösterdiği trendlerin bizzat kendilerinin de dalgalanmalardan muaf olmadıkları ortaya konulmuştur. Değişkenler üzerindeki etkileri birkaç dönemde yok olan geçici şokların yanında, etkileri uzun süre devam eden kalıcı şokların varlığı da bilinmektedir. Bu kalıcı şokların oluşturduğu trend, serinin belli bir değere doğru yaklaşmasını engellemektedir. Değişkenlerin zaman içinde belli bir değere doğru yaklaşmaları olarak tanımlanan durağanlık açısından bu trend durağan olmayan bir özellik taşıır ve şokların, öngörülemeyen tesadüfi niteliğinden dolayı bu trend “stokastik trend” olarak adlandırılır.

Zaman serileri ile çalışılırken, yapılan analizlerin standart istatistik teorisi ile değerlendirilebilmeleri için serilerin deterministik ve stokastik özelliklerinin incelenerek dikkate alınmaları gerekmektedir (Tarı, 2005: 381).

Enerji türev ürünlerin değerlendirilmesinde temel olacak elektrik spot fiyatını tahmin edebilmek için elektrik enerjisinin özelliklerini belirleyen birçok çalışma yapılmıştır. Enerji piyasaları, türev ürünlerin en son girdiği piyasalar olup, bu piyasalarda elektrik fiyatlarının gösterdiği davranışlar son derece karmaşık ilişkiler içermektedir.

Finansal piyasalarla elektrik piyasaları arasında birçok farklılıklar bulunmaktadır. Finansal piyasalarda görülen ilişkiler nicel modellerle kolayca açıklanabilmektedir. Finansal piyasalarda işlem gören varlıklar, kağıt ortamında hatta elektronik ortamda saklanabilmekte, hava koşulları vb. etkilerden uzakta, kolaylıkla transfer edilebilmektedir. Ancak enerji piyasaları daha kompleks bir manzara çizmektedir. Bu piyasalar, fiziksel ürünlerin üretimi, saklaması, alım satımı gibi üreticilerle kullanıcılar arasındaki ilişkileri yansıtan davranışlar göstermektedir. Stoklama, ulaştırma, teknolojik üstünlükler ve iklim koşulları spot elektrik fiyatlarının modellenmesi için önemli faktörlerdir (Pilipovic, 1998: 61).

Elektrik endüstrisinde girdinin stoklanması, ulaşım imkanları, iklim koşulları, teknolojik olanaklar önemli rol oynamaktadır. Endüstrinin arz tarafı fosil yakıtlar gibi

girdilerin stoklanması ve ulaştırılmasını düşünürken, son kullanıcılar üretilen elektriğin tüketim tarafı ile ilgilenmektedir. Hane halkı kullanıcıları kışın ısınmak, yazın serinlemek, ev içindeki faaliyetlerinde kullandığı cihazlar ve aletler için elektrik enerjisine ihtiyaç duymaktadır. Endüstriyel kullanıcılar ise fabrikalarında sürekli ve kesintisiz üretim yapabilmek için elektrik enerjisine ihtiyaç duymaktadır. Çünkü elektrik kesintilerinde üretim hatlarının durdurulması, yeniden çalıştırılması yüksek maliyetler içermektedir (Pilipovic, 1998: 75).

Elektrik endüstrisinin içerisinde yer alan ister üretici, ister son kullanıcı, isterse bu ikisi arasındaki aracı yapılarda yer alan herkesin faaliyetleri, elektrik fiyatlarının davranışını etkilemektedir. Elektrik fiyatlarının belirlenebilen en önemli özelliklerinden bazıları oynaklık kümelenmelerinin olması, fiyatlar üzerindeki etkilerin devam eden özellikte kalıcı etkilerinin olması, fiyatların zaman içerisinde ortalamaya dönem eğiliminde olması, fiyatlarda anlık sıçramalar ve pik değerlerin görülmesi ve mevsimsel etkiler olarak sıralanabilir. Spot elektrik fiyatlarının sayısal yöntemlerle belirlenebilmesi son derece önemlidir. Çünkü bu fiyatlar türev ürünlerin değerlendirilmesinde temel oluşturacaktır. Nihai kullanıcıların belirsiz fiyatlarla karşı karşıya kalmamaları spot elektrik fiyatlarının gelecekteki değerlerine son derece bağlıdır (Lucia and Schwartz, 2002: 8).

Finansal piyasalarda fiyat ve oynaklığı ya da riskin davranışını belirlemek için nicel teknikler ya da zaman serileri geniş bir şekilde kullanılmaktadır. Karmaşık özellikler gösteren spot elektrik fiyatlarının bu özelliklerini belirlemek için geliştirilmiş zaman serileri teknikleri uygulanmaktadır.

Goto ve Korolyi (2003), yaptıkları çalışmada ABD, Nord Pool ve Avustralya piyasalarında yaptıkları analizlerde, farklı bölgelerdeki fiyatların önemli istatistiksel özelliklerini ARCH yöntemleri ile göstermişlerdir. Fiyatların mevsimsel özelliklerini ARCH modelleri ile tespit edebilmişlerdir.

Dünyanın birçok ülkesinde elektrik enerjisi piyasalarında elektrik üretimi ve dağıtım aşamaları düzenlemeye tabi tutulmaktadır. Önceleri düzenleyici kurumlar elektriğin üretim maliyetlerini dikkate alarak sabit elektrik fiyatları belirlerken, düzenlemeler sonrasında elektriğin arz ve talebinin rekabetçi özelliklerine bağlı olarak fiyatlar dinamik bir şekilde belirlenmektedir. Bu durum elektrik fiyatlarında da belirsizliğe yol

açmaktadır. Elektriğin talebini, iklim şartları, mevsimsel durumlar, bölgesel yoğunluklar, son kullanıcıların yerleşim durumları vb. şartlar belirlerken, elektriğin arzı da üretim santrallerinin yerleşimi, üretim içerisindeki payları, iletim ağının yapısı ve üretim giderlerinin durumu etkilemektedir. Yeniden düzenlemeye tabi tutulan piyasalardaki fiyatlar, zamanla değişen oynaklıklar göstermekte, fiyatlar sıra dışı yüksek seviyelere ulaşmaktadır. Fiyatlardaki bu oynaklığın anlaşılması dağıtıcılar, üreticiler, piyasayı düzenleyenler tarafından önemlidir. Spot fiyatlar elektrik türev ürünlerinin fiyatlarını etkilediğinden, bu ürünlerin finansal risklerinin daha iyi yönetilebilmesi için iyi anlaşılması gerekmektedir. Oynaklığı, çeşitli faktörlerin nasıl etkilediği karmaşık bir olaydır ve hala önemli bir araştırma alanıdır. Elektriğin stoklanamayan bir ürün olması ve talebin fiyata karşı esnekliğinin düşük olması, arz ve talepteki olumsuz yöndeki değişmelerin iletim hatlarındaki fiziksel kısıtlardan kaynaklanan problemlerin etkisini daha da ağırlaştırmaktadır.

Elektrik fiyatlarının belirlenmesi konusundaki literatür çok geniştir. Bazı çalışmalar fiyatların stokastik özelliklerinin istatistiksel ve matematiksel olarak modellenmesine odaklanırken, diğer bazı çalışmalar da arz ve talebin ekonomik dengesine dayanan modeller üzerinde yapılmıştır. Elektrik üreticilerinin hatta dağıtıcılarının piyasa güçleri elektrik fiyatlarının davranışlarını açıklamakta kullanılmıştır. Elektrik iletiminin fiyatlandırılması, regülasyondan kazanılan faydalar, üretim tesislerinin değerlendirilmesi ve iletim faaliyetleri üzerine çok sayıda çalışma bulunmaktadır.

Elektrik talebi, ekonomik faaliyetlerden ve iklim koşullarından etkilenmektedir. Ancak talep elastik olmayan bir özelliğe sahiptir. Talep düşük seviyelerde olduğu zaman, üreticiler düşük marjinal maliyetlerle, kurulu güçlerini kullanarak elektrik üretmektedirler. Kış ve yaz aylarında, haftanın belli günlerinde hatta gün içerisinde belli saatlerde talepte yükselme meydana geldiğinde yüksek marjinal maliyetlerle çalışan üretim birimleri devreye girmektedir. Lucia ve Schwartz (2002), Escibano ve diğ., (2002), Guthrie ve Videbeck (2002), Knittel ve Roberts (2001), mevsimsel etkileri inceleyen çalışmalarda bulunmuşlardır. Örneğin Lucia ve Schwartz (2002), Nord Pool'daki spot fiyatlar ve gelecek sözleşmeleri fiyatlarının üzerinde mevsimsel etkilerinin görüldüğünü ve bunun basit bir sinüzoidal fonksiyon olduğunu ortaya koymuşlardır. Bu çalışmada özellikle haftalık ve aylık etkiler araştırılmıştır.

Talebin artmasıyla yüksek maliyetli üretim yapan santraller devreye gireceğinden bu durum fiyatlar üzerinde artış yönünde etki yapacaktır. Bu tür santrallerin ya da üretim birimlerinin devreden çıkmasıyla fiyatlar eski seviyelerine dönmeye başlayacaktır. Bu durum ortalamaya dönme eğilimiyle açıklanmaktadır. Deng, (2000); Robinson, (2000: 527); Knittel ve Roberts, (2001); Escibano ve diğ., (2002), ortalamaya dönüşüm modelleri üzerinde çalışmışlardır. Bazı çalışmalar, fiyatların oluşmasında ortalamaya dönme eğiliminin derecesini, zamana bağlı şartlı oynaklık ve ani fiyat yükselmelerinin özellikleriyle açıklamışlardır.

Elektrik fiyatlarındaki oynaklık, arz ve talepteki dalgalanmalar ve iklim koşulları ile ilişkili olarak zamana bağlı değişmektedir. Robinson ve Baniak (2002: 1487), İngiltere’de arzı değiştiren olayların oynaklık üzerindeki etkilerini parametrik olmayan tekniklerle incelemiştir. Elektrik için bu modelin bazı limitleri olduğunu göstermişlerdir.

Bazı elektrik piyasalarında var olan gelecek vadeli işlem ve opsiyon sözleşmelerinin fiyatlarının belirlenmesi için spot fiyatın özelliklerinin bilinmesi önemlidir. Spot fiyatlar ve oynaklık ışığında bu kontratların hacimleri, vadeleri ve oynaklıklarını değerlendirmek ve bu türev ürünlerin denge fiyatlarını araştırmak için literatürde birçok çalışma yapılmıştır. Lucia ve Schwartz (2002) ve Longstaff ve Wang (2004: 1887), türev ürün piyasalarında genel fiyat dengesi modelleri üzerinde çalışmışlardır. Longstaff ve Wang, ABD Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM)’de günlük fiyatlar için gelecek sözleşmelerinin priminin, fiyatlardaki belirsizlikle ilişkisini göstermişlerdir. Onlar, talepteki belirsizlik ve fiyat şoklarını GARCH yöntemi ile modellemişlerdir. Elektrik gelecek piyasalarının hacimlerinin düşük olmasından dolayı diğer enerji türev ürünler piyasaları ile elektrik piyasaları arasındaki karşılıklı ilişkileri ele alan çalışmalar yapılmıştır.

Woo ve diğ., (2001), bir bölgedeki piyasada oluşan elektrik fiyatlarına karşı, başka bir enerji piyasasında kontrat yapmanın etkin olmadığını göstermiştir. Emery ve Wilson (2002: 95), aynı ilişkiyi doğal gaz vadeli işlem piyasaları ile göstermiştir. Walls (1999), spot ve gelecek sözleşmesi fiyatlarındaki oynaklığın, vadeli işlem sözleşmelerinin vade tarihleri yaklaştıkça arttığını göstermiştir.

Fiyatın davranışlarını etkileyen piyasayı inceleyen çalışmalar da yapılmıştır. Talebin fiyat esnekliğini, mülkiyet yoğunlaşmalarını, santrallerin kapasitesini, üretim teknolojisini, elektrik piyasalarının organizasyonlarını, gönüllü ya da zorunlu olma durumlarına göre yapısını, iletim aşamasının yapısı ve fiyatlanmasını inceleyen çalışmalar yapılmıştır.

Wolak (2000), İngiltere, Galler, Nord Poll, Avustralya ve Yeni Zelanda'daki elektrik piyasalarında üretim taraflarının büyük oranlarda özelleştiği ve bu durumun fiyatların yüksek oynaklığı ile ilişkili olduğunu açıklamıştır. Ayrıca zorunlu katılımın sağlandığı piyasalarda, daha yüksek fiyat oynaklığının olduğunu göstermiştir. Mount (1999), İngiltere'de ani fiyat yükselmelerinin arz tarafında baskın iki üreticinin piyasa gücünü kullanması ile ilişkili olduğunu ortaya koymuştur.

Knittel ve Roberts (2001), elektrik fiyatlarında ters kaldıraç etkisinin olduğunu yani pozitif şokların fiyat serilerinde negatif şoklara göre daha büyük oranlarda oynaklığa yol açtığını bulmuşlardır. Bu durum yüksek marjinal maliyetlerin bir sonucudur. Ayrıca modellere sıcaklık değişkenini de eklemenin, modelin tahmin kabiliyetini yükselteceğini belirtmişlerdir.

Elektriğin doğası gereği elektrik fiyatlarının davranışları diğer emtia piyasalarında görülenlerden farklıdır. Elektriğin stoklanamaması arbitraj imkanı vermemektedir. Arbitraj imkanlarının olmaması, elektrik fiyatlarının çok daha iyi bir şekilde tahmin edilebilmesine olan ihtiyacı artırmaktadır.

Elektrik fiyatları ısınma ve soğutma ihtiyaçlarından doğan mevsimsel güçlü bir etkiyi içermektedir. Kuzey Kaliforniya'da yaz aylarında soğutma amaçlı kullanımdan dolayı elektrik tüketiminde artış görülmektedir. İlkbahar ve sonbahar aylarında sık sık görülen yüksek sıcaklıklar, elektrik fiyatlarının ilkbahar aylarına göre daha yüksek olmasına yol açmaktadır. Kış aylarında elektrik fiyatları yılın en düşük seviyelerinde bulunmaktadır. Bunun nedeni, ısınma ihtiyaçlarının daha çok doğal gaz tüketilerek karşılanmasıdır (Knittel ve Roberts, 2001).

Elektrik piyasaları, dağıtım ve iletim aşamalarının kısıtlarını da göstermektedir. Üretilen elektrik, iletim ve dağıtım hatları boyunca ilerleyerek üretildiği yerden talep edilen noktaya kadar hareket eder. Hareket ettiği bu hatların her biri belli bir

kapasiteye sahiptir. Bu kapasite belli bir zamanda o hat üzerinden taşınabilecek maksimum elektrik miktarını ifade etmektedir.

Diğer emtia fiyatlarında görülmemiş şekilde elektrik fiyatlarının oynaklığı yüksek dereceli devamlılık göstermektedir. Elektrik fiyatları, talep hareketlerini çok yakından takip etmektedir. Gün içi, haftanın günleri ve mevsimsel etkileri içeren güçlü dalgalanmalar göstermektedir. Pozitif fiyat şoklarının fiyattaki oynaklığı negatif şoklardan daha çok artırdığı yani ters kaldıraç etkisi olduğu görülmektedir.

4.2.1. Spot Elektrik Fiyatlarının Özellikleri

Elektriğin stoklanamaması ve sürekli olarak taleple dengelenmesi spot elektrik fiyatlarının temel karakteristiklerinden bazılarını açıklamaktadır. Elektrik piyasalarında stoklanamama nedeni ile sıradışı durumlar ortaya çıkmaktadır. Üretim tesisleri maksimum yüklerle çalışabilmektedir. Elektrik talebinin limiti aşması, normal fiyat seviyelerinden daha yukarıda fiyatların görülmesine yol açmaktadır. Gün içerisinde üretim tesislerindeki problemlerden, iklim şartlarındaki değişikliklerden, nakil hatlarındaki problemlerden dolayı fiyatların oynaklığı gittikçe artmaktadır. Elektrik fiyatlarının tespit edilen bir diğer özelliği de ortalamaya dönme eğilimi olmasıdır. Finansal piyasalardakine benzer bir şekilde enerji piyasalarında da güçlü bir ortalamaya dönme eğilimi bulunmaktadır (Pilipovic, 1998: 40).

Elektrik endüstrisinin bütünleşik ve karmaşık bir yapıda olması, eş zamanlı olarak işbirliğini ve iletişimi gerektirmektedir. Elektriğin talebi elastik değildir. Tüketiciler yüksek elektrik fiyatları ile karşı karşıya kalmaktadırlar. Elektriğin arzı da elastik değildir. Yeni santraller ve iletim hatlarının kurulmasının kısa zamanda gerçekleşmesi mümkün değildir.

4.2.1.1. Elektrik Fiyatlarının Mevsimsellik Özelliği

Elektriğe olan talep mevsimsel dalgalanmalar göstermektedir. Gün ışığından faydalanılan zamanlar ve sıcaklıklar gibi iklim şartlarına bağlı durumlardan dolayı elektrik spot fiyatlarında belirgin farklılıklar olmaktadır. Bu nedenle günlük spot fiyatların gün içerisindeki saatlere, haftanın günlerine ve yılın aylarına göre farklılıklarının bilinmesi gerekmektedir (Bierbrauer ve diğ., 2003).

Elektrik fiyatlarının sistematik davranışları, mevsimsel dalgalanmalardan kaynaklanan talebin periyodik değişimleri ile açıklanabilmektedir (Knittel ve Roberts, 2001; Lucia ve Schwartz, 2002; Escribano ve diğ., 2002; Guthrie ve Videbeck, 2002).

4.2.1.2. Elektrik Fiyatlarının Ortalamaya Dönme Özelliği

Spot elektrik fiyatları belli bir derecede ortalamaya dönme eğilimi gösterir. Bu ortalamaya dönme eğilimi ile spot elektrik fiyatları, denge fiyatlarına geri dönerler. Temel olarak spot elektrik fiyatları, denge fiyatları etrafında dalgalanma gösterirler. Her zaman stokastik özellikleri, spot fiyatı denge fiyatından uzaklaştırmaya çalışırken, deterministik özellikleri fiyatları denge fiyatlarına çekmeye çalışır. Denge fiyatını etkileyen en önemli faktör iklim koşullarıdır. Spot fiyatlar iklim koşulları ve talepteki değişimler gibi etkilerle ortalamaya dönme eğilimi gösterirler. İklim koşullarının tekrarlanması fiyatları ortalama seviyelerine çekmektedir (Knittel ve Roberts, 2001; Escribano ve diğ., 2002).

Elektrik fiyatlarının ortalamaya dönme eğilimi güçlüdür. Fiyatın sıradışı düzeydeki bir değerinden ortalamaya dönmesi çok daha hızlı olmakta, bu nedenle sıradışı fiyat sıçramaları genellikle kısa ömürlü olmaktadır (Huisman ve Mahieu, 2003: 425).

4.2.1.3. Elektrik Fiyatlarının Oynaklık, Sıçrama ve Pik Yapma Özellikleri

Spot elektrik fiyatlarını belirleyen özelliklerden biri de fiyatların oynaklığıdır. Spot fiyatlar günden güne değişirken, bu değişimin büyüklüğü raslantısal olmaktadır. Arzın talebi aştığı durumlarda, elektrik marjinal maliyetler üzerinden satılmaktadır. Talep arzı geçtiği zaman elektrik fiyatları sıçrama göstermektedir. Oynaklık, modellerin stokastik kısımlarında ölçülmektedir. Oynaklık, spot elektrik fiyatlarının önemli bir açıklayıcısı olup, değerlendirme ve risk yönetiminde önemli bir veri oluşturmaktadır (Walls, 1999; Lucia ve Schwartz, 2002; Robinson ve Baniak, 2002: 1487; Bystrom, 2003: 5).

Elektrik spot fiyatlarının gösterdiği oynaklığın sebebi arz ve talebin özellikleridir. Elektrik talebi kısa dönemde elastik değildir. Elektrik gerekli bir ihtiyaç olduğundan tüketiciler, üreticilerin arıza yaşadığı ya da sıcaklığın sıra dışı yükseldiği dönemlerde bile artan talebe karşın tüketimlerini düşürememektedirler. Bu durumda fiyatlarda sıçramalar görülmektedir. Her bir piyasadaki arz yapısının özellikleri de spot fiyatların

piklerinin oluşumunda etkili olmaktadır. Fiyatlar, arz ve talebi dengeleyecek şekilde piyasa tarafından oluşturulmaktadır. Fiyatların pik yapmadığı dönemlerde, üreticiler düşük marjinal maliyetlerle kurulu güçlerinde üretim yapmaktadır. Talebin artmasıyla birlikte, pik fiyatların görüldüğü dönemlerde ihtiyacı karşılamak üzere daha yüksek marjinal maliyetlerle çalışan üreticiler devreye girmektedir. Talebin fiyat esnekliğinin olmaması, iletim kapasitesindeki kısıtlar, sistemde meydana gelen arızalar gibi nedenlerle kısa dönemde spot fiyatların oynaklığı artmaktadır. Dik talep ve arz eğrilerine sahip piyasalarda, talepteki artışlar fiyatlarda keskin artışlara neden olmaktadır (Escribano ve diğ., 2002; Jong ve Huisman, 2004).

Spot fiyatlardaki oynaklık devamlılık göstermektedir. Finansal varlık getirilerinin oynaklığına benzer bir şekilde yüksek ve düşük oynaklık, zaman içerisinde kümelenme eğilimi göstermektedir. Sabit varyans kabulü spot elektrik fiyatlarına uymamaktadır. Ardışık bağımlı şartlı değişen varyans modelleri, spot fiyatlarda zamanla değişen varyansı hesaba katmaktadır (Knittel ve Roberts, 2001; Escribano ve diğ., 2002; Solibakke, 2002: 17; Goto ve Karolyi, 2003).

Elektrik fiyatlarındaki yeni bulgulardan biri oynaklık üzerinde asimetric bir etkinin varlığının bulunmasıdır. Asimetric oynaklık, olumsuz haberlere karşılık oynaklığın artmasını, iyi haberlere karşılık oynaklığın düşmesini ifade eder. Solibakke (2002:21), spot fiyatların oynaklığındaki olumlu ve olumsuz haberleri yakalayan asimetric faktörü tespit etmiştir. Spot elektrik fiyatlarının oynaklığı, sektörün yapısına ve gücüne de bağlıdır. Az sayıda santralin olduğu bir endüstride, yüksek miktarlı taleplerle karşılaşıldığında üretim birimleri sürekli olarak maksimum kapasitede çalışacaktır. Bu durum elektrik fiyatlarını artırmaktadır.

4.2.2. Elektrik Fiyatlarının Davranışlarının Modellenmesi

Elektriğin arzı ve talebi ekonomik faaliyetlere ve iklim koşullarına bağlıdır. Elastik olmayan talebin düşük olduğu zamanlarda, elektrik düşük marjinal maliyetlerle çalışan kurulu güçler kullanılarak karşılanmaktadır. Yaz ve kış aylarında ya da hafta içi günlerde, talebin yüksek olduğu zamanlarda daha yüksek marjinal maliyetli üreticiler devreye girmektedir. Knittel ve Roberts (2001), Lucia ve Schwartz (2002), Escribano ve diğ., (2002), Guthrie ve Videbeck (2002) ve Hadsell ve diğ., (2004-23) yaptıkları çalışmalara mevsimsel etkileri de dahil etmişlerdir.

İklim koşullarına bağlı olarak talepte meydana gelen artışlar fiyatları artırmakta, piyasaya daha pahalı üretim yapan üreticiler girmektedir. Bu durum fiyatlardaki ortalamaya dönme eğilimini yönlendirmektedir. Ortalamaya dönme işlemi, zaman serileri içerisinde denge fiyatlarına dönme oranını bir değişken olarak hesaba katmaktadır. Yüksek bir ortalamaya dönüşüm oranı, fiyatların sıra dışı seviyelerinden denge seviyelerine daha hızlı dönmelerini ifade etmektedir. Deng (2000), Knittel ve Roberts (2001) ve Escribano ve diğ., (2002), ortalamaya dönme modelleri ile ilgili çalışmalar yapmışlardır. Bazı çalışmalar, üretim tesislerinde ya da iletim hatlarında meydana gelen arızalardan sonra oluşan fiyat pikleri ile ortalamaya dönme eğiliminin derecesi arasındaki etkileşimi ortaya koymaktadır. Deng (2000), Huisman ve Mahieu (2003: 425) ve Bierbrauer ve diğ. (2003), talepteki belirsizliği tespit etmek için fiyatlardaki sıçramaları, rejim değişimini ve stokastik oynaklığı, ortalamaya dönüşüm modelleri içerisinde birleştiren çalışmalar yapmışlardır.

Elektrik arz endüstrisinin özelleştirilmesi uygulamalarının yaygınlaşmasından sonra genel olarak elektrik fiyatları düşerken fiyatların oynaklığı artmıştır. Oynaklık ölçümleri, spot elektrik fiyatlarındaki riskin rastgele oluşumunun, risk yönetim modellerinin değerlendirilmesinde önemli bir değişken olduğunu göstermektedir. Genelleştirilmiş ardışık bağımlı şartlı değişen varyans modeli (GARCH), oynaklıktaki şokların kümelenmesini ve bu kümelenmenin zaman içerisinde bir süre devam ettiğini, daha sonra normal seviyelerine döndüğünü ortaya koymaktadır. Robinson ve Taylor (1998: 37), Knittel ve Roberts (2001), Escribano ve diğ., (2002), Pena ve Villaplana (2002), Solibakke (2002: 19), Goto ve Karolyi (2003), ardışık bağımlı hareketli ortalamalar (ARMA) ve GARCH modellerini kullanarak, spot elektrik piyasalarında şartlı ortalama ve oynaklığın özelliklerini araştırmışlardır. Solibakke (2002: 31), asimetrik etkiyi dikkate almak için geliştirilmiş üstel ARCH (EARCH) ve eşikli ARCH (TARCH) modellerini spot elektrik fiyatlarına uygulamıştır.

Literatürde tek değişkenli modellere karşılık çok değişkenli modeller, spot elektrik fiyatlarının birkaç farklı özelliğine bağlı davranışları ortaya koymuştur. Çok değişkenli modeller, spot elektrik piyasaları arasındaki ilişkileri belirlemek için kullanılmıştır. Birden fazla piyasayı içeren çok değişkenli zaman serisi modellerinin kullanılabilmesi,

serilerin durağan ya da durağan olmamalarına bağlıdır. Eğer seriler duran değil ise bu piyasalardaki fiyat serileri eş bütünleşik olup, fiyatlar uzun dönem birlikte hareket edeceklerdir. Bu durumu belirlemek için eş bütünleşme teknikleri kullanılır. Eğer seriler durağan ise regresyon ve GARCH modelleri, fiyat serilerini modellemek için kullanılabilir. Tek değişkenli zaman serileri, piyasa içindeki spot elektrik fiyatları serilerinin özelliklerini belirlemek için kullanılır. Serilerde durağanlık bulunmasına bağlı olarak, spot elektrik fiyatlarının tahmin edilmesinde, fiyatların oluşumunun araştırılmasında, GARCH modelleri grubu, ortalamaya dönüşüm ve rejim değişim modelleri geniş bir şekilde kullanılmaktadır.

Spot elektrik fiyatlarının modellenmesinde kullanılan datalar zaman serileri olduğundan, öncelikli olarak bu serilerin durağan olup olmadığını belirlemek önemlidir. Bu testin sonucu, serilerin dinamiklerini ortaya koymak için hangi uygun nicel metodların kullanılacağını belirlemektedir. De Vany ve Walls (1999), elektrik havuz fiyatlarının durağan olmadığını bulmuşlardır. Diğer çalışmalarda, regresyon teknikleri ile ilişkili stokastik proseslerle, durağanlık şartını içeren ARCH veya GARCH ailesinden modeller kullanılmışken, De Vany ve Walls eş bütünleşme yöntemini kullanmışlardır.

Durağanlık ön şartına dayalı teknikler, deterministik ve stokastik özellikler olmak üzere iki bileşen içermektedirler. Deterministik özellikler, spot elektrik fiyatlarının riskini veya oynaklığını tespit etmek için kullanılır. Spot elektrik fiyatlarının modellenmesi geniş bir uygulama alanı olup, temel olarak eş bütünleşme, GARCH modelleri grubu ve stokastik modellerden oluşmaktadır.

4.2.2.1. Spot Elektrik Fiyatlarının Özelliklerinin Belirlenmesi İçin Yapılan Çok Değişkenli Çalışmalar

De Vany ve Walls (1999), bölgeler arası enerji piyasaları arasında elektrik fiyatlarının davranışlarının anlaşılması için çok değişkenli yaklaşımda bulunmuşlardır. ABD'nin onbir bölgesel piyasasında, Aralık 1994 ve Nisan 1996 tarihleri arasındaki dönemde bölgeler arası entegrasyonun varlığını araştırmışlardır. Bu onbir bölgesel piyasa Kaliforniya/Oregon, Four-Corners, Central Rockies, Inland Southwest, Mead, Mid-Columbia, Midway/Sylmar, Kuzey Kaliforniya, Northwest/Northern Rockies, Palo Verde ve Güney Kaliforniya'dan oluşmaktadır. Her bir bölgesel piyasanın pik

fiyatlardan ve pik olmayan fiyatlardan oluşan günlük fiyat serileri üzerinde Augmented Dickey-Fuller (ADF) birim kök testini uygulayarak serilerde durağanlığın olmadığını tespit etmişlerdir. Sadece Kuzey Kaliforniya piyasasının pik olmayan fiyatlarının oluşturduğu seriler üzerinde birim kök bulunmadığını ve serinin durağan olduğunu bulmuşlardır. Bütün fiyat serilerinin birinci farkları alınarak seriler durağan hale getirilmişlerdir. İki bölge piyasası arasındaki piyasa entegrasyonunun varlığının test edilmesi için rassal yürüyüş analizi kullanılmıştır. Bölgeler arasında fiziksel bağlantı olmasa bile piyasa entegrasyonunun yüksek derecede mevcut olduğu görülmüştür.

Piyasaların pik fiyatlarının %87'sinde ve piyasaların pik dönem dışındaki fiyatlarının tamamında eş bütünleşmenin sağlandığı tespit edilmiştir. Çalışmada Western Electricity bölgesinin bir bölümünde iletim kısıtları nedeni ile entegrasyonun kesintiye uğradığı, etkin ve düzgün bir toptan satış piyasası için bu tür iletim kısıtlarının olmaması gerektiği ortaya konulmuştur.

Bystrom (2003: 5), Norveç elektrik piyasasında kısa dönemde elektrik fiyatlarına karşı korunma sağlamak üzere elektrik gelecek sözleşmelerinin kullanılmasını incelemiştir. Portföyün getirisinin varyansını minimum düzeyde tutmak için her bir spot sözleşmesi için ne kadar gelecek sözleşmesi satılması ya da alınması gerektiği konusunda yatırımcılara korunma oranını belirleyecek çalışmalarda bulunmuştur. Bu çalışmada, Norveç elektrik piyasasında 2 Ocak 1996 ve 21 Ekim 1999 tarihleri arasında oluşan günlük spot fiyatlar ve gelecek sözleşmesi fiyatlarının logaritmik serileri kullanılmıştır. Bu seriler her seviyede durağan bulunmuştur. Çalışmada beş farklı korunma rasyosu üzerinden inceleme yapılmıştır. Yapılan bu çalışma, De Vany ve Walls tarafından yapılan çalışmada bulunan iki bölge piyasası arasındaki ilişkiden daha çok spot elektrik fiyatı ile gelecek sözleşmesi piyasaları arasındaki ilişkinin daha etkin olduğunu ortaya koymuştur.

4.2.2.2. Spot Elektrik Fiyatlarının Özelliklerinin Belirlenmesi İçin Yapılan Tek Değişkenli Çalışmalar

Helm ve Power (1992-89), havuz fiyatlarının davranışlarını açıklamayı sağlayacak ilk çalışmalardan birini yapmışlardır. Britanya elektrik üretim endüstrisinde, Nisan 1990 ve Ağustos 1991 tarihleri arasındaki dönemde oluşan günlük havuz fiyatı ve talepleri üzerinde Dickey-Fuller (DF) ve Augmented Dickey-Fuller (ADF) birim kök testlerini

uygulamışlardır. Bu çalışmada günlük ortalama havuz fiyatının logaritmik değeri, bağımlı değişken olarak alınmıştır. Günlük talebin logaritmik değeri, yapılan kontratların vade bitim tarihlerini dikkate alan kukla değişken, logaritmik günlük havuz fiyatı ile logaritmik günlük talebin gecikmeli değerleri bağımsız değişken olarak ele alınmıştır. Bütün serilerin güçlü bir şekilde entegre oldukları ve durağan olmadıkları bulunmuştur. Havuz fiyatı ve talep arasındaki ilişki, gecikmeli fiyatların dahil edilmesiyle kurulan basit hata düzeltme modeli ile belirlenmiştir. Sonuçlar uzun dönemde havuz fiyatı ile talep arasındaki ilişkinin değiştiğini göstermiştir.

Robinson(2000: 527), İngiltere ve Galler bölgesi elektrik toptan satış piyasasındaki havuz fiyatlarının davranışlarını modellemek için ardışık bağımlı regresyon modeli kullanmıştır. İngiltere ve Galler bölgesindeki toptan elektrik piyasalarında, 1 Nisan 1990'dan 31 Mayıs 1996'ya kadar olan dönemdeki günlük ortalama havuz fiyatlarını kullanarak, elektrik fiyatlarının davranışı incelenmiştir. Bu çalışmada, havuz fiyatının, bir dönem önceki ve altı dönem önceki gecikmeli fiyatları ile lineer olmayan lojistik parametre dahil edilerek regresyonu yapılmıştır. Lineer olmayan modelin, havuz fiyatı davranışını tahmin etmekte başarılı olduğu görülmüştür. Tahmin edilen parametreler fiyatların, ortalamadan saptıkça ortalamaya dönüşlerinin daha yavaş olduğunu ortaya koymuştur.

Robinson ve Baniak (2002: 1487), İngiltere ve Galler bölgesindeki havuz fiyatlarını tahmin etmek için farklı dağılımlar üzerinde parametrik olmayan testleri kullanarak çalışmayı geliştirmişlerdir. İngiliz ve Galler elektrik piyasasında 1 Nisan 1990'dan 31 Mayıs 1996 tarihine kadar olan dönemdeki günlük ortalama havuz fiyatlarını kullanarak, piyasa gücünün kontratlarda yüksek risk primlerinden yararlanmak için spot piyasada oynaklığı artırmada etkili olduğunu belirlemişlerdir. Logaritmik spot fiyatlarındaki değişimleri bağımsız değişken olarak ele alıp, iki yıllık fiyat periyodunda ve kömür kontratının vade bitiminde havuz fiyatı oynaklığındaki değişimleri bağımlı değişken olarak almışlardır.

Wolak (2000) da İngiltere, Galler, İsveç, Norveç, Avustralya'nın Viktorya bölgesi ve Yeni Zelanda piyasalarındaki spot fiyatları tahmin etmek için spot fiyatları, hataların kovaryans matrisi ve fiyatların sekizinci gecikmesi ile ilişkilendirerek çalışma yapmıştır. İngiltere, Galler, Avustralya'nın Viktorya bölgesi ve Yeni Zelanda

piyasalarındaki yarım saatlik olarak oluşan spot fiyatların ortalaması ve İsveç ve Norveç piyasalarının tüm 24 saatlik spot fiyatlarının ortalamasını, bağımlı değişkenler olarak alıp, bu fiyatların sekiz gecikmeli değerleri ile regresyon yöntemini uygulamıştır. Nord Pool piyasasının daha kompleks olmasına rağmen, Viktorya piyasasındaki fiyatların gün içerisindeki dinamiklerinin, daha kompleks olduğunu ortaya koymuştur. Ayrıca Nord Pool piyasasındaki fiyatların daha fazla tahmin edilebilir olduğunu bulmuştur.

Guthrie ve Videbeck (2002), Yeni Zelanda'daki elektrik fiyatlarına günlük ve aylık etkileri kapsayan kukla değişkenler ekleyerek, yarım saatlik yüksek frekanslı datalar üzerinde ardışık bağımlı bir model kurarak çalışmışlardır. Yeni Zelanda elektrik piyasasında, 1 Mart 2000'den 28 Şubat 2001'e ve 1 Mart 2001'den 28 Şubat 2002'ye kadar olan iki dönemdeki yarım saatlik fiyatları ayrı ayrı iki grup olarak oluşturmuşlardır. Her bir yarım saat için oluşan spot fiyatı bağımlı değişken, her iki ayrı dönemdeki spot fiyatların gecikmeli değerleri ve günlerin ve ayların etkisini hesaba katmak için kukla değişkenleri bağımsız değişken olarak kullanmışlardır. Ardışık bağımlı modellerle bu piyasalardaki yüksek korelasyona sahip spot fiyatlar tahmin edilmiştir. Sınırlı sayıda gecikmenin kullanılmasıyla dinamik bir yapı elde edilmiştir.

Li ve Flynn (2004: 625), Kanada, ABD, Almanya, İngiltere, İspanya, İskandinavya, Avustralya ve Yeni Zelanda piyasalarında, hafta içi ve hafta sonu ortalama tüketimlerinin gösterdiği davranışlar arasındaki farkları belirleyen çalışmalarda bulunmuştur. Hafta içi datalar için ortalama hafta içi fiyatlarına karşı günlük fiyatlar normalleştirilmiştir. Aynı şekilde hafta sonu dataları için de ortalama hafta sonu fiyatlarına göre normalleştirme yapılmıştır. Hafta içi ve hafta sonu için maksimum ve minimum fiyatların oranı ve ortalama hafta içi ve ortalama hafta sonu fiyatları oranı bağımlı değişken olarak kullanılmış ve fiyatların günlük seyri, filtreleme ve korelasyon yöntemleri uygulanmıştır. Kuzey Amerika piyasaları, hafta içinde pik fiyatların oluşması açısından monoton bir görüntü sergilerken, diğer piyasalarda birden fazla pik değer görülmektedir. İngiltere ve İspanya'daki fiyatlar daha istikrarlı ve belirlenebilir durumdadır. Böylece tüketilen elektriği yönetmek bu piyasalarda daha kolay olmaktadır. Güney Avustralya gibi diğer piyasalarda fiyatlar çok fazla istikrarlı

olmadığından, tüketiciler açısından fiyatları belirlemek zor olmaktadır. Böyle piyasalardaki tüketiciler, risklerini yönetmek için korunma mekanizmalarına başvurmak zorundadırlar.

Solibakke (2002: 21), Norveç spot elektrik piyasasında, sistem fiyatının günlük değişimlerinin özelliklerini, Kasım 1992 ile Ocak 2000 tarihleri arasındaki dönem için araştırmıştır. Bu çalışmanın ana amacı, elektrik fiyatlarının elektrik türev ürünlerinin değerlemesinde belirleyici temel bir etken olduğunun tespit edilmesidir. Şartlı ortalama ve varyans denklemlerini analiz eden bu ilk çalışmada, spot elektrik fiyat serilerinin normal dağılımdan sapmaları hesaba katılmıştır. Şartlı ortalama belirlenirken, günlük spot fiyatların logoritmik ilk farkları alınarak çalışılmıştır. Haftanın günleri ve yılın aylarının etkisi çalışmaya yansıtılmıştır. Şartlı ortalama elde edilen artıkların karesinin logoritması şartlı varyansın belirlenmesinde kullanılmıştır. Şartlı ortalamanın sonuçları, hafta boyunca fiyatların Pazartesi günleri çok yüksek seviyelerde ve Cumartesi günleri daha düşük seviyelerde olduğu konusunda önemli işaretler vermiştir. Ancak aynı durum aylara bağlı davranışlar için geçerli değildir. Şartlı varyansda, haftanın günleri ve yılın aylarının etkisinin her ikisi de görülmektedir. Oynaklık Pazartesi ve Cumartesi günleri ile Mayıs ve Temmuz aylarında artmaktadır.

Solibakke (2002: 28), fiyat değişimlerini, günlük spot fiyat değişimlerini ve fiyatların oynaklıklarının kümelenmesini ölçmek için ardışık bağımlı hareketli ortalama (ARMA) ve GARCH modelleri ile çalışmıştır. Çalışmasında, spot elektrik fiyatları dağılımının çarpıklığını ve basıklığını dikkate alarak, GARCH, asimetrik GARCH (AGARCH) ve üssel GARCH (EGARCH) yöntemlerini kullanmıştır. Her üç modelde de hesaplanan katsayıların, fiyat değişimlerinin ondördüncü gecikmesine kadar bağlı olduğu görülmüştür. Her üç modelde de tahmin edilen ortalama değer parametresinin belirgin olmadığı, ihmal edilebileceği ortaya çıkmıştır. ARCH ve GARCH etkilerinin belirgin bir şekilde var olduğu ve ARCH etkisinin daha büyük olduğu tespit edilmiştir. Asimetri katsayısının belirgin olmadığı görülmüştür. GARCH ve AGARCH yöntemlerinin EGARCH yöntemine göre daha iyi sonuçlar verdiği, elektrik fiyatlarının özelliklerini daha iyi yansıttıkları görülmüştür.

Hadsell ve diğ., (2004- 23), ABD'nin beş ana elektrik toptan satış piyasasındaki fiyatların oynaklığını modellemiştir. Bu piyasalar, California-Oregon Border (COB), Palo Verde (PV), Cinergy, Entergy ve Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM) olup, Mayıs 1996'dan Eylül 2001'e kadar olan dönemdeki verilerle çalışılmıştır. Bu çalışmanın ana teması, gelecekteki spot elektrik fiyatlarını tahmin edebilmek için spot fiyatların oynaklığının özelliklerini belirlemektir. Bu piyasalardaki oynaklığın özelliklerini araştırmak için kullanılan şartlı varyans denklemine piyasadaki olumlu ya da olumsuz haberlerin farklı etkilerini dikkate alan ve içerisinde asimetrik faktör barındıran, eşikli ardışık bağlantımlı şartlı değişen varyans (TARCH) modeli kullanılmıştır. Bu çalışmada, olumsuz haberlerin oynaklığı aynı büyüklükteki iyi haberlerden daha fazla arttıracak hipotezi ele alınmıştır. Çalışmada ele alınan dönemde beş piyasada da ARCH ve GARCH etkilerinin belirgin olduğu bulunmuştur. Piyasalar yeniden düzenlendikten sonra ARCH etkisinin azalmaya başladığı görülmüştür. Piyasanın yeniden düzenlenmesinden sonra ARCH etkisi hemen düşmemektedir. Bunun nedeni yeni oluşturulan rejimde fiyat ayarlamalarının yavaş seyretmesi ile oynaklığın istikrarlı olmamasıdır. Modellerin çoğunda asimetrik etkinin belirgin olduğu ve piyasaların tamamı için negatif değerlerde olduğu görülmüştür. Piyasada, iyi gelişmelerin oynaklık üzerinde pozitif etkisinin olduğu anlaşılmaktadır. COB ve PV piyasalarında asimetrik etkinin piyasanın yeniden düzenlenmesinin öncesinde belirgin olmadığı, fakat yeniden düzenlemeden sonra belirgin hale geldiği görülmektedir. COB ve PV piyasalarında, oynaklığın diğer piyasalara göre daha fazla sürdüğü belirlenmiştir. Bu durum, COB ve PV piyasalarındaki şokların kalıcı olduğunu göstermektedir. Bu piyasalarda yapılan düzenlemelerden sonra oynaklıktaki kalıcılığın azaldığı, fiyatlarda ortalamaya dönme eğiliminin arttığı gözlenmiştir. Çalışmada, TARCH modelindeki şartlı varyans denklemine, aylara göre değişimleri dikkate alan mevsimsel etkiler de eklenmiştir. Mevsimsel etkilerde tutarlı davranışlar görülmemiştir. Bu çalışmada, beş ABD piyasasındaki toptan satış fiyatı oynaklığındaki önemli farklılıklar ve mevsimsel etkilerle, asimetrik özelliklerin varlığı ortaya konmuştur.

Goto ve Karolyi (2003), zamana bağlı ve zamana bağlı olmaksızın tek değişkenli sıçrama dönüşümü ve GARCH yöntemleri üzerinde çalışmışlardır. Amerika Birleşik Devletlerinin sekiz piyasasında Nisan 1998 ve Aralık 2002 tarihleri, Nord Pool'un

dokuz piyasasında, Ocak 1993 ve Aralık 2002 tarihleri ve Avustralya'nın beş piyasasında, Aralık 1998 ve Aralık 2002 tarihleri arasındaki günlük pik spot fiyatlar üzerinde çalışılmıştır. Fiyatlardaki getiriler bağımlı değişken, talep ve mevsimsel etkiler bağımsız değişken olarak ele alınmıştır. Çalışmada mevsimselliğin dahil edildiği, sıçramaların dahil edilmediği GARCH (1,1), zamandan bağımsız yoğunlukta sıçramalı GARCH (1,1) ve zamana bağlı sıçramalı GARCH (1,1) yöntemleri kullanılmıştır. Zamana bağlı sıçramaların yer aldığı GARCH modeli üç ülkedeki bütün bölgesel piyasalarda fiyat oynaklığının özelliklerini en iyi açıklayan yöntem olmuştur.

4.2.2.3. Ortalamaya Dönme, Sıçramalı ve Pikli Davranışları İçeren Stokastik Modeller

Elektrik fiyatlarının modellerini tartışan bazı araştırmacılar, elektrik fiyatlarının sıradışı sıçramalara ve zamana bağlı olarak değişen oynaklıklara sahip olduklarını belirtmektedirler (Deng, 2000; Knittel ve Roberts, 2001; Escribano ve diğ., 2002). Goto ve Karolyi (2003), elektiriğe olan talep arttığında, daha pahalı üretim yapan santraller devreye girdiğinde, fiyatları arttıran yönde etki yaptığı, bu durumun ortalamaya dönme eğiliminin derecesini değiştirdiğini ifade etmişlerdir. Bununla ilgili olarak spot elektrik piyasalarında ortalamaya dönme eğilimi ve sıradışı sıçramaları dikkate alan çalışmalar yapılmıştır.

Deng (2000), spot elektrik fiyatlarının özelliklerini belirlemek için Ornstein-Uhlenbeck ortalamaya dönüşüm yöntemini kullanmıştır. Amerika Birleşik Devletleri'ndeki Texas (ERCOT) ve Kaliforniya Oregon Border (COB) piyasalarında 1 Aralık 1995 ve 19 Temmuz 1999 tarihleri arasındaki spot elektrik fiyatları üzerinde uygulama yapılmıştır. Fiyattaki değişimin, fiyatın denge durumundan sapmalarının, oynaklığın rassal değişmelerinin ve sıradışı sıçramaların yoğunluğunun bir fonksiyonu olduğu ortaya konulmuştur. Bu temel modele ortalamaya dönme eğilimine etki eden mevsimsel etkilerin sistematik değişimleri de eklenerek, zamana bağlı olarak çalışan yeni bir model geliştirilmiştir. Ortalamaya dönme yönteminin başka bir versiyonu, mevsimsel etkiler ve gün içerisindeki zamana bağlı olarak sıradışı fiyat sıçramalarını dikkate alan yaklaşımdır. Ayrıca elektiriğin talep ve arzında normal ve normal olmayan denge durumları arasında sistemin dalgalanmalarını yakalamak için kullanılan rejim değişimi modeli bulunmaktadır.

Lucia ve Schwartz (2002), yaptığı çalışmada kontrat fiyatlarının değerini hesaplamak için spot fiyatların özelliklerini kullanmaktadır. Bu çalışma, tüketimdeki periyodik davranış ve talepteki değişikliklerle ilişkili olarak zaman içerisinde elektrik fiyatlarının sistematik davranışını belirlemeyi amaçlamaktadır. Spot fiyat modeli, iki bileşenden oluşmaktadır. İlk bileşen, deterministik fonksiyonun açıklayıcı bir değişkeni olarak sunulan talepteki ve mevsimsel dalgalanmalardaki sistematik davranışları temsil etmektedir. İkinci bileşen, fiyat serilerindeki sıradışı sıçramalar ile zamana bağlı olarak değişen oynaklıkla ilişkili stokastik prosesi içermektedir. Çalışmada, Norveç elektrik piyasasında, Ocak 1993 ile Aralık 1999'a kadar olan dönemdeki spot elektrik fiyatları kullanılmıştır. Deterministik özellikler için spot fiyatların logaritması, stokastik özellikler için rastgele dalgalanmalar bağımlı değişken olarak belirlenirken, deterministik kısım için talep ve mevsimsel faktörler, bir faktör modelinde Brownian hareketi ve kısa dönem ortalamaya dönme eğilimi, iki faktör modelinde uzun dönem denge fiyatı bağımsız değişkenler olarak ele alınmıştır. Bu çalışmada, mevsimsel etkilerin kış ve yaz mevsimlerinde farklı oynaklıktaki spot elektrik fiyatlarının dinamiklerini modellemede etkili olduğu sonucu elde edilmiştir.

Lucia ve Schwartz (2002), Norveç spot elektrik piyasasında, spot ve türev elektrik ürünleri fiyatları arasındaki ilişkiyi açıklamak için bir ve iki faktörlü modelleri uygulamıştır. Bir faktör modeli, zamanla değişen deterministik özellikleri ve stokastik prosesleri temsil etmektedir. İki faktör modeli, bir faktör modeline kısa dönem ortalamaya dönme bileşeninin ve uzun dönem denge fiyatının eklenmesi ile oluşturulmaktadır. İkinci faktörün ilave edilmesi ile model gelecek sözleşmelerinin fiyatlarındaki değişimlerle ilişkilendirilmektedir. Bu, iki faktörlü modelin, bir faktörlü modele göre olan farklılığıdır. Lucia ve Schwartz (2002), 1 Ocak 1993 ile Aralık 1999 tarihleri arasındaki günlük spot fiyatları kullanarak, deterministik özelliklerin parametrelerini belirlemiş, bunları elektrik türev ürün kontratlarının değerlerinin tespit edilmesinde kullanmışlardır. Bu sonuçlar, mevsimsel etkilerin spot fiyatların davranışlarının değerlendirilmesinde önemli bir rol oynadığını göstermektedir. Yaz ve kış ayları arasındaki oynaklık birbirinden farklıdır. Modele göre fiyatlar, önemli bir ortalamaya dönüşüm özelliği göstermektedir.

Huisman ve Mahieu (2003:425), spot elektrik fiyatlarındaki sıradışı sıçramaları ve pik yükselişleri ve ortalamaya dönme eğilimlerini yakalamayı amaçlamışlardır. Belirli bir zamanda, spot fiyatın üç farklı rejime sahip olabileceğini öngörmüşlerdir. Ortalamaya dönme bileşeni olan normal rejim, ortalamaya dönme bileşeni olan sıradışı fiyat sıçramalarının olduğu anormal rejim, anormal rejimden normal rejime dönüşü ölçen rejim olmak üzere üç farklı durum ortaya koymuşlardır. Huisman ve Mahieu (2003: 425), fiyatlardaki piklerin bir gün sonra rejime döndüğünü varsaymaktadırlar. Hollanda APX, Alman LPX ve İngiltere piyasaları için normal rejimden farklı olan fiyat piklerini tanımlamak için rejim değişimi modelini kullanmışlardır. Farklı zaman dönemlerinde, Hollanda APX piyasası için 1 Ocak 2001 ve 10 Mayıs 2001, Almanya LPX piyasası için 5 Ekim 2000 ve 10 Mayıs 2001 ve İngiltere piyasası için 17 Ağustos 1999 ve 10 Mayıs 2001 tarihleri arasındaki günlük elektrik fiyatlarını kullanmışlardır. Sabit değişken olarak, deterministik kısım için spot fiyatların doğal logaritması ve stokastik kısım için spot fiyatlardaki stokastik değişimler belirlenmiştir. Deterministik kısım, Cumartesi ve Pazar günleri için kukla değişkenler kullanılarak açıklanmıştır. Stokastik kısım, sıçramalar, pikler, oynaklık ve ortalamaya dönüşümün fonksiyonu olarak açıklanmıştır. Sonuçlar, ortalamaya dönme eğiliminin fiyatlarda pikler oluşuktan sonraki dönemlerde normal dönemlere göre daha güçlü olduğunu göstermiştir. Bu, fiyatlarda görülen pik değerlerin kısa ömürlü olduğunu göstermektedir. Bu çalışma, fiyat piklerinin kısa ömürlü olduğu gerçeğini hesaba katmayan daha önceki çalışmalara, fiyat piklerini modelleyen stokastik bileşenlerin de eklenmesi gerektiğini göstermektedir.

4.3. Elektrik Fiyatlarının Oynaklığının Modellenmesi

Finansal zaman serilerinin oynaklığının modellenebilmesi, serilerin özelliklerinin belirlenmesini gerektirmektedir. Finansal zaman serileri üç temel özelliğe sahiptir. Bunlar, aşırı basıklık, oynaklık kümelenmesi (finansal varlıkların fiyatlarındaki büyük miktarda değişimleri büyük miktarda, küçük miktarda değişimleri de yine küçük miktarda değişimlerin takip etmesi) ve ilk olarak Black (1976: 177) tarafından ortaya atılan kaldıraç etkisidir (Negatif şokların volatilitiyi, pozitif şoklardan daha fazla artırdığını ileri sürer) (Mazıbaş, 2005). Finansal zaman serileri bu özelliklerden bir veya daha

fazlasına sahipse, regresyon modelinde varyansın sabit olması varsayımı, geçerli olmamaktadır (Kutlar, 2000: 105).

Geleneksel ekonometrik modellerde volatilitenin bir ölçüsü olan varyansın, zamana bağlı olarak değişmediği yani zamandan bağımsız olduğu varsayılmaktadır. Ancak finansal zaman serilerinin varyansları genellikle zamana bağlı bir şekilde değişkenlik (heteroskedasticity) göstermektedir. Bu nedenle, sabit varyans (homoskedasticity) varsayımı üzerine kurulan geleneksel zaman serisi modelleri, yeterli olmamaya başlamış ve Engle (1982: 987), finansal varlıkların dinamik özelliğinin daha iyi anlaşılması ve zaman içinde değişen varyansın tahmin edilebilmesi için otoregresif koşullu değişen varyans (autoregresif conditional heteroskedasticity-ARCH) modelini geliştirmiştir. Daha sonra Bollerslev (1986: 307), ARCH modelinin otoregresif hareketli ortalama modeline dönüştürülmüş hali olan ve geçmiş dönem hata karelerinin ağırlıklandırılmasına dayanan GARCH (General ARCH) modelini geliştirmiştir. GARCH modelinde, koşullu varyans üç değişik varyansın ortalaması olarak düşünülmektedir. Birincisi sabit varyans olup uzun dönem ortalamaya karşılık gelmektedir, ikincisi bir dönem önceki koşullu varyanstır, üçüncüsü ise bir dönem önceki koşullu varyans hesaplandığında ortaya çıkan hata terimidir. Bu üç varyansa verilen ağırlıklar, varyansın yeni bilgiyle birlikte ne kadar hızlı değiştiğini ve ne kadar hızlı uzun dönem ortalamasına geri döndüğünü belirlemektedir (Güloğlu ve Akman, 2007: 43).

Özellikle finansal varlıklardaki oynaklık, olumlu ve olumsuz haberlerden farklı şekilde etkilenebilmektedir. Diğer bir ifade ile finansal varlıkların oynaklığı, olumlu ve olumsuz şoklara asimetric tepkiler verebilmektedir. Asimetric tepkilerin ortaya çıktığı durumlar için GARCH modelleri yeterli olmamaktadır. Çünkü GARCH modeli, şokların oynaklık üzerindeki etkisini şokların işaretinden bağımsız olarak belirlemekte, bu da olumlu (pozitif) ve olumsuz (negatif) şokların volatilité üzerindeki etkisini ayırtmamaktadır. GARCH modellerinin bu eksikliğini gidermek için Nelson (1991), koşullu varyansı logoritmik modelleyen üstel GARCH (EGARCH) modelini geliştirmiştir (Bildirici ve diğ., 2007). Bunun yanı sıra, Zakoian (1994: 931) pozitif ve negatif şokların oynaklık üzerindeki etkilerinin farklı olup olmadığını belirlemek için eşikli (Threshold) GARCH (TGARCH) modelini önermiştir.

4.3.1. ARCH Modeli

Engle (1982: 987), geleneksel zaman serisi yöntemlerindeki hata terimlerinin sabit varyanslı olma varsayımından farklı olarak, hata terimleri u_t 'nin t dönemindeki varyansının geçmiş dönemlerdeki u_t 'nin varyansı ile ardışık bağımlı (otokorelasyonlu) olduğunu ileri sürmüş ve ARCH modelini geliştirmiştir. (Engle, 1982:987). ARCH'ın temel düşüncesi, u 'nun t dönemindeki varyansının (σ_t^2) , $(t-1)$ dönemindeki hata terimi karesi olan u_{t-1}^2 'e bağlı olmasıdır.

Genel olarak bir ARMA(p,q) modeli,

$$y_t = C + \sum_{i=1}^p \theta_i y_{t-i} + \sum_{i=1}^q \phi_i u_{t-i} + u_t \quad (1)$$

şeklinde ifade edilmektedir. Bu modele koşullu ortalama denklemi denir. Denklem (1)'den elde edilen hata terimlerinin (u_t) , $(t-1)$ döneminde koşullu olarak sıfır ortalama ve $(\omega + \alpha_1 u_{t-1}^2)$ varyans ile normal dağıldığı varsayılmaktadır;

$$u_t \approx N[0, (\omega + \alpha_1 u_{t-1}^2)] \quad (2)$$

Denklem (2)'de u_t 'nin varyansının, bir önceki dönemin hata teriminin karesine bağlı olmasından dolayı bu sürece ARCH (1) süreci denmektedir. Bu süreç (koşullu varyans) aşağıdaki gibi gösterilmektedir.

$$h_t = Var(u_t) = \sigma_t^2 = V(u_t^2 / I_{t-1}) = \omega + \alpha_1 u_{t-1}^2 \quad (3)$$

Burada I_{t-1} , $(t-1)$ anındaki tüm bilgiyi, V değeri ise hata terimlerinin koşullu varyansını göstermektedir. Denklem (3) kullanılarak finansal varlık getirilerinde ortaya çıkan beklenmedik gelişme değerleri belirlenebilir. Bu modelde koşullu varyans, beklenmeyen hata terimlerinin (şokların, haberlerin ya da sürprizlerin) karesine bağlı olan bir fonksiyon olarak tanımlanmıştır.

ARCH (1) süreci, genel ARCH (q) süreci olarak, $\omega > 0$; $\alpha_i \geq 0$; $\sum_{i=1}^q \alpha_i < 1$ koşulları altında,

$$h_t = Var(u_{it}) = \sigma_t^2 = \omega + \alpha_1 u_{t-1}^2 + \alpha_2 u_{t-2}^2 + \dots + \alpha_q u_{t-q}^2 = \omega + \sum_{i=1}^q \alpha_i u_{t-i}^2 \quad (4)$$

biçiminde gösterilmektedir.

ARCH yöntemi uygulanmadan önce ARCH etkisinin olup olmadığının test edilmesi gerekmektedir. ARCH etkisinin varlığını test etmek üzere literatürde önerilen en önemli iki test Engle'in (1982: 987) ARCH LM testi ile McLeod ve Li'nin (1983:269) Q testidir. Uygulamada modelin hata kareleri arasında birinci ve daha yüksek dereceden otokorelasyon sürecine dayanan ARCH LM testi yoğunlukla tercih edilmektedir. Engle'in önerdiği ARCH LM testi, denklem (5)'den elde edilen hata terimlerinin karelerinin (\hat{u}_t^2) denklem (6)'daki gibi modellenerek gerçekleştirilmektedir.

$$y_t = c + \theta_1 y_{t-1} + \theta_2 y_{t-2} + \dots + \theta_p y_{t-p} + u_t \quad (5)$$

$$\hat{u}_t^2 = c + \alpha_1 \hat{u}_{t-1}^2 + \alpha_2 \hat{u}_{t-2}^2 + \dots + \alpha_q \hat{u}_{t-q}^2 + v_t \quad (6)$$

LM testi için kurulacak hipotezde, ARCH etkisinin varlığının tespiti, hataların beyaz gürültü sürecine sahip olduğunu ifade eden H_0 hipotezine karşı, ARCH etkisine sahip hataların varlığını gösteren alternatif hipotez test edilir. Beyaz gürültü, ortalaması sıfır, varyansı değişmeyen, ardışık bağımlı olmayan, olasılıklı hata terimi olarak tanımlanır.

$$H_0 = \alpha_1 = \alpha_2 = \dots = \alpha_q = 0$$

$$H_1 = \text{En az bir } \alpha_i > 0 \quad (7)$$

ARCH LM test istatistik değeri, T gözlem sayısı olmak üzere $LM_{ARCH} = (T - q) * R^2$ formülü ile hesaplanır (Gürüş ve Çağlayan, 2000: 135). LM istatistiği, q serbestlik dereceli Ki-kare (χ_q^2) dağılımına sahiptir. H_0 hipotezinin reddedilmesi ile birlikte otokorelasyonlu olduğu anlaşılan en küçük kareler artıklarının kareleri, modelde ARCH etkisinin varlığını ortaya çıkaracaktır. Etkinin varlığı ortaya çıkarıldıktan sonra,

modeldeki regresyon (ortalama) denklemi ile yardımcı regresyon (koşullu varyans) denklemi tahmin edilebilmektedir.

4.3.2. GARCH Modeli

Tim Bollerslev'in (1986: 307), tanıtmış olduğu GARCH modelinde t dönemindeki koşullu varyans (h_t) yalnız hata terimlerinin geçmiş değerlerinin karesine bağlı değil, aynı zamanda geçmişteki koşullu varyanslara da bağlıdır. Yani hata terimlerinin varyansı hem kendi geçmiş değerlerinden hem de koşullu varyans değerlerinden etkilenir. Hata karelerinin gecikme uzunluğu q ve otoregresif kısmının gecikme uzunluğu da p ile ifade edildiğinde genel bir GARCH(p,q) süreci,

$\omega > 0; \alpha_i \geq 0; \beta_i \geq 0; \sum_{i=1}^q \alpha_i + \sum_{j=1}^p \beta_j < 1$ koşulları altında ;

$$h_t = \omega + \sum_{j=1}^p \beta_j h_{t-j} + \sum_{i=1}^q \alpha_i u_{t-i}^2 \quad (8)$$

şeklinde yazılabilmektedir. Bu modelin parametrelerinin kestiriminde “En Çok Olabilirlik” (Maximum Likelihood) yöntemi kullanılmaktadır. Uygulamada oynaklığın tahmini için en çok kullanılan model, GARCH(1,1) ($h_t = \omega + \alpha_1 u_{t-1}^2 + \beta_1 h_{t-1}$) modelidir. Ayrıca bu model, ekonometrik ve finansal zaman serilerinin karakteristiklerini (oynaklığını) açıklamak için yeterli görülmektedir. Bunun yanı sıra, GARCH(p,q) süreci, p=0 iken ARCH(q) sürecine indirgenmektedir ve p=q=0 iken u_t “beyaz gürültü” özelliğine sahip olacaktır.

Modelin geçerliliği açısından, koşullu varyans denklemi yazıldıktan sonra tahmin edilen ARCH ve GARCH modelinin parametreleri ile ilgili iki koşul aranmaktadır. Bunlardan ilki, negatif olmama koşulu olarak bilinen varyansın, pozitif olabilmesi için koşullu varyans denkleminin sağındaki sabit katsayının sıfırdan büyük ($\omega > 0$) ve diğer değişkenlerin katsayılarının sıfıra eşit ya da büyük olmasıdır ($\alpha_i \geq 0; \beta_i \geq 0, i=1,2,\dots,q$). İkinci koşul ise otoregresif modellerle ilgili durağanlık koşuludur. Durağanlığın sağlanabilmesi için koşullu varyans denkleminin sağında bulunan sabit dışındaki diğer bütün parametrelerin toplamının birden küçük çıkması gerekmektedir.

4.3.3. EGARCH Modeli

GARCH modellerinin en önemli eksikliklerinden biri pozitif ve negatif şoklara karşı oynaklığın simetrik tepki verdiğini varsaymasıdır. Ancak bu varsayımın geçerli olmadığı durumlar da mümkün olmaktadır yani oynaklığın şoklara karşı asimetrik tepki verdiği durumlar da söz konusudur. Finansal zaman serilerindeki kaldıraç etkisinin modellenmesinde yetersiz kalan GARCH modelleri yerine bu eksikliğin giderilebilmesi için ilk olarak Nelson (1991) tarafından üstel GARCH (EGARCH) modeli geliştirilmiştir.

$$\log(h_t) = \omega + \sum_{j=1}^p \beta_j \log(h_{t-j}) + \sum_{i=1}^q \alpha_i \frac{|u_{t-i}|}{\sqrt{h_{t-i}}} + \sum_{i=1}^q \gamma_i \frac{u_{t-i}}{\sqrt{h_{t-i}}} \quad (9)$$

EGARCH modelinde koşullu varyansın doğal logaritması, kendi gecikmeli değerlerine ve gecikmeli hata terimi karesi yerine standartlaştırılmış hata terimine $\frac{|u_{t-i}|}{\sqrt{h_{t-i}}}$ koşulludur. Aynı zamanda koşullu varyans (h_t), gecikmeli hata terimlerinin hem büyüklüğüne, hem de işaretine bağlıdır. EGARCH modelinde, koşullu değişen varyansın logaritması alındığından parametreler pozitif olmaktadır. Bunun sonucu olarak ARCH ve GARCH modellerindeki parametrelerin 0'dan büyük olma koşulu (α_i ve β_i parametrelerinde sınırlamalar yoktur) gerekmemektedir. Burada $\gamma_i \neq 0$ ise, asimetrik etkinin bulunduğunu ve $\gamma_i < 0$ ise kaldıraç etkisinin olduğunu yani aynı büyüklükteki negatif şokların oynaklığa etkisinin pozitif şoklardan daha fazla olduğunu işaret etmektedir. Ayrıca $\sum_{i=1}^p \beta_i$ 'nin mutlak değerinin küçük olması oynaklığın kalıcılığının (sürekliliğinin) az olduğunu göstermektedir

4.3.4. TGARCH Modeli

Pozitif şoklarla negatif şokların etkisinin simetrik olmadığını dikkate alan diğer bir alternatif model türü de TGARCH'tır (Threshold GARCH-eşikli GARCH). TGARCH modelinde, $u_{t-1} = 0$ eşik değer olarak kabul edilirse, olumlu haberlerin (pozitif şokların, $u_{t-i} > 0$) koşullu varyans üzerindeki etkisinin olumsuz haberlerin (negatif şokların, $u_{t-i} < 0$) koşullu varyans üzerindeki etkisinden daha az olacağı varsayımına

dayanır. TGARCH modelinde bu etki, modele D_{t-i} kukla değişkeni eklenerek dahil edilmektedir. Buna göre, TGARCH(p,q) modeli,

$$h_t = \omega + \sum_{j=1}^p \beta_j h_{t-j} + \sum_{i=1}^q \alpha_i u_{t-i}^2 + \sum_{i=1}^q \gamma_i D_{t-i} u_{t-i}^2 \quad (10)$$

$$D_{t-i} = 1 \quad u_{t-i} < 0 \text{ ise}$$

$$D_{t-i} = 0 \quad u_{t-i} \geq 0 \text{ ise} \quad (11)$$

şeklinde yazılabilir. Böyle bir modelde eğer $\gamma_i \neq 0$ ise yeni haberlerin etkisinin farklı olacağı söylenir. Bununla birlikte olumlu haberin etkisi α_i kadar olurken, olumsuz haberin etkisi $\alpha_i + \gamma_i$ kadar olacaktır. $\gamma_i > 0$ ise olumsuz haberin oynaklık üzerindeki etkisinin olumlu haberin etkisinden daha fazla olacağı yani i'inci düzeyden kaldıraç etkisinin olduğu söylenir. Diğer taraftan, $\gamma_i = 0$ ise, bu yeni haberlerin oynaklık üzerindeki etkisinin asimetrik olmadığı anlamına gelir ve bu durumda TGARCH modeli GARCH modeline eşit olacaktır (Hossain ve diğ., 2005: 419). Ayrıca, TGARCH modeli ile EGARCH modeli arasındaki fark, TGARCH modelinde kaldıraç etkisinin kuadratik, EGARCH'da ise üstel olmasıdır.

4.3.5. Üslü (POWER) ARCH (PARCH) Modelleri

Modern ekonomik teoride risk ve belirsizliğin artan önemi, zamana bağlı olarak değişen varyans ve kovaryansın modellenmesine olanak sağlayan ekonometrik zaman serilerinin gelişimini gerekli kılmıştır. Yüksek frekanslı finansal verilerdeki zamana bağlı oynaklığı analiz etmek için koşullu değişkenlik modellerinin kullanımı yaygın hale gelmiştir. Engle (1982: 987) tarafından ilk ARCH modelinin ortaya konulmasından itibaren, çeşitli ARCH sınıfı modeller literatürde yerini almıştır.

Ding ve diğ. (1993: 83), tarafından önerilen ve ARCH sınıfı modellerin bir devamı şeklinde olan genel asimetrik üslü (power) ARCH (PARCH) modeli, klasik modellerdeki zaman serisi verilerinin mutlak değeri veya karesini almak yerine, verilerin dönüşümünün verinin kaçınıcı kuvveti ile olduğunu analiz etmektedir:

$$\sigma_t^d = \alpha_0 + \sum_{i=1}^p \alpha_i (|\varepsilon_{t-i}| + \gamma_i \varepsilon_{t-i})^d + \sum_{i=1}^q \beta_j \sigma_{t-i}^d$$

Burada, α_i ve β_i standart GARCH parametreleri, γ_i kaldıraç parametresi ve d kuvvet parametresidir.

4.4. Data ve Model Değerlendirmesi

Elektrik fiyatlarındaki oynaklıklar risk ve fırsatları da ortaya çıkarmaktadır. Elektrik piyasalarının oluşumu ile birlikte piyasa oyuncularının karşı karşıya kalabilecekleri riskleri bilmeleri için fiyatların oynaklığının bilinmesi önemlidir. Bu oynaklığın belirlenmesi için daha önceden finansal piyasalarda kullanılan fiyatların oynaklığını belirleyen yöntemler test edilmektedir. Yukarıda temel kavramları açıklanan ARCH/GARCH ailesi yöntemleri de geniş uygulama alanı bulan yöntemlerdir. Temel olarak GARCH yöntemleri varyansın sabit olmadığı, değiştiği kabulüne dayanmaktadır.

Bu çalışmada da çeşitli GARCH yöntemleri elektrik fiyat serileri üzerinde uygulanarak test edilmişlerdir. Böylece elektrik fiyatlarının oynaklığını, en iyi hangi yöntemin açıklayabildiği belirlenmiştir. Bunun için önce saatlik elektrik fiyatları serisinin logaritması alınmış ve daha sonra da mevsimsellikten arındırmak için saatlik kukla değişkenler kullanılarak seri mevsimsellikten arındırılmıştır. Bu şekilde üzerinde çalışılacak seri oluşturulmuştur.

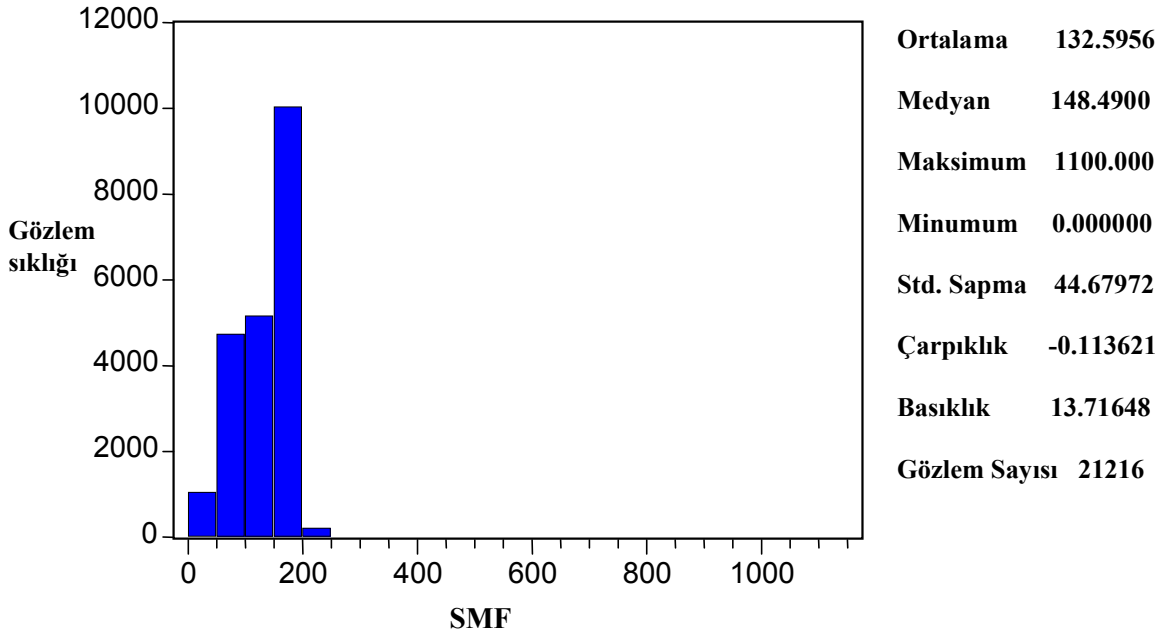
Çalışmalarda kullanılan datalar, Türkiye Elektrik İletim A.Ş. içinde faaliyet gösteren Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezinde işlem gören elektriğin saatlik marjinal maliyetlerinden oluşmaktadır. 2006 yılı Ağustos ayı başından itibaren çalışmaya başlayan sistemde, saatlik olarak marjinal maliyetleri temsil eden sistem marjinal fiyatları 24 saat boyunca oluşmaktadır. Çalışmada, 1 Ağustos 2006 ile 31 Aralık 2008 tarihleri arasında oluşan saatlik fiyatlar kullanılmıştır. Dataların incelenmesinde Eviews 5.0 programı kullanılmıştır.

Datalarla ilgili istatistikî bilgiler ile fiyatların dağılımı aşağıda yer alan Şekil 17 ve Şekil 18'de görülmektedir. Fiyatların logaritmik serileri de aynı bilgilerle gösterilmiştir. Şekillerdeki bilgilere bakıldığında, elektrik fiyatlarının tipik özellikleri görülmektedir. Yüksek oynaklık, aşırı çarpık ve basık bir dağılım görülmektedir. Fiyat serisinin 44,67 gibi çok yüksek bir standart sapmaya sahip olduğu görülmektedir. Ortalama değerinin de yüksek olduğu gözlenmiştir. Bu durum, seriyi oluşturan

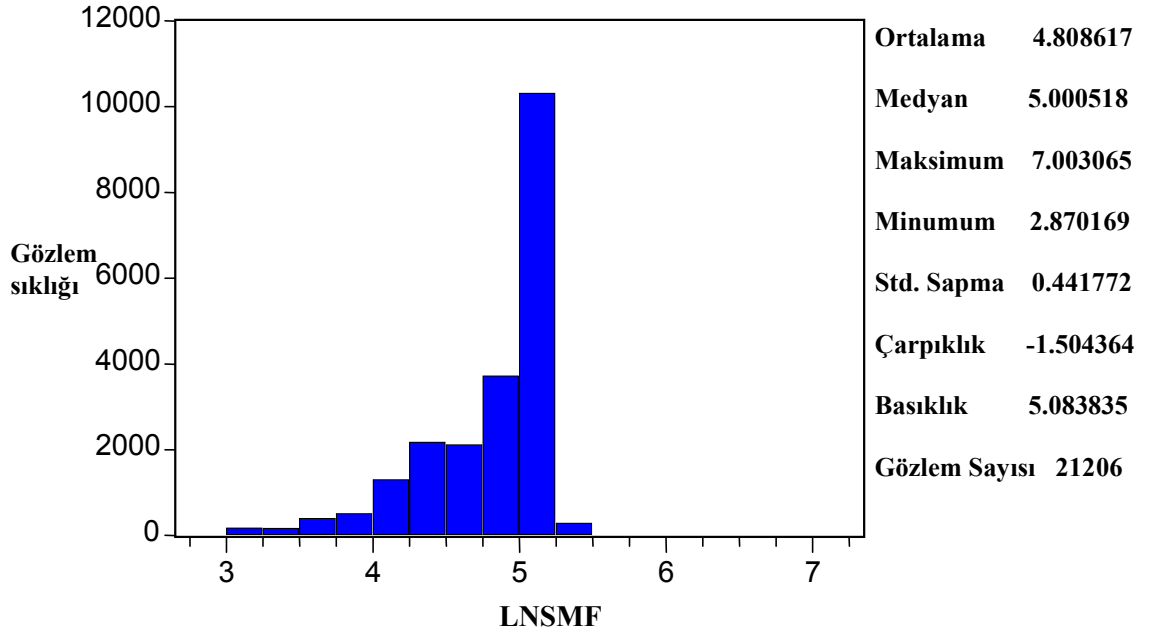
fiyatların marjinal maliyetleri yansıtmamasından kaynaklandığı ile açıklanabilir. Serinin sola çarpık ve nispeten basık olduğu görülmektedir.

Şekil 19’da fiyatların ortalama etrafında salınım gösterdiği, zaman zaman da sıra dışı sıçramaların olduğu görülmektedir. Şekil 20’de fiyatların doğal logaritmaları alınarak yapılan dönüşümde, fiyatların oynaklığı daha iyi görülmektedir.

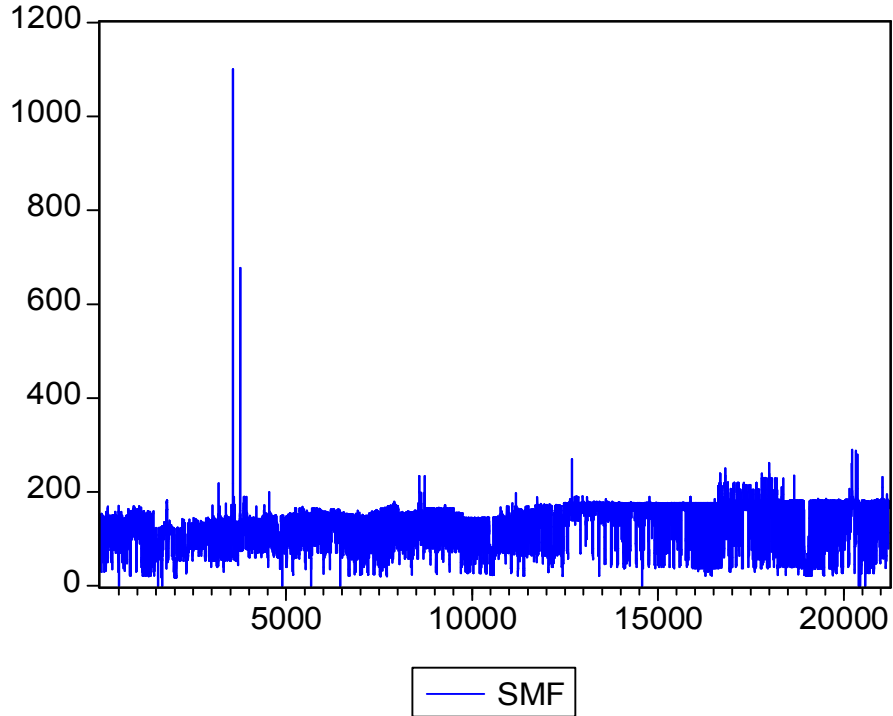
Şekil 17. Saatlik Sistem Marjinal Fiyatlarının İstatistikleri ve Dağılımı



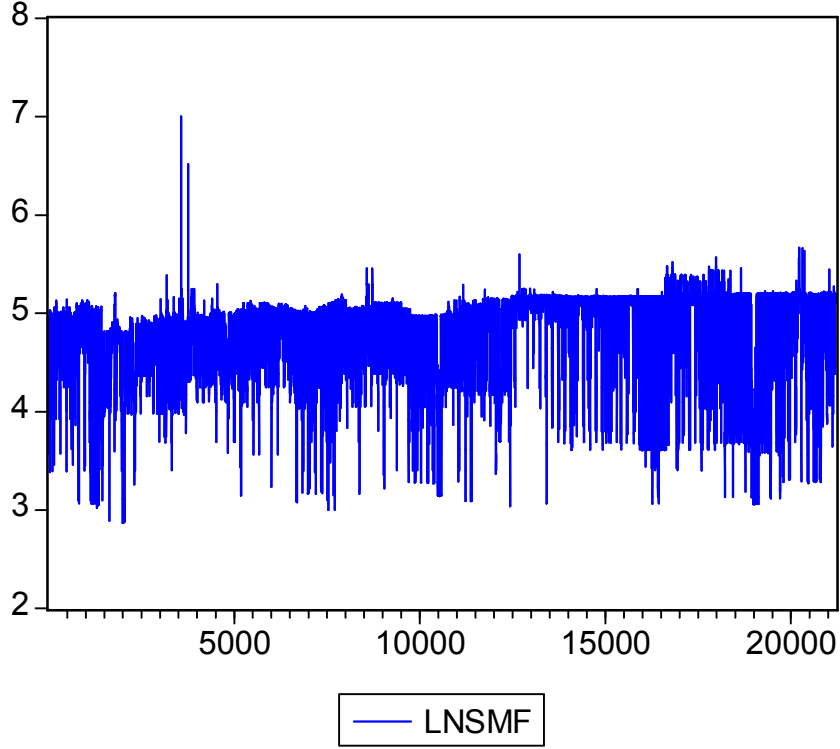
Şekil 18. Logoritmik Saatlik Sistem Marjinal Fiyatlarının İstatistikleri ve Dağılımı



Şekil 19. Saatlik Elektrik Fiyatları (01/08/2006 - 31/12/2008)



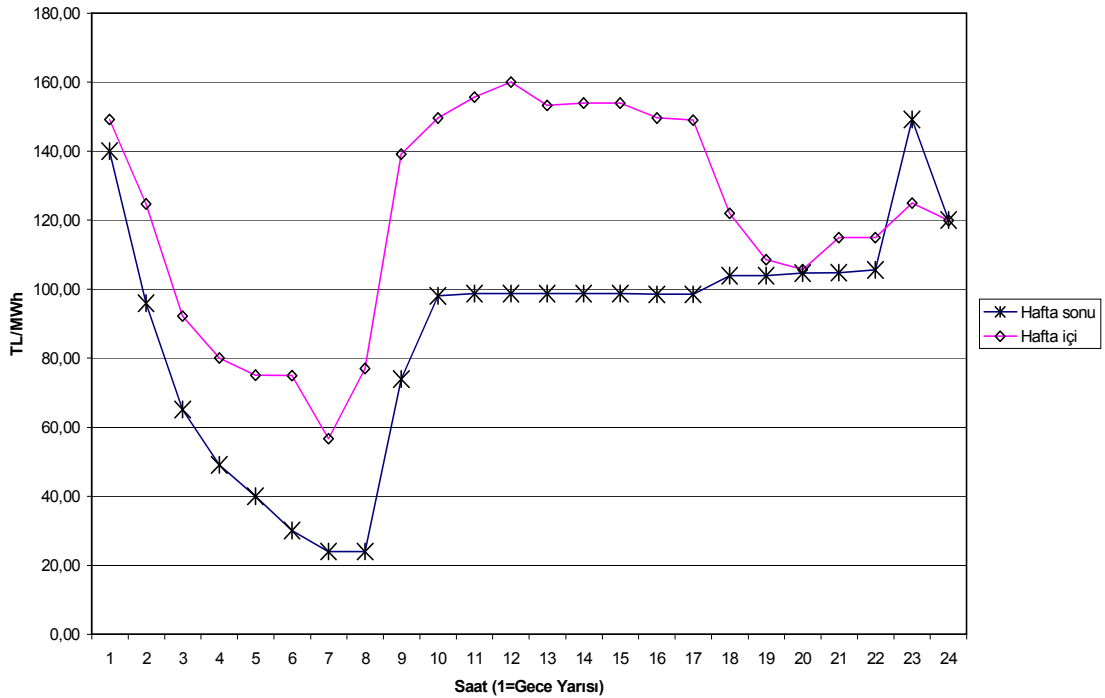
Şekil 20. Logoritmik Saatlik Elektrik Fiyatları (01/08/2006 - 31/12/2008)



Elektrik fiyatlarının gün içerisinde dalgalanmalar gösterdiği daha önce de belirtilmişti. Bu durum, Şekil 21’de daha iyi görülmektedir. Hafta içi ve hafta sonundan birer tane olmak üzere seçilen sıradan günlerde, elektrik fiyatının saatlere göre değişimi görülmektedir. Grafiğin dikey ekseninde TL/MWh cinsinden SMF değerleri yatay ekseninde de bir gün içerisindeki saatler yer almaktadır. Hafta içi günlerdeki fiyat dalgalanmalarının hafta sonu günlerine göre daha fazla olduğu görülmektedir. Bu durum, daha önce de belirtilen haftanın günlerinin fiyatlar üzerindeki etkisinden kaynaklanmaktadır. Hafta sonunda, hafta içine göre genel olarak elektrik tüketimi yönündeki faaliyetler azaldığından yani talep de azalma meydana geldiğinden, fiyatların hafta içine göre daha düşük seyrettiği görülmektedir. Ancak her iki günde de fiyatların saatlere göre izledikleri yollar birbirine benzemektedir. Bu şekilde, gece yarısından itibaren fiyatların düşmeye başladığı, sabah saatleri ile birlikte faaliyetlerin artmaya başlamasıyla yükselişe geçtiği, öğle saatlerinde en yüksek değerlerine ulaştıktan sonra akşam saatlerine kadar yüksek seyrettiği, daha sonra da düşmeye başladığı görülmektedir. Akşam saatlerinde hane halkının evlerindeki faaliyetleri nedeniyle bir miktar daha fiyatların yükselişe geçtiği izlenmektedir. Hafta

sonunu temsil eden günde, öğle saatlerinde ve sonrasında daha yatay bir seyir izlenmektedir. Akşamdan sonraki saatlerde ise hafta içine göre daha fazla yükselme eğilimi bulunmaktadır. Hafta içindeki günde en yüksek fiyat 160 TL/MWh olup, bu değere öğlen 12:00' de ulaşılmıştır. Endüşük fiyat ise 56,66 TL/MWh ile sabaha karşı 07:00' de görülmüştür. Hafta sonundaki günde en yüksek fiyat 149,19 TL/MWh olup, bu değere akşam 23:00' de ulaşılmıştır. En düşük fiyat ise 23,97 TL/MWh ile sabaha karşı 07:00' de görülmüştür. Görüldüğü gibi en düşük değerlere, her iki günde de aynı saatlerde ulaşılırken, en yüksek değerlere farklı zamanlarda ulaşılmıştır. Bu da hafta içi ve hafta sonu farkını ortaya koymaktadır.

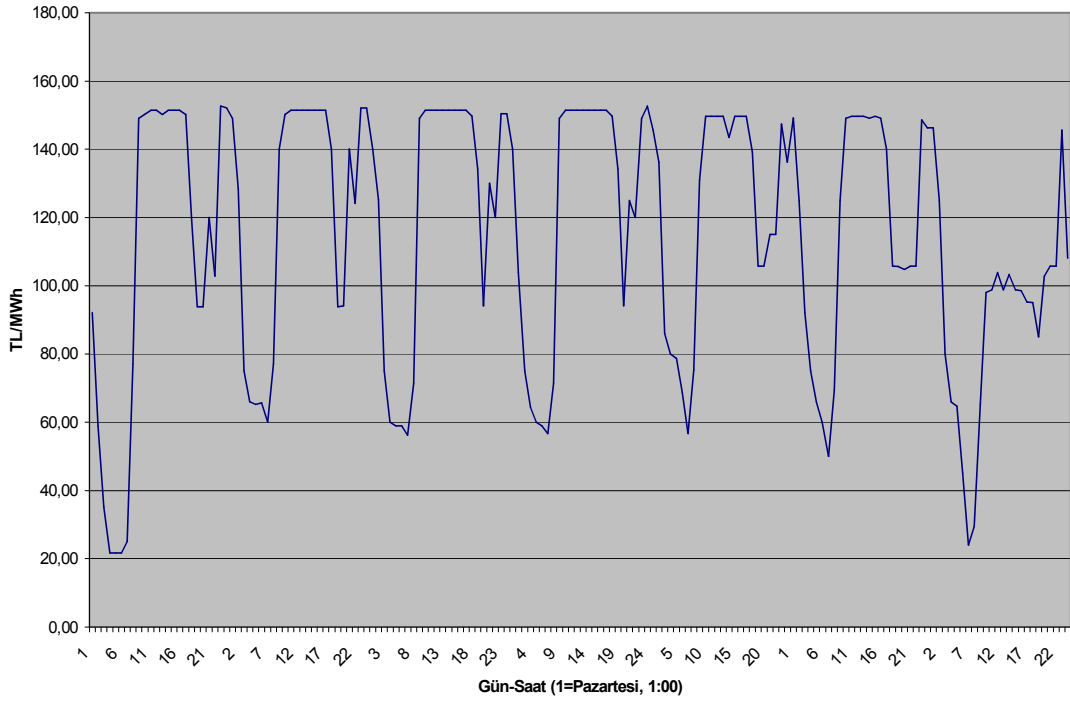
Şekil 21 : Hafta İçi Hafta Sonu Birer Günlük Saatlik Elektrik Fiyatları



Şekil 22'de, bir haftalık süre içerisinde günlük olarak fiyatların değişimleri görülmektedir. Hafta başından başlayarak, hafta sonu da dahil olmak üzere bütün günlerde hemen hemen aynı dalgalanmalar görülmektedir. Gün içerisinde fiyatlar, öğle saatlerinde en üst seviyeye çıkmakta, daha sonra bir miktar düşerek akşam saatlerinde bir yükselme eğilimine girmektedir. Fiyatların gece yarısından sabaha kadar düşmeye devam ettiği de izlenmektedir. Ancak Pazar gününü gösteren son günde fiyatların davranışının diğer günlere göre daha farklı bir seyir izlediği görülmektedir. Hafta sonu etkisinin görüldüğü bu durumda ekonomik ve günlük faaliyetlerin değişmesi nedeniyle

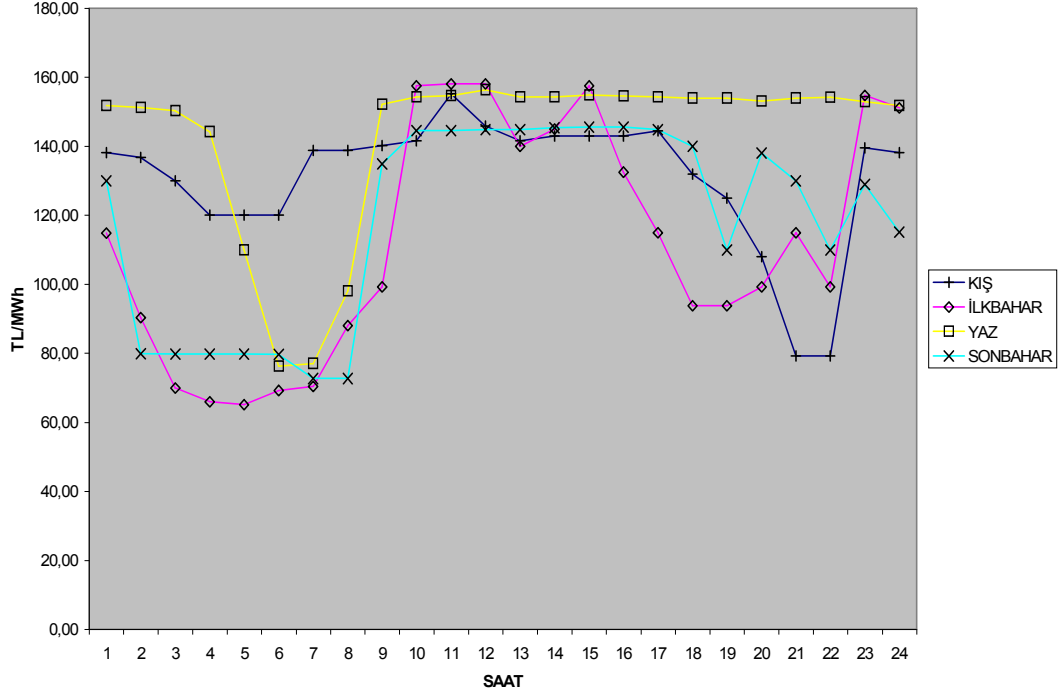
elektriğe olan genel talep düştüğünden, fiyatlar daha düşük seviyelerde dalgalanmaktadır. Fiyatların, 60 TL/MWh ile 150 TL/MWh arasında dalgalandığı ve bu dalgalanmanın şeklinin de tüm günler için genelde aynı olduğu görülmektedir.

Şekil 22: Bir Haftalık Günlük Saatlik Elektrik Fiyatları



Şekil 23’de, dört farklı mevsimden birer gün alınarak bu günlerde elektrik fiyatlarının nasıl bir yol izlediği gösterilmiştir. Yatay ekseninde bir günün saatleri, gece yarısından itibaren yer almıştır. Düşey ekseninde de TL/MWh cinsinden fiyat değerleri yer almaktadır. Burada da tüm günler içerisinde daha önceki şekillerde de görüldüğü gibi aynı tipteki dalgalanmalar görülmektedir. Kış ayının gününde, diğer mevsimlere göre fiyatların gün içerisinde daha yüksek bir seyir izlediği görülmektedir. Yaz ayının gününde, fiyatların öğlen saatlerinden itibaren gece yarısına kadar aynı seviyede kaldığı görülmektedir. Bu durum, yazın hava sıcaklıklarının öğle saatlerinde maksimum değerlere ulaştıktan sonra uzun bir süre yüksek değerlerde olması ile açıklanabilir. İlkbahar ayındaki fiyat seviyesi sonbahar ayındaki fiyat seviyesinden daha düşüktür. Bu durum sonbahar aylarında hava sıcaklıklarının zaman zaman ilkbahar aylarına göre pik değerler göstermesinden kaynaklanabilir.

Şekil 23 : Bir Günlük Saatlik Elektrik Fiyatlarının Mevsimsel Davranışı



Sonuç olarak, elektrik fiyatlarının gün içerisinde, hafta içi ve hafta sonunda, mevsimlere bağlı olarak tipik davranışlar gösterdiği görülmektedir. Ancak sıra dışı durumlarda bu davranışın değişeceği düşünülmelidir. Şekilsel olarak elektrik fiyatlarının gösterdiği davranış literatürde belirtilenlerle örtüşmektedir.

Seriye olası değişen varyans ve kısmen otokorelasyona karşı koruyabilmek için serinin logaritmik dönüşümü alınmaktadır (Tarı, 2005: 382). Burada da logaritması alınan SMF serisi Şekil-20’de görülmektedir. Şekilde, seri üzerinde gün içi saatlere bağlı olarak hareketler görülmektedir. Bu seri üzerinden mevsimsellik etkisini kaldırmak için saatleri temsilen yapay değişkenler kullanılmıştır. Yapılan test sonucunda tüm yapay değişkenlerin anlamlı olduğu ortaya çıkmıştır. Bu işlemle ilgili olarak elde edilen sonuçlar aşağıdaki Tablo-11 ‘de verilmiştir.

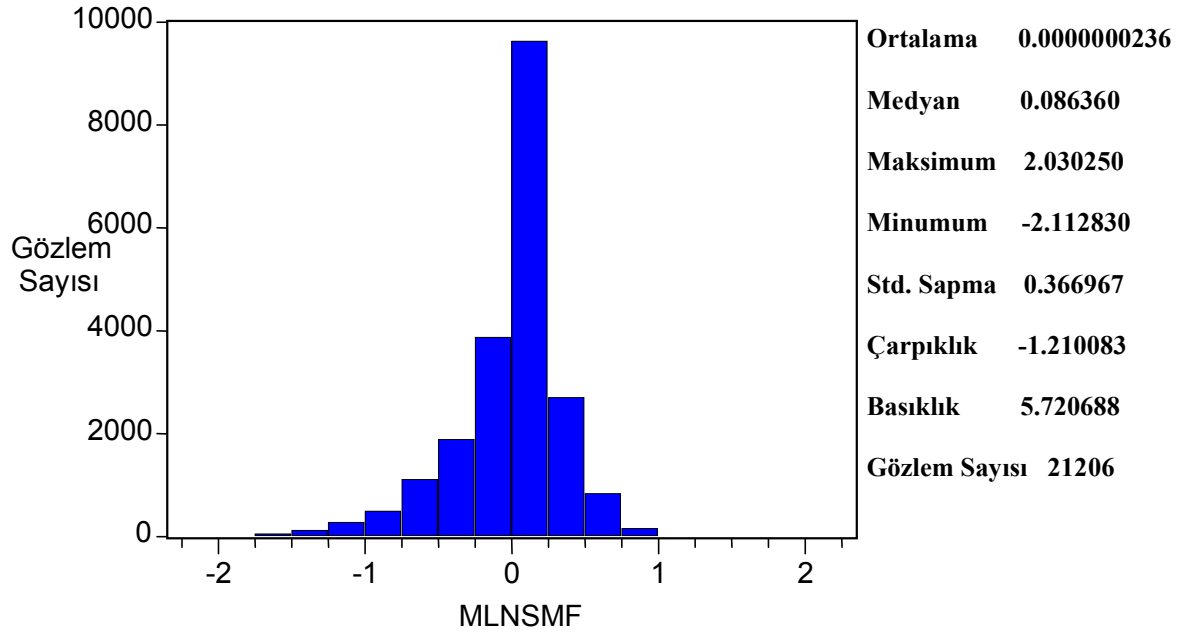
Tablo 11. Logaritmik SMF Serisinin Mevsimsellikten Arındırılması İşleminde Elde Edilen Yapay Değişken Katsayıları

Kukla Değişken	Katsayı	Std. Hata	t-istatistiği	olabilirlik
S1	4.888271	0.012349	395.8388	0.0000
S2	4.758666	0.012349	385.3438	0.0000
S3	4.591857	0.012356	371.6257	0.0000
S4	4.430927	0.012370	358.1950	0.0000
S5	4.359471	0.012349	353.0180	0.0000
S6	4.315015	0.012349	349.4181	0.0000
S7	4.239531	0.012349	343.3056	0.0000
S8	4.503786	0.012349	364.7043	0.0000
S9	4.819715	0.012356	390.0665	0.0000
S10	4.963763	0.012356	401.7245	0.0000
S11	5.000424	0.012349	404.9206	0.0000
S12	5.022436	0.012349	406.7031	0.0000
S13	4.979113	0.012349	403.1949	0.0000
S14	4.993217	0.012356	404.1083	0.0000
S15	5.003199	0.012349	405.1454	0.0000
S16	4.990886	0.012349	404.1483	0.0000
S17	4.987669	0.012349	403.8878	0.0000
S18	4.972814	0.012356	402.4570	0.0000
S19	4.934358	0.012349	399.5708	0.0000
S20	4.919097	0.012363	397.8841	0.0000
S21	4.930231	0.012349	399.2366	0.0000
S22	4.910643	0.012349	397.6504	0.0000
S23	4.962540	0.012349	401.8529	0.0000
S24	4.928479	0.012349	399.0947	0.0000

$$R^2 = 0.309987 \quad DW = 0.305$$

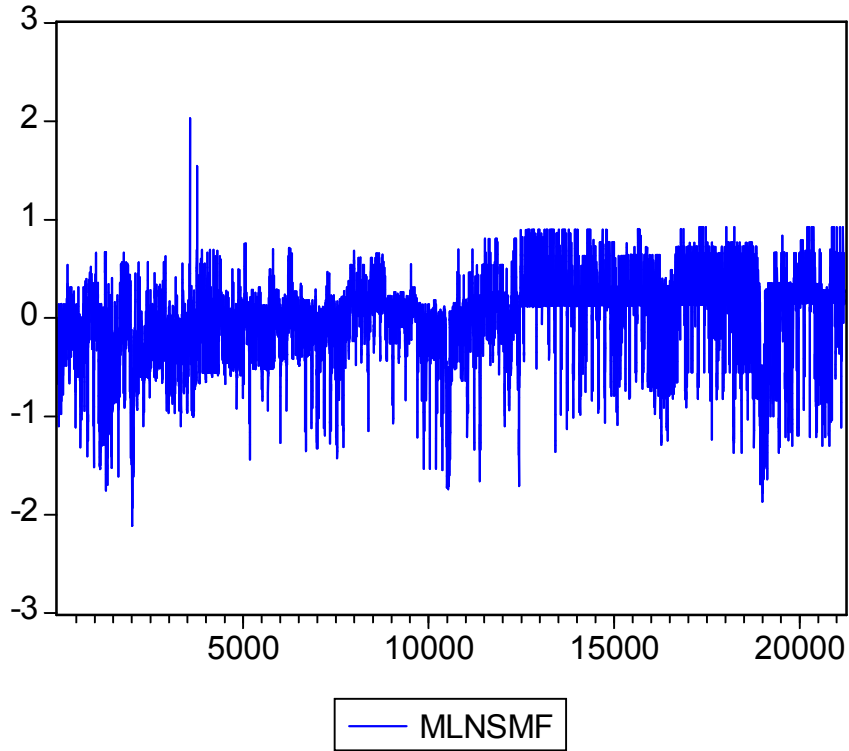
Bu işlem sonucunda mevsim etkisinden arındırılmış serinin dağılımı ve istatistiksel özellikleri aşağıda Şekil 24 'de verilmiştir.

Şekil 24. Mevsim Etkisinden Arındırılmış Logaritmik Saatlik Sistem Marjinal Fiyatlarının İstatistikleri ve Dağılımı



Mevsim etkisinden arındırılmış serinin grafiği de aşağıda Şekil 25 'de verilmiştir.

Şekil 25. Mevsim Etkiden Arındırılmış Logaritmik Saatlik Elektrik Fiyatları (01/08/2006 - 31/12/2008)



Bir serinin uzun dönemde sahip olduğu özellik, bir önceki dönemde değişkenin aldığı değerin, bu dönemi ne şekilde etkilediğinin belirlenmesiyle ortaya çıkabilmektedir. Bu nedenle, serinin nasıl bir süreçten geçtiğini anlamak için serinin her dönemde aldığı değerin daha önceki dönemdeki değerleriyle regresyonunun bulunması gerekmektedir. Birim kök analizi yöntemiyle serilerin durağan olup olmadıkları belirlenebilmektedir. Eğer serilerin değerlerinin bir önceki değerleri ile regresyonunun katsayısı bire eşitse bu durumda birim kök sorunu ortaya çıkmaktadır. Dickey Fuller test istatistiğinin mutlak değeri, çeşitli anlamlılık düzeylerindeki Mac Kinnon kritik değerlerinin mutlak değerlerinden büyükse, seride birim kök yoktur ve seri durağandır (Tarı, 2005: 394).

Serilerde birim kök olup olmadığı yani serilerin durağan olup olmadıkları, Augment Dickey Fuller Testi yöntemi ile test edilmiştir. Bu testlerde sabitesiz, sabiteli, sabiteli ve trendli olmak üzere üç seçenekle de test yapılmış, hepsinde de hesaplanan ADF test istatistiğinin %1, %5, %10 güvenilirlik seviyelerinin tamamının kritik test değerlerinden küçük olduğu bu nedenle serilerin birim kök taşımadığı sonucuna ulaşılmıştır. Bununla ilgili yapılan işlemlerin program sonuçları ekler (Ek -1, Ek – 2 ve Ek-3) bölümünde verilmiştir. Aşağıdaki tablolarda serilerin sabitesiz ve trendsiz birim kök test sonuçları gösterilmiştir.

Tablo 12. SMF Serisinin ADF Birim Kök Testi Sonuçları (sabitsiz ve trendsiz)

		t istatistiği	Olabilirlik*
Augmented Dickey-Fuller test istatistiği		-12.76657	0.0000
Test kritik değerleri	1 % seviyesinde	-2.565071	
	5 % seviyesinde	-1.940839	
	10% seviyesinde	-1.616690	

*MacKinnon (1996) tek taraf p değerleri

Hesaplanan ADF test istatistiği değeri olan -12.76657 sayısı, değişik güvenilirlik seviyelerindeki kritik değerlerden mutlak değer olarak büyük olduğundan, seride birim kök yoktur ve seri durağandır.

Tablo 13. LNSMF Serisinin ADF Birim Kök Testi Sonuçları (sabitsiz ve trendsiz)

		t istatistiği	Olabilirlik*
Augmented Dickey-Fuller test istatistiği		-3.460395	0.0005
Test kritik değerleri	1 % seviyesinde	-2.565071	
	5 % seviyesinde	-1.940839	
	10% seviyesinde	-1.616690	

*MacKinnon (1996) tek taraf p değerleri

Hesaplanan ADF test istatistiği değeri olan -3.460395 sayısı değişik güvenilirlik seviyelerindeki kritik değerlerden mutlak değer olarak büyük olduğundan seride birim kök yoktur ve seri durağandır.

Tablo 14. Mevsim Etkisinden Arındırılmış LNSMF Serisinin ADF Birim Kök Testi Sonuçları (sabitsiz ve trendsiz)

		t istatistiği	Olabilirlik*
Augmented Dickey-Fuller test istatistiği		-11.77389	0.0000
Test kritik değerleri	1 % seviyesinde	-2.565071	
	5 % seviyesinde	-1.940839	
	10% seviyesinde	-1.616690	

*MacKinnon (1996) tek taraf p değerleri

Hesaplanan ADF test istatistiği değeri olan -11.77389 sayısı, değişik güvenilirlik seviyelerindeki kritik değerlerden mutlak değer olarak büyük olduğundan, seride birim kök yoktur ve seri durağandır.

Çalışılan mevsim etkisinden arındırılmış logaritmik fiyat serisinde, ARCH etkisinin olup olmadığı araştırılarak, EGARCH, TGARCH ve üslü PARARCH modelleri ile zamana bağlı olarak değişen koşullu varyansın yani fiyatların oynaklığının modellenmesine çalışılmıştır.

Fiyat serisi durağan olduğundan, en uygun koşullu ortalama denklemini tahmin etmek için En Küçük Kareler (EKK) yöntemi kullanılmıştır. Koşullu ortalama denkleminin tahmininde, kısmi otokorelasyon ile otokorelasyonlara bakılarak ve farklı modeller

denenerek en iyi modelin ARMA(1,1) modeli olduğu saptanmıştır. Sonuçlar aşağıda verilmiştir.

Değişken	Katsayı	Std. Hata	t-istatistiği	Olabilirlik
C	9.43E-05	0.008383	0.011252	0.9910
AR(1)	0.831614	0.004497	184.9251	0.0000
MA(1)	0.055982	0.008085	6.924212	0.0000

EKK ile tahmin edilen ARMA(1,1) koşullu ortalama denklemi aşağıda verilmiştir.

$$\text{Fiyat} = 0.0000943 + 0.831614\text{AR}(1) + 0.055982\text{MA}(1)$$

$$t\text{-istat. : } (0.011252) \quad (184.9251) \quad (6.924212)$$

Modeldeki sabit parametre dışındaki tüm parametreler, AR(1), MA(1) parametreleri $\alpha=0,05$ hata düzeyinde istatistiksel olarak anlamlı bulunmuştur.

Serilerin oynaklığının tespitinde koşullu ortalama denkleminin artıkları (hata terimleri) kullanılmaktadır. Bu nedenle 1'inci dereceden ARCH etkisinin var olup olmadığını bulmak için logaritmik getirilerin koşullu ortalama denklemi artıklarına, yukarıdaki denklem faydalanarak ARCH LM testi yapılmıştır.

ARCH LM testinin sonuçları aşağıda verilmiştir.

ARCH Test:

F-istatistiği	604.0697	Olabilirlik	0.000000
Gözlem Sayısı *R ² değeri	587.3912	Olabilirlik	0.000000

ARCH LM testi sonucuna göre $T^*(R^2)$ değeri 587.3912 olarak bulunmuştur. $T^*(R^2)$ değeri, 0,05 hata düzeyindeki serbestlik derecesi 1 olan Ki-kare ($\chi^2(1)=3,84$) tablo değerinden büyük çıkmıştır. Bu durum, getiri serisinin artıklarında 1'inci dereceden ARCH etkisinin varlığını ortaya koymaktadır.

Mevsimsel etkilerden arındırılmış logaritmik elektrik fiyatları serisinin (MLNSMF) oynaklığının çeşitli modellerle yapılan test sonuçları aşağıda verilmiştir.

MLNSMF Serisinin Oynaklığının ARCH Modeli ile Test Edilmesi

ARCH (1) süreci aşağıdaki gibi gösterilmektedir.

$$h_t = \text{Var}(u_t) = \sigma_t^2 = V(u_t^2 / I_{t-1}) = \omega + \alpha_1 u_{t-1}^2$$

Burada ω piyasadaki tüm bilgiyi temsil eden sabit sayı α_t hata terimlerinin karelerinin koşullu varyansı, hangi oranda etkilediğini gösteren katsayıdır.

Aşağıda elde edilen sonuçlar varyans denklemindeki katsayıların istatistiksel olarak anlamlı olduklarını göstermektedir. Buradan geçmiş dönemdeki hata terimlerinin karelerinin, koşullu varyansı 0.698 oranında etkilediğini göstermektedir. Geçmiş dönemdeki bilgilerin koşullu varyans üzerindeki etkisi 0.021 oranında olmaktadır.

Ortalama Denklemi				
	Katsayı	Std. Hata	z-istatistiği	Olabilirlik
C	0.030865	0.003675	8.398410	0.0000
AR(1)	0.777791	0.002222	350.0417	0.0000
MA(1)	0.054893	0.004034	13.60756	0.0000
Varyans Denklemi				
ω	0.021571	0.000112	193.1863	0.0000
α_t	0.698191	0.012615	55.34711	0.0000
R ²	0.715668	Durbin-Watson istatistiği		1.877066
Akaike bilgi kriteri	-0.565235	Schwarz bilgi kriteri		-0.563358
Hata Kareleri Toplamı	811.9186	Log likelihood		5997.905
ARCH LM T*R ²	16.30997	Olabilirlik		0.000054

ARCH etkisinin olup olmadığının tespit edilmesi için ARCH LM testi yapılmıştır. ARCH etkisinin yani geçmiş hata terimlerinin etkisinin var olduğunu gösteren hipotezin test edildiği bu süreçte elde edilen T*R² değeri 16.30997 olup %5 hata düzeyinde serbestlik derecesi 1 olan Ki-kare dağılımında tablo değeri olan 3.84 değerinden yüksek çıkmıştır. Bu durum fiyat serisinin artıklarında birinci dereceden ARCH etkisinin var olduğunu göstermektedir.

MLNSMF Serisinin Oynaklığının GARCH Modeli ile Test Edilmesi

GARCH Modelinde değişen varyans aşağıdaki gibi gösterilmektedir.

$$h_t = \omega + \sum_{j=1}^p \beta_j h_{t-j} + \sum_{i=1}^q \alpha_i u_{t-i}^2$$

Bu modelin ARCH'dan farkı, değişen varyansın geçmiş değerlerini de dikkate almasıdır. Burada ω katsayısı sıfırdan büyük, α_i , β_j katsayıları sıfıra eşit ya da sıfırdan büyük olmak zorundadır. Aşağıda elde edilen sonuçlar varyans denklemindeki katsayıların istatistiksel olarak anlamlı olduklarını göstermektedir. Buradan geçmiş dönemdeki hata terimlerinin karelerinin, koşullu varyansı 0.612 oranında etkilediğini göstermektedir. Geçmiş dönemdeki bilgilerin koşullu varyans üzerindeki etkisi 0.007 oranında olmaktadır. Varyansın geçmiş değerleri ise koşullu varyansı 0.388 oranında etkilemektedir.

Ortalama Denklemi				
	Katsayı	Std. Hata	z-istatistiği	Olabilirlik
C	0.032513	0.003598	9.036773	0.0000
AR(1)	0.779476	0.003321	234.6937	0.0000
MA(1)	0.080320	0.009662	8.312873	0.0000
Varyans Denklemi				
ω	0.007995	9.68E-05	82.57098	0.0000
α_i	0.612288	0.009685	63.22114	0.0000
β_j	0.388360	0.004181	92.89678	0.0000
R ²	0.716460	Durbin-Watson istatistiği		1.932426
Akaike bilgi kriteri	-0.638430	Schwarz bilgi kriteri		-0.636177
Hata Kareleri Toplamı	809.6584	Log likelihood		6774.958
ARCH LM T*R ²	7.677234	Olabilirlik		0.005592

Burada da T*R² değeri tablo değeri olan 3.84'den büyük olduğu için ARCH etkisinin varlığı ispatlanmıştır.

MLNSMF Serisinin Oynaklığının EGARCH Modeli ile Test Edilmesi

Oynaklığın şoklara karşı asimetrik tepki verdiği durumlarda, kaldıraç etkisinin modellenmesi için geliştirilen EGARCH modeli aşağıdaki formülle ifade edilmektedir. Bu formüldeki parametrelerin sıfırdan büyük olma gibi sınırlamaları bulunmamaktadır. Burada γ_i katsayısı sıfırdan farklı ise asimetrik etkinin bulunduğu, sıfırdan küçük ise kaldıraç etkisinin olduğu anlamına gelmektedir. Kaldıraç etkisi, aynı büyüklükteki

negatif şokların oynaklığa etkisinin, pozitif şoklardan daha fazla olduğunu ifade etmektedir. β_j katsayısının mutlak değerinin küçük olması oynaklığın kalıcılığının az olduğunu göstermektedir. Çünkü koşullu varyansa geçmiş değerlerinin etkisinin az olduğunu işaret etmektedir.

$$\log(h_t) = \omega + \sum_{j=1}^p \beta_j \log(h_{t-j}) + \sum_{i=1}^q \alpha_i \frac{|u_{t-i}|}{\sqrt{h_{t-i}}} + \sum_{i=1}^q \gamma_i \frac{u_{t-i}}{\sqrt{h_{t-i}}}$$

Aşağıda hesaplanan katsayılar istatistiksel olarak anlamlı olup, kaldıraç etkisine işaret eden katsayı negatif değerde olduğundan negatif şokların ya da olumsuz haberlerin elektrik fiyatlarının oynaklığına etkisinin pozitif şoklardan daha fazla olacağını göstermektedir. Oynaklığın kalıcılığına işaret eden katsayı değeri 0.722983 olup, kalıcılığın uzun sürdüğünü göstermektedir.

Ortalama Denklemi				
	Katsayı	Std. Hata	z-istatistiği	Olabilirlik
C	0.037958	0.004141	9.165539	0.0000
AR(1)	0.802759	0.003093	259.5045	0.0000
MA(1)	0.101028	0.009163	11.02534	0.0000
Varyans Denklemi				
ω	-1.359084	0.014964	-90.82644	0.0000
α_i	0.617146	0.007268	84.90961	0.0000
γ_i	-0.044269	0.005643	-7.845385	0.0000
β_j	0.722983	0.003584	201.7465	0.0000
R^2	0.717744	Durbin-Watson istatistiği		2.028561
Akaïke bilgi kriteri	-0.668988	Schwarz bilgi kriteri		-0.666360
Hata Kareleri Toplamı	805.9906	Log likelihood		7099.949
ARCH LM T*R ²	7.616723	Olabilirlik		0.005783

$\gamma_i \neq 0$ olduğundan, asimetrik etkinin bulunduğunu ve $\gamma_i < 0$ ($-0.044269 < 0$) olduğundan kaldıraç etkisinin olduğunu yani aynı büyüklükteki negatif şokların volatiliteye etkisinin pozitif şoklardan daha fazla olduğunu işaret etmektedir.

MLNSMF Serisinin Oynaklığının TGARCH Modeli ile Test Edilmesi

Pozitif şoklarla negatif şokların etkilerinin simetrik olmadığını dikkate alan bir model olan TGARCH aşağıdaki gibi formüle edilmektedir.

$$h_t = \omega + \sum_{j=1}^p \beta_j h_{t-j} + \sum_{i=1}^q \alpha_i u_{t-i}^2 + \sum_{i=1}^q \gamma_i D_{t-i} u_{t-i}^2$$

Olumlu haberlerin koşullu varyans üzerindeki etkilerinin, olumsuz haberlerin koşullu varyans üzerindeki etkisinden daha az olacağı varsayımına dayanmaktadır. Olumlu haberlerin etkisi α_i katsayısının büyüklüğü kadar olurken, olumsuz haberlerin etkisi $\alpha_i + \gamma_i$ kadar olacaktır. γ_i katsayısının değerinin sıfırdan büyük olması durumunda, olumsuz haberin oynaklık üzerindeki etkisinin, olumlu haberin etkisinden daha fazla olacağı söylenebilmektedir. Aşağıda bulunan katsayılar istatistiksel olarak anlamlı olup, γ_i katsayısının değeri sıfırdan biraz büyüktür. Bu da olumsuz haberin oynaklık üzerindeki etkisinin, olumlu habere göre biraz daha fazla olacağını göstermektedir.

Ortalama Denklemi				
	Katsayı	Std. Hata	z-istatistiği	Olabilirlik
C	0.024012	0.005316	4.517405	0.0000
AR(1)	0.779332	0.003430	227.2369	0.0000
MA(1)	0.078455	0.010127	7.747448	0.0000
Varyans Denklemi				
ω	0.008070	9.81E-05	82.29297	0.0000
α_i	0.519759	0.011818	43.98106	0.0000
γ_i	0.147082	0.021286	6.909659	0.0000
β_j	0.391888	0.004451	88.04632	0.0000
R ²	0.716561	Durbin-Watson istatistiği		1.929305
Akaike bilgi kriteri	-0.639699	Schwarz bilgi kriteri		-0.637071
Hata Kareleri Toplamı	809.3679	Log likelihood		6789.412
ARCH LM T*R ²	7.400781	Olabilirlik		0.006520

Burada da ARCH etkisinin varolduğu görülmektedir.

MLNSMF Serisinin Oynaklığının PARCH Modeli ile Test Edilmesi

$$\sigma_t^d = \alpha_0 + \sum_{i=1}^p \alpha_i (|\varepsilon_{t-i}| + \gamma_i \varepsilon_{t-i})^d + \sum_{j=1}^q \beta_j \sigma_{t-j}^d$$

Ortalama Denklemi				
	Katsayı	Std. Hata	z-istatistiği	Olabilirlik
AR(1)	0.834000	0.000443	1880.868	0.0000
MA(1)	0.037769	0.000795	47.52965	0.0000
Varyans Denklemi				
α_0	0.126537	0.002736	46.24694	0.0000
α_i	0.280208	0.004379	63.99285	0.0000
γ_i	0.132455	0.007976	16.60696	0.0000
β_j	0.536962	0.004283	125.3652	0.0000
d	0.417576	0.009371	44.55950	0.0000
R^2	0.718591	Durbin-Watson istatistiği		1.973413
Akaike bilgi kriteri	-0.696765	Schwarz bilgi kriteri		-0.696765
Hata Kareleri Toplamı	803.5731	Log likelihood		7394.452
ARCH LM T*R ²	1.015492	Olabilirlik		0.313591

Asimetrik üslü (power) ARCH (PARCH) modeli, klasik modellerdeki zaman serisi verilerinin mutlak değeri veya karesini almak yerine, verilerin dönüşümünün verinin kaçınıcı kuvveti ile olduğunu analiz etmektedir. Burada γ_i ile temsil edilen kaldıraç etkisi, istatistiksel olarak anlamlı çıkmıştır. Üstel güç değeri olan 0.417, istatistiksel açıdan anlamlı bir sonuç olmakla birlikte, dönüşümün kuvvetli olmadığını göstermektedir. Ayrıca yapılan ARCH testinde bulunan değer, tablo değeri olan 3.84'den düşük çıkmıştır.

Mevsimsel etkilerden arındırılmış logaritmik sistem marjinal fiyatlarının oynaklık davranışlarını belirlemede kullanılan modellerden genel olarak olumlu sonuçlar alınmıştır. Ancak hiçbir model tek başına ve tam olarak oynaklığı açıklayamamaktadır. Fiyat serilerinin, oynaklığın test edilmesinde direkt kullanılması modellerin katsayılarını anlamsızlaştırmaktadır. Bu durum Ekler bölümünde görülmektedir. Burada ARCH, GARC, EGARCH, TGARCH modelleri, fiyat serilerine ve logaritmik fiyat serileri üzerinde uygulanmış ve modellerin katsayılarının anlamsız olduğu görülmüştür. Bu nedenle, yapısı gereği mevsimsellik içeren elektrik fiyatlarının bu etkilerden arındırılmalarının önemli olduğu görülmektedir. Ekler bölümünde yer alan

tüm model uygulamalarının ARCH testlerine de yer verilmiş, bazı modellerde ARCH etkisinin bulunmadığı görülmüştür.

Mevsimsellikten arındırılmış logaritmik elektrik fiyatları üzerinde test edilen modellerden Log Likelihood, Akaike ve Schwarz Bilgi Kriterlerine göre en iyi performansı EGARCH Modeli sağlarken, onu sırasıyla TGARCH, GARCH ve ARCH Modelleri takip etmiştir.

SONUÇ VE ÖNERİLER

Elektriğin diğer ürünlerden farklı özelliklerinin olması, elektrik sektörünü bazı yapısal özellikleri nedeniyle diğer sektörlerden önemli ölçüde ayırmaktadır. Elektriğin saklanamayan bir ürün olması nedeniyle elektrik üretimi ile tüketiminin o anda birbirine eşit olması, bu yapılırken de istenilen teknik özelliklerde elektriğin sistemde bulundurulması gerekmektedir. Diğer ürünlerde arz ile talep arasında bir dengesizliğin ortaya çıkması halinde bu dengesizliğin sistem üzerinde ciddi bir olumsuz etkisi olmamaktadır. Elektrik için böyle bir durum söz konusu değildir. Arz ile talep arasındaki dengesizlikler doğru yönetilmezse, tüm sistemin güvenliği tehlikeye gireceğinden, diğer piyasalardan farklı olarak, sistemin güvenliğini sağlamak için merkezi bir sistem işletmecisine ihtiyaç vardır. Sistem işletmecisi üretim, tüketim ve akımları izleyerek, arz ve talep arasındaki dengesizlikleri giderecek şekilde çalışmasını sağlamaktadır. Sistem işletmecisi, gerektiğinde üretim birimlerinden aldığı elektriğin miktarını arttırmakta veya azaltmakta, gerektiğinde üretim birimlerini devreye sokmakta veya çıkartmaktadır.

Dünyada elektrik endüstrilerinde regülasyon çalışmaları son zamanlarda daha da hızlanmaktadır. Bu yeniden yapılandırma ve düzenleme çalışmalarının amacı daha rekabetçi ve daha verimli çalışan bir endüstri oluşturmaktır. Böylece sektördeki firmaların maliyetlerini düşürecek çalışmalar yapacakları, teknolojilerini geliştirmeye zorlanacakları düşünülmektedir. Sektörde monopol şirketler yerine, fazla sayıda şirketin bulunması ile taraflar çoğalmış, bu durumda sektörün koordinasyonu için iletişim ve piyasa oluşturulması ihtiyacı ortaya çıkmıştır.

Dünyada ve Türkiye’de elektrik endüstrisi geleneksel olarak dikey entegre, doğal monopol yapıda bir sektör olmuştur. Elektrik üretim santralleri, iletim hatları ve dağıtım sistemleri, bir arada aynı şirketin içerisinde yer almıştır. Elektrik enerjisi sektörü regülasyona uğrayınca yatay entegre olmuş yapılara geçilmiştir. Üretim, iletim ve dağıtım aşamaları ayrıştırılarak, ayrı ayrı şirketlerin bu faaliyetleri üstlenmesi sağlanmıştır. İletim hatları tüm üreticilere açılarak, sistem işletme birimleri oluşturulmuştur. Sistem işletmeciliği ile elektrik arzının ve talebinin gerçek zamanlı dengelenmesi sağlanmıştır. Sistem, üretici firmalar ile toptan ve perakende satış yapan firmalara açılarak, rekabetin oluşturulması amaçlanmıştır. Böylece tüketicilere daha

ucuz elektrik sağlanması hedeflenmiştir. Ayrıca sistemde meydana gelebilecek arz talep dengesizlikleri giderilerek tüketiciye güvenilir ve dengeli bir arz sağlanması da amaçlanmıştır.

Dikey entegre olmuş elektrik sektöründe yeniden yapılanma ile birlikte elektriğin üretiminden tüketiciye kadar olan aşamaları üretim, iletim, dağıtım ve perakende satış olarak belirginleşmiştir. Üretim şirketleri toptan satış piyasası ile ilişkilendirilmişken, genelde iletim kısımları düzenlemeye tabi kılınarak piyasadaki tüm katılımcılara eşit uygulamalar yapmak üzere tekel olarak kalmışlardır. Dağıtım aşamasında birden fazla bölgesel şirketler oluşturularak, bu şirketler düzenlemeye tabi tutulmuşlardır. Perakende satış aşamasının da tamamen serbest rekabete açılması hedeflenmektedir

Elektrik talebi zaman içinde oynaklık göstermektedir. Gün içerisinde saatlere, haftanın günlerine, mevsim şartlarına bağlı olarak oluşan bu oynaklıktan, geleneksel olarak yapılanmış olan bir elektrik sektöründe uygulanan elektrik fiyatlandırması yöntemlerinden dolayı tüketici fiyatları bu dalgalanmalardan etkilenmemektedir. Elektriğin arzında ve iletiminde de kapasite kısıtları bulunmaktadır. Talepteki dalgalanmalar ve arzdaki kapasite kısıtları, elektriğin fiyatının da yüksek dalgalanmalar göstermesine neden olmaktadır. Geleneksel fiyatlama yönteminde, elektriğin kıtlık fiyatındaki bu dalgalanmalar tüketici fiyatlarına yansıtılmamaktadır. Dolayısıyla talebin fiyatlara esnekliği son derece düşüktür.

Üretim ve iletim aşamalarında yer alan ekipmanlar, aşırı yüke karşı duyarlıdır ve aşırı yük karşısında arızalanma olasılıkları yüksektir. Bu yüzden aşırı yük ortaya çıktığında elektrik akımı kesintiye uğratarak, sistemin tamamen ve kısmen çökmesinin önüne geçilerek çok sayıda tüketicinin elektriksiz kalmasına neden olunmaktadır. Sistemin herhangi bir yerinde aşırı yüklenme, önlem alınmazsa tüm sistemin çökmesine neden olabilmektedir. Bu tür sorunların önlenmesi veya asgari düzeyde tutulabilmesi için yine merkezi bir kontrol mekanizması veya sistem işletmecisi gereklidir. Bu merkezi kontrol mekanizmasından beklenen, sistemin tümünün güvenliğini korumaya yönelik olarak çalışmasıdır. Sistem işletmecisi, herhangi bir birimin devre dışı kalması halinde devreye girecek yeterli yedek kapasitenin bulunduğundan emin olmalıdır. Örneğin, herhangi bir üretim biriminin devre dışı kalması veya talebin öngörülme düzeylere çıkması halinde devreye girecek yeterli üretim yedeklerinin bulunması gerekmektedir.

İletimde, herhangi bir hattın devre dışı kalması halinde oradan geçen elektrik, sistemin başka kısımlarına akacaktır. Bu nedenle iletimde de böyle durumlarda kalan hatlara aşırı yüklenme olmayacak kadar yedek kapasitenin bulunması gerekmektedir.

Bütün bunların ışığında, elektriğin etkin bir şekilde üretimi ve tüketimi, talebin durumuna göre farklı maliyetlere sahip olan santrallerin devreye girmesini, gerektiğinde devreden çıkarılmasını, bu arada iletim kısıtlarının da sürekli gözetilmesini gerektirmektedir.

Bir elektrik sisteminde programlanmış üretimin gerçekleştirilememesi, tahmin edilen talebin oluşmaması halinde dengeleme ihtiyacı ortaya çıkmaktadır. Yükümlülüklerini yerine getirmek ve müşterilerinin ihtiyaçlarını karşılamak zorunda olan üreticiler, üretim programlarını hazırlayarak Milli Yük Tevzi Merkezine bildirmekte, üretim planlarını uygulamaya koymaktadırlar. Üretim programları, Milli Yük Tevzi Merkezi tarafından bilinen üreticiler, üretimlerini artırmak için ya da azaltmak için aldıkları talimatları yerine getirdiklerinde arz ile talep dengede olmaktadır.

Elektrik fiyatlarını modellemek için kullanılan datalar zaman serileri olduklarından bu serilerin durağan olup olmadıklarının belirlenmesi önemlidir. Durağanlık testlerinin sonucunda serilerin özelliklerinin belirlenmesi için kullanılacak uygun nicel metodlar belirlenmektedir.

Durağan serilere uygulanan teknikler, serilerin deterministik ve stokastik özelliklerini belirlemeye çalışmaktadır. Serilerin deterministik özellikleri, genellikle serilerde sabit, trend ve mevsimsellik bileşenlerinin bulunup bulunmamasıdır. Serilerin stokastik özellikleri değişkenlerin durağan olup olmadıkları ile ilgilidir.

Spot elektrik fiyatlarının, belli bir derecede ortalamaya dönme eğilimi gösterdiği yapılan çalışmalarla ortaya konmuştur. Bu ortalamaya dönme eğilimi ile spot elektrik fiyatları denge fiyatlarına geri dönmektedir. Temel olarak spot elektrik fiyatları denge fiyatları etrafında dalgalanma göstermektedir. Her zaman stokastik özellikleri, spot fiyatı denge fiyatından uzaklaştırmaya çalışırken, deterministik özellikleri fiyatları denge fiyatlarına çekmeye çalışmaktadır. Denge fiyatını etkileyen en önemli faktör, iklim koşullarıdır. Spot fiyatlar iklim koşullarından, talepteki değişimlere kadar uzanan

etkilerle ortalamaya dönme eğilimi gösterirler. İklim koşullarının tekrarlayan özelliğinin olması, fiyatları ortalama seviyelerine çekmektedir.

Spot elektrik fiyatlarını belirleyen özelliklerden biri de fiyatların oynaklığıdır. Spot fiyatlar günden güne değişirken, bu değişimin büyüklüğü raslantısal olmaktadır. Arzın talebi aştığı durumlarda elektrik, marjinal maliyetler üzerinden satılmaktadır. Talep arzı geçtiği zaman elektrik fiyatları sıçrama göstermektedir. Oynaklığın, spot elektrik fiyatlarının önemli bir açıklayıcısı olup, değerlendirme ve risk yönetiminde önemli bir veri oluşturduğu yapılan çalışmalarla ortaya konmuştur.

Özellikle belirsizliğin hakim olduğu dönemlerde, ekonomik ve sosyal beklentiler bir çok finansal varlığın fiyatlarında oynaklık artışlarına neden olmaktadır. Böyle dönemlerde ortaya çıkan yüksek oynaklık nedeniyle, yatırımcılardan bazıları önemli kazançlar elde ederken, bazıları ise önemli kayıplar vermektedirler. Son yıllarda oynaklığın modellenmesinde, doğrusal zaman serileri modelleri yerine, finansal zaman serilerinde ortaya çıkan değişen varyansın modellenmesine izin veren doğrusal olmayan modeller kullanılmaya başlanmıştır. Bu noktada da uygun modellerin oluşturulmasının gerekliliği öne çıkmaktadır. Bu çalışmada da elektrik fiyatlarının oynaklığı ARCH/GARCH ailesi modelleri kullanılarak test edilmiştir.

Türkiye Elektrik İletim AŞ. (TEİAŞ) bünyesinde faaliyet göstermekte olan Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezinde oluşan saatlik elektrik marjinal fiyatları üzerinde bu fiyatların oynaklık davranışlarını belirlemek için modeller test edilmiştir. Mevsimsellikten arındırılmış logaritmik elektrik fiyatları üzerinde test edilen modellerden Log Likelihood, Akaike ve Schwarz Bilgi Kriterlerine göre en iyi performansı EGARCH Modeli sağlarken, onu sırasıyla TGARCH, GARCH ve ARCH Modelleri takip etmiştir.

Fiyat serilerinin logaritmik düzeltmeleri yapılmadan ve mevsimsel etkilerden arındırılmadan yapılan model testlerinde, oynaklığın tanımlanabilmesi için anlamlı sonuçlar elde edilememiştir. Fiyatların literatürde belirtilen özelliklerin tamamını gösteremiyor olmasının sebebinin, sistem katılımcılarının fiyat tekliflerini 15-20 gün önceden yapıyor olması, devletin hala piyasada etkin bir güç olması ile elektrik fiyatlarını kontrol ediyor olması vb. nedenlerin etkili olduğu düşünülmektedir. Ancak fiyatların logaritmik serileri üzerinden mevsimsel etkilerin arındırılması ile oluşturulan

yeni seriler üzerinde yapılan model testlerinde anlamlı sonuçlara ulaşılmıştır. Daha gün öncesi piyasasına yeni geçmeye çalışan Türkiye elektrik piyasasında fiyatlar sistemde oluşan talepleri karşılamak üzere yük alma ve yük verme teklifleri üzerinden oluşmaktadır. Sisteme yapılan bu yük alma ve yük atma fiyat teklifleri 15-20 gün öncesinden sistem işleticisine bildirildiği için piyasanın anlık durumunu tam olarak yansıttığını söylemek mümkün değildir. Gün öncesi piyasası uygulamalarına tam olarak geçildiğinde, fiyatların gerçek durumu daha iyi yansıtılabileceğini söylemek mümkündür.

Türkiye elektrik piyasasının tüm sektörü kapsayacak şekilde yaygınlaşması ve pazar gücünü oluşturması durumunda, elektrik fiyatlarının davranışlarının açıklanmasında diğer yöntemlerin de daha iyi bir şekilde kullanılabilmesi ortadadır. Yurt dışında, daha gelişmiş piyasalar üzerinde yapılan literatür çalışmalarında da görüldüğü üzere elektrik fiyatlarını açıklamakta çok sayıda yöntem denenmektedir. Bunlar fiyat serilerinin durağan olup olmamalarına bağlı olarak farklı yöntemler olmaktadır.

Finansal piyasalardan farklı yapıda olan elektrik piyasalarında, fiyatların davranışını anlayabilmek için piyasada doğrudan ya da dolaylı olarak yer alan tüm faktörlerin etkilerinin incelenebileceği çok geniş bir çalışma alanı mevcuttur. Zamanla literatürde görüldüğü gibi daha çok gelişmiş elektrik piyasalarında yapılan çalışmaların Türkiye elektrik piyasasının da gelişmesi durumunda uygulama alanı bulabileceği açıktır.

Türkiye’de elektrik piyasasının gelişmekte olması, uygulama yapılabilecek dataların bulunmaması ya da oluşumlarının farklı faktörlerden kaynaklanıyor olması nedeni ile Türkiye’de bu konuda yapılan çalışmaların sınırlı sayıda kaldığı düşünülmektedir. Elektrik piyasasının gelişmesiyle birlikte oluşacak risklere karşı, tarafların önlem alabilmesi için kendilerine uygun ve kullanışlı metodolojilerin ortaya konulması önem arz etmektedir. İleride bu alanda çalışılacak bir çok konu bulunabileceği gibi Türkiye elektrik piyasası hakkında da literatür çalışmalarının artacağı düşünülmektedir. İleride yapılacak çalışmalarda elektrik fiyatlarının davranışlarının diğer yöntemlerle de araştırılması yararlı olacaktır. Türkiye elektrik piyasasının gelişimine bağlı olarak oluşacak data serileri üzerinde daha farklı ve çeşitli çalışma yapılması uygun olacaktır.

KAYNAKÇA

- AKBEN, Fahri (1983), *Planlı Kalkınma Döneminde Enerji Sektöründeki Gelişmeler: (1963-1981)*, DPT, Ankara.
- AKÇOLLU, F. Yeşim (2003), *Elektrik Sektöründe Rekabet ve Regülasyon*, Uzmanlık Tezleri Serisi No: 31, Rekabet Kurumu, Ankara, <http://www.rekabet.gov.tr/dosyalar/tezler/tez31.pdf>, (23.05.2007).
- ARDIYOK, Şahin (2002), *Doğal Tekeller ve Düzenleyici Kurumlar, Türkiye İçin Düzenleyici Kurum Modeli*, Rekabet Kurumu, Lisansüstü Tezi, Ankara.
- ATİYAS, İzak (2006), *Elektrik Sektöründe Serbestleşme ve Düzenleyici Reform*, Türkiye Ekonomik ve Sosyal Etüdler Vakfı Yayını, İstanbul, s. 32.
- ATİYAS, İzak ve Mark DUTZ (2004), “Competititon and Regulatory Reform in the Turkish Electricity Industry”, <http://myweb.sabanciuniv.edu/izak/files/2008/10/atiyas-dutz-electricity-2004.pdf> (13.11.2007).
- AYDINCAK, Haşim (1993), “Elektrik Sektöründe Özelleştirme Girişimleri ve Elektrik Mühendisleri Odası”, *Elektrik Mühendisleri Dergisi*, Sayı: 392, Ankara.
- BAYRAÇ, Naci (1999), “Dünyada Ve Türkiye’de Doğal Gaz Piyasasının Ekonomik Analizi”, *Dış Ticaret Dergisi*, Sayı:15, Yıl:4, Ekim, Ankara.
- BIERBRAUER, Michael, Stefan TRUCK ve Rafal WERON (2003), “Modelling Electricity Prices with Regime Switching Models”, <http://129.3.20.41/eps/em/papers/0502/0502005.pdf> , (23.04.2008).
- BİLDİRİCİ, Melike, Sadiye OKTAY ve Elçin AYKAÇ (2007), “İMKB’de Getiri Değişkenliğinin Hesaplanmasında ARCH/GARCH Ailesi Modellerin

Kullanılması”, Türkiye Ekonometri ve İstatistik Kongresi, 24-25 Mayıs, İnönü Üniversitesi, Malatya .

BLACK, Fisher (1976), “ Studies of Stock Price Volatility Changes”, In Proceedings of the 1976 Meetings of the Business and Economic Statistics Section, *American Statistical Association*, s. 177-181.

BOLLERSLEV, Tim (1986), “Generalized Autoregressive Conditional Heteroscedasticity”, *Journal of Econometrics*, 31, s. 307-327.

Bonn Ekonomik Müşavirliği, (1998), “Almanya’da Elektrik Enerjisi Sektörünün Üretim ve Dağıtımının Serbest Rekabete Açılması”, *Hazine Dergisi*, Sayı: 11, Temmuz, s.7.

BORENSTEIN, Severin ve James BUSHNELL (2000), “Electricity Restructuring: Deregulation or Reregulation?”, *Regulation*, Vol: 23, No: 2, s. 46-52.

BOTAŞ, (1996), Doğal Gaz II.Baskı, Ankara, s. 1-4.

BOTAŞ, (2001), “Türkiye’nin Doğalgaz Raporu”, *BOTAŞ Yayınları*, No:84, İstanbul, s. 74-81.

BUDAK, Ali Cem (1990), “Botaş Doğal Gaz Alım Sözleşmelerinin Değerlendirilmesi”, *İstanbul Sanayi Odası Dergisi*, Yıl:25, Sayı:296, Ekim, İstanbul, s.13.

BUSHNELL, James (2004), “California’s Electricity Crisis: A Market Apart?”, *Energy Policy*, 32, s. 1048.

BYSTROM, Hans (2003), “The Hedging Performance of Electricity Futures on the Nordic Power Exchange”, *Applied Economics*, 35(1), s. 1-11.

- CONNALY, Sara ve Alistar MUNRO (1999), *Economics of the Public Sector*, England, Pearson Educated Limited, 1999, s. 415.
- CORDUKERS, Peter (1990), “A Review of Regulation of the Power Sectors In The Developing Countries”, *Energy Series Paper*, No: 22, IEN, World Bank, Washington D.C, s.29.
- ÇAKAL, Recep (1996), *Doğal Tekellerde Özelleştirme ve Regülasyon*, DPT Uzmanlık Tezi, Ankara, s. 20-90.
- ÇETİNKAYA, Özhan (2001), *Türkiye’de Devlet İşletmeciliği ve Özelleştirme*, Ekin Kitabevi, Bursa, , s. 189.
- DE VANY, Arthur S. ve David W. WALLS (1999a), “Cointegration Analysis of Spot Electricity Prices: Insights on Transmission Efficiency in the Western US”, *Energy Economics*, 21(3), s. 435-448.
- DENG, Shijie (2000), “Stochastic Models of Energy Commodity Prices and Their Applications:Mean-reversion with Jumps and Spikes”, University of California Energy Institute Working Paper No.73, Los Angeles, <http://www.ucei.berkeley.edu/ucei/PDF/pwp073.pdf>, (01.11.2008).
- DENG, Shijie (2000), “Pricing Electricity Derivatives Under Alternative Stochastic Spot Price Models”, Proceedings of the 33rd Hawaii International Conference on System Sciences.
- DING, Zhuaxin, Clive W. J. GRANGER ve Robert F. ENGLE (1993), “A Long Memory Property of Stock Market Returns and a New Model”, *Journal of Empirical Finance*, 1, s. 83-106.
- DOĞANAY, Hayati (1998), *Enerji Kaynakları*, Şafak Yayınevi, Erzurum, s. 506-518.

- DPT, (2004), “Avrupa Topluluklarını Kuran Temel Anlaşmalar”, (AKÇT, AT ve AAET), <http://www.dpt.gov.tr/abigm/Yayinlar/AKCTKA.pdf>, (25.10.2007).
- DPT, (2001a), Sekizinci Beş Yıllık Kalkınma Planı, Madencilik (Enerji Hammaddeleri: Petrol-Doğal Gaz) Özel İhtisas Komisyonu Raporu, Ankara.
- DPT, (2001b), Sekizinci Beş Yıllık Kalkınma Planı, Elektrik Enerjisi Özel İhtisas Komisyonu Raporu, Ankara.
- DSİ, (Devlet Su İşleri), <http://www.dsi.gov.tr/hizmet/enerji.htm>, (03.04.2008).
- DUNN, Seth (2001), *Enerji Ekonomisini Karbondan Arındırmak - Dünyanın Durumu*, (Çev. Eser), TEMA Vakfı Yayınları, İSTANBUL, s. 122.
- Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, (2004), *Elektrik Enerjisi Sektörü*, Aralık, Poyraz Ofset, s. 170–172.
- ELER, Levent (2003), *Dünyada Nükleer Enerjinin Yeri ve Tahminleri*, Avrupa Bilgi Köprüleri Programı, Avrupa Birliği'nin Enerji Politikası ve Türkiye'ye Yansımaları, Avrupa Birliği'nde Alternatif Enerji Kaynakları, Avrupa Birliği'nde Doğalgaz, Petrol, Kömür ve Nükleer Enerji, Eylül, Ankara, s. 175–177.
- EMERY, W. Gary ve Qingfeng Wilson LIU (2002), “ An Analysis of the Relationship Between Electricity and Natural Gas Futures Prices”, *Journal of Futures Markets* 22(2), s. 95-122.
- ENGLE, F. Robert (1982), “Autoregressive Conditional Heteroscedasticity with Estimates of the Variance of United Kingdom Inflation”, *Econometrica*, 50(4), s. 987-1008.

- EPDK, (2003), *Dünya Genelinde Uygulanan Elektrik Ticaret Rejimlerinden Örnekler*, Elektrik Piyasası Düzenleme, İzleme ve Değerlendirme Dairesi Başkanlığı, Ocak.
- ESCRIBANO, Alvaro, Juan Ignacio PENA ve Pablo VILLAPLANA (2002), “Modeling Electricity Prices: International Evidence”, Working Paper 02-27, Economics Series 08, Departamento de Economía, Universidad Carlos III de Madrid.
- ETKB, (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı), (2007), “Nükleer Enerji”, www.enerji.gov.tr , 06.06.2009, s. 44.
- ETKB, (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı), (2004), “Enerjide Yeni Bir Dönem, Yeni Bir Yaklaşım”, Mart, <http://etkb.gov.tr>, 03.12.2008, s. 70-71.
- GILBERT, J. Richard, Edward P. KAHN ve David M. NEWBERY (1996), *Introduction: International Comparisons of Electricity Regulation*, Cambridge University Press, Cambridge, s. 1-23.
- GOTO, Mika ve Andrew G. KAROLYI (2003), “Understanding Electricity Price Volatility Within and Across Markets”, Working Paper.
- GROWITSH, Christian, Felix MUSGENS (2005), “An Analysis of Household Electricity Price Developments in Germany Since Liberalization”, Department of Economics, Lüneberg University, Germany, s. 5-8.
- GUASCH, J. Luis ve Robert W. HAHN (1999), “The Costs and Benefits of Regulation: Implications for Developing Countries”, *The Worldbank Research Observer*, Vol: 14, No: 1, February, s. 3.
- GUTHRIE, Graeme ve Steen VIDEBECK (2002), “ High Frequency Electricity Spot Price Dynamics: An Intra-Day Markets Approach”, New Zealand Institute for the Study of Competition and Regulation.

- GÜLER, İlker (2000), “Sürdürülebilir Kalkınma İçin Linyit ve Termik Santraller” Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Türkiye 8. Enerji Konferansı, 21. Yüzyılda Sürdürülebilir Kalkınma İçin Enerji ve Teknoloji, 1.Cilt, 8-12 Mayıs, Ankara, s. 277-280.
- GÜLOĞLU, Bülent ve Akın AKMAN (2007), “Türkiye’de Döviz Kuru Oynaklığının SWARCH Yöntemi ile Analizi”, *Finans Politik & Ekonomik Yorumlar*, 44(512), s. 43-51.
- GÜRİŞ, Selahattin ve Ebru ÇAĞLAYAN (2000), *Ekonometri-Temel Kavramlar*, Der Yayınları, İstanbul, s. 135-139.
- HADSELL, Lester, Achla MARATHE ve Hany A. Shawky (2004), “Estimating the Volatility of Wholesale Electricity Spot Prices in the US, *Energy Journal*, 25(4), s. 23-40.
- HELM, Dieter ve Andrew POWELL (1992), “Pool Prices, Contracts and Regulation in the British Electricity Supply İndustry”, *Fiscal Studies*, 13(1), s. 89-105.
- HIROAKI, Suenaga (2005) “Spot - Forward Price Relationships in the Restructured Electricity Markets” University of California, Davis, s. 19.
- HOSSAIN, N., C. G. TROSKIE ve R. GUO (2005), “Comparisons of The Ex Post Efficient Portfolios Under GARCH(1,1) Modeling and GARCH Model Extensions”, *Proceedings of the 10th Annual International Conference on Industrial Engineering –Theory, Applications and Practice Clearwater, Florida*, s. 419-425.
- HUISMAN, Ronald ve Ronald MAHIEU (2003), “Regime Jumps in Electricity Prices”, *Energy Economics*, 25(5), s. 425-434.

- HUNT, Sally (2002), *Making Competition Work in Electricity*, John Wiley&Sons Inc., New York, s. 7.
- İNAN, Kemal (1993), “Elektrik Enerjisi Sektöründe Özelleştirme”, *Elektrik Mühendisliği*, Sayı: 392, Ankara, s. 129.
- IEA(a), International Energy Agency, (1999), *Electricity Market Reform*, Paris, s.29.
- IEA(b) International Energy Agency, (2005), “Lesson From Liberalized Electricity Market (2005)”, <http://www.eia.doe.gov> (10 Mayıs 2006).
- IEA/OECD, “Energy Balance of OECD Countries (2002-2003)”, <http://www.eia.doe.gov> (15 Nisan 2006).
- KNITTEL, R. Christopher ve Michael R. ROBERTS (2001), *An Empirical Examination of Deregulated Electricity Prices*, University of California Energy Institute, Working Paper.
- KULALI, İhsan (1997), *Elektrik Sektöründe Özelleştirme ve Türkiye Uygulaması*, Uzmanlık Tezi, DPT Yayınları, s. 13-90.
- KUTLAR, Aziz (2000), *Ekonometrik Zaman Serileri*, Gazi Kitabevi, Ankara, s. 105.
- LI, Ying ve Peter C. Flynn (2004), “Deregulated Power Prices: Comparison of Diurnal Patterns”, *Energy Policy*, 32(5), s. 625-672.
- LITTLECHILD, Stephen (2002), “Competition in Retail Electricity Supply”, CMI Working Paper, Center for Energy and Environmental Policy Research, MIT, s. 11.
- LONGSTAFF, A. Francis ve Ashley W. WANG (2004), “A High-Frequency Empirical Analysis”, *Journal of Finance*, 59 (4), s. 1887-1900.

- LUCIA, J. Julio ve Eduardo S. SCHWARTZ (2002), “Electricity prices and power derivatives: Evidence for the Nordic power exchange”, *Review of Derivatives Research*, 5(1), s. 5-50., <http://www.fcym.com/Pdf/Ele1.pdf>, (1.11.2007).
- MAZIBAŞ, Murat (2005), “İMKB Piyasalarındaki Volatilitenin Modellenmesi ve Öngörülmesi: Asimetrik GARCH Modelleri ile bir Uygulama”, VII. Ekonometri ve İstatistik Sempozyumu, İstanbul Üniversitesi İktisat Fakültesi Ekonometri Bölümü, İstanbul.
- MC LEOD, A.I. ve W.K.LI (1983), “Diagnostic Checking ARMA Time Series Models Using Squared- residual Autocorrelations”, *Journal of Time Series Analysis*, 4(4), s. 269-273, <http://fisher.stats.uwo.ca/faculty/aim/vita/pdf/SquaredRACF.pdf>.
- MOUNT, Tim (1999), “Market Power and Price Volatility in Restructured Markets for Electricity”, Proceedings of the 32. Hawaii International Conference on System Sciences, <http://e3rg.pserc.cornell.edu/files/Volatility.pdf>, (24.04.2008).
- MTA,(Maden Tetkik Arama), <http://mta.gov.tr/mta/enerji/jeokar.asp>, (01.09.2009).
- NELSON, Daniel (1991), “Conditional Heteroskedasticity in Asset Returns: A New Approach”, *Econometrica*, 59(2), s. 347-70.
- NEMMCO, <http://www.nemmco.com.au/about/about.html#publications>, (12.07.2008).
- NORD POOL, <http://www.nordpool.com/en/asa/Markets/Downloads-financial-market/>, (02.03.2008).
- OECD, (1998), *The OECD Report On Regulatory Reform*, Volume II: Thematic Studies, Paris.

ÖZTÜRK, Y. Mehtap, Tuğba B. KESKİN, Çağdaş E. ERGÜN (2004), “Türkiye’nin Değişen Enerji Politikası: Yasal Çerçeve ve Uygulamalar”, *Energy Monthly Review*, No: 5, s. 46, http://www.cakmak-av.com.tr/pdf/28736_1.pdf, (15.04 2009).

PARASIZ, İlker (1994), *Mikro Ekonomi, Modern Mikroekonomik Analize Giriş*, 5.baskı, Ezgi Kitabevi Yayınları, Bursa, s. 90-94.

PAŞAOĞLU, Ömür (2003), *Doğal Tekellerde Regülasyon ve Rekabet-Bir Örnek: İngiliz Elektrik Sektörünün Yeniden Yapılandırılması*, Uzmanlık Tezleri Serisi No:14, Rekabet Kurumu, Ankara, s. 41.

PILIPOVIC, Dragana (1998), *Energy Risk: Valuing and Managing Energy Derivatives*, McGraw- Hill, New York, s. 40-75.

Resmi Gazete, 11 Eylül 1982, Sayı: 17809, s. 1-4.

Resmi Gazete, 22 Haziran 1935, Sayı:3031: 5378.

ROBINSON, Terry (2000), “Electricity Pool Series: A Case Study in Non-Linear Time Series Modelling”, *Applied Economics*, 32(5), s. 527-532.

ROBINSON, Terry ve Andrzej BANIAK (2002), “The volatility of prices in the English and Welsh electricity pool”, *Applied Economics*, 34(12), s. 1487-1495.

ROBINSON, Terry ve Mark TAYLOR (1998), “Regulatory uncertainty and the volatility of regional electricity company share prices, The economic consequence of Professor Littlechild”, *Bulletin of Economic Research*, 50(1), s. 37-44.

SOLIBAKKE, Per Bjarte (2002), “Efficient estimated mean and volatility characteristics for the Nordic spot electricity power market”, *International Journal of Business*, 7(2), s. 17-35.

STEINER, Faye (2000), “Regulation, Industry Structure and Performance in the Electricity Supply Industry”, *Economics Department Working Paper*, No: 238, OECD, Paris, <http://fiordiliji.sourceoecd.org/vl=46827760/cl=14/nw=1/rpsv/cgi-bin/wppdf?file=5lgsjhvj83nx.pdf>, (12.07.2009), s. 9.

ŞENSOY, Ufuk ve Osman SEVAİOĞLU (1994), “Elektrik Sektörünün Devletçi Bir Yapıdan Rekabete Açık Bir Yapıya Kavuşturulması İçin Yapılması Gerekenler ve Bir Özelleştirme Modeli”, Türkiye 6. Enerji Kongresi, DEK, TMK, Teknik Oturum Tebliğleri, İzmir 4, 17–22 Ekim, s. 235–236.

TAMZOK, Nejat (2005), “Kömür Rezervlerine Sahip Ülkelerde Elektrik Üretiminde Kullanılan Kaynakların Seçimi ve Türkiye’nin Konumu”, TMMOB, EMO, V.Enerji Sempozyumu, Küreselleşmenin Enerji Sektöründe Yapısal Değişim Programı ve Enerji Politikaları, Bildiriler Kitabı, 21-23 Aralık, Ankara, s. 269.

TARI, Recep, 2005, *Ekonometri*, 3. Baskı, Kocaeli Üniversitesi Yayın NO:172, s. 380-381.

TEİAŞ, <http://www.teias.gov.tr/projeksiyon/KAPASITEPROJEKSIYONU2008.pdf>, (15.04.2009).

TEİAŞ, <http://www.teias.gov.tr/istatistik2008/74.xls> , (10.11.2009)

TKİ (2003), “Enerji Politikalarında Kömürün Yeri”, İTÜ Maden Fakültesi Yayınları, İstanbul, s. 17-18.

TPAO, (Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı), “İlk 50 Yıl, 1954-2004”, s. 22-29, <http://www.tpao.gov.tr>, (03.05.2008).

TTK , (Türkiye Taş Kömürü Kurumu), <http://www.taskomuru.gov.tr/index.php?page=sayfagoster&id=33>, (24.06.2009).

TÜBİTAK(a) (24 Temmuz 2003), “Enerji ve Doğal Kaynaklar Paneli Raporu”,
http://www.tubitak.gov.tr/tubitak_content_files/vizyon2023/edk/enerji_son_suru_m.pdf, (18.09.2009).

TÜBİTAK(b), http://tubitak.gov.tr/btpd/ptspd/platform/enerji/bolum_6-2.html,
(03.09.2009).

TÜĞİAD, (2003), “Türkiye’nin Enerji Sorunları ve Çözüm Önerileri”, s. 14-15,
http://www.tugiad.org.tr/bultendosya/1_70.pdf, (18.12.2007).

TÜİK, 2005 Yılı Dördüncü Dönem Elektrik Üretim ve Dağıtım Haber Bülteni (2006),
<http://www.die.gov.tr>. (12 Mayıs 2009).

TÜRKAY, Orhan (2000), *Mikroiktisat Teorisi*, İmaj Yayıncılık, Ankara, s. 323.

TÜRKYILMAZ, Oğuz (1994), “İngiltere Elektrik Sistemi ve Elektrik Pazarında Rekabet, 21.Yüzyılda Bütün Yönleriyle Enerji”, Bildiriler, Birleşmiş Milletler Avrupa Ekonomi Komisyonu Enerji Komitesi “Energy Efficiency 2000” Projesi Çerçevesinde Uluslararası Sempozyum, İstanbul, s. 513.

TÜSİAD, (2008), *Türkiye için Elektrik Piyasası Mekanizmalarına İlişkin Öneriler*, Türkiye Sanayici ve İşadamları Derneği Yayını, İstanbul.

TÜSİAD, (2003), *Türkiye’de Düzenleyici Reformlar*, Türkiye Sanayici ve İşadamları Derneği Yayını, İstanbul, s. 148.

UĞUR, Oktay (1994), “YİD Girişim Modelinin Hukuksal Yönü ve Ekonomik - Mali Etkileri”, Maliye Bakanlığı 1993 Yılı Hesap Uzmanları Kurulu Konferansları IV, Ankara, s. 252–255.

WALLS, W. David (1999), “Volatility, volume and maturity in electricity futures”, *Applied Financial Economics*, 9(3), s. 283-287.

WCI, Coal Facts, (2001) (Çevrimiçi)
<http://www.worldcoal.org/assetscm/files/PDF/coalfacts2001.pdf>, (11 Kasım 2009).

WOLAK, Frank (2000), “Market Design and Price Behavior in Restructured Electricity Markets: An International Comparison”, *Working Paper*, Department of Economics Stanford University.

WOO, Chi-Keung, Ira HOROWITZ ve Khoa HOANG (2001), “Cross-Hedging and Forward- Contract Pricing of Electricity”, *Energy Economics*, 23, s. 1-15.

YILMAZ, Edip (1996), *Türkiye’de Elektrik Sektöründe Özelleştirme Nedenleri/Uygulamalar ve En Uygun Özelleştirme Seçeneği Araştırması*, Hazine Müsteşarlığı Yayını, Ankara, s. 32.

YIN-FRANG, Zang, David PARKER ve Colin KIRKPATRICK (2002), *Electricity Sector Reform in Developing Countries: An Econometric Assesment of the Effects of Privatisation, Competition and Regulation*, Aston Busines School, Aston University, Birmingham, November, s. 3.

YİĞİTGÜDEN, Yurdakul (1999), “Türkiye Elektrik Enerjisi Sektöründe Özelleştirme Politikaları ve Çalışmaları”, *İTO Yayınları*, İstanbul, No:57, s. 73.

YÜCEL, F.Behçet (1994), *Enerji Ekonomisi*, Akay Ofset Matbaacılık, Ankara, s. 46.

ZAKOIAN, Jean Michel (1994), “Threshold Heteroskedastic Models,” *Journal of Economic Dynamics and Control*, 18, s. 931-955.

ZENGİNOBUZ, Ünal ve Serhan OĞUR (1999), “Türkiye Elektrik Sektöründe Yeniden Yapılanma, Özelleştirme ve Regülasyon”, Aralık, İstanbul, s. 1, www.tesev.org.tr, (21.11.2004) .

3096 Sayılı “Türkiye Elektrik Kurumu Dışındaki Kuruluşların Elektrik Üretimi, İletimi, Dağıtımı ve Ticareti ile Görevlendirilmesine İlişkin Kanun”, R.G 18610 19.12.1984.

3996 sayılı “Bazı Yatırım ve Hizmetlerin Yap – İşlet - Devret Modeli Çerçevesinde Yaptırılmasına İlişkin Kanun” R:G: 21959, 13.06.1994.

4628 Sayılı “Elektrik Piyasası Kanunu” R.G.24335, 03.03.2001.

Sabit Terimli ve Trendli

Sıfır hipotezi	: LNSMF birim köke sahip			
Bağımlı değişken	: Sabit, lineer trend			
Gecikme uzunluğu	: 0			
		t istatistiği	Olabilirlik*	
Augmented Dickey-Fuller test istatistiği		-41.19170	0.0000	
Test kritik değerleri	1 % seviyesinde	-3.958466		
	5 % seviyesinde	-3.410014		
	10% seviyesinde	-3.126728		
*MacKinnon (1996) tek taraf p değerleri				
Augmented Dickey-Fuller Test Denklemi				
Bağımlı değişken	: D (LNSMF)			
Metod	: En küçük kareler			
Tarih	: 03/03/09			
Örnek (ayarlanmış)	: 2 21206			
Gözlem sayısı	: 21205			
Değişken	Katsayı	Standart hata	t istatistiği	Olabilirlik
LNSMF (-1)	-0.148196	0.003598	-41.19170	0.0000
C	0.679890	0.016784	40.50842	0.0000
@TREND(1)	3.09E-06	2.60E-07	11.89433	0.0000
R ²	0.074098	Bağımlı değişken ortalaması		1.97E-05
Ayarlanmış R ²	0.074011	Bağımlı değişkenin standart sapması		0.230283
Regresyon standart hatası	0.221597	Akaïke kriteri		-0.175769
Artıkların kareleri toplamı	1041.132	Schwarz kriteri		-0.174642
Logaritmik olasılık	1866.587	F istatistiği		848.3780
Durbin-Watson istatistiği	1.649433	Olabilirlik (f istatistiği)		0.000000

Ek 3 : Mevsimsel Etkiden Arındırılmış Sistem Logaritmik Saatlik Marjinal Fiyat Serisinin Augmented Dickey-Fuller Yöntemiyle Birim Kök Testi

Sabit Terimsiz ve Trendsiz

Sıfır hipotezi	: LNSMF birim köke sahip			
Bağımlı değişken	: Yok			
Gecikme uzunluğu	: 26			
		t istatistiği	Olabilirlik*	
Augmented Dickey-Fuller test istatistiği		-11.77389	0.0000	
Test kritik değerleri	1 % seviyesinde	-2.565071		
	5 % seviyesinde	-1.940839		
	10% seviyesinde	-1.616690		
*MacKinnon (1996) tek taraf p değerleri				
Augmented Dickey-Fuller Test Denklemi				
Bağımlı değişken	: D (MSMF)			
Metod	: En küçük kareler			
Tarih	: 11/01/09			
Örnek (ayarlanmış)	: 28 21206			
Gözlem sayısı	: 21179			
Değişken	Katsayı	Standart hata	t istatistiği	Olabilirlik
MSMF(-1)	-0.053794	0.004569	-11.77389	0.0000
D(MSMF(-1))	-0.155842	0.007948	-19.60809	0.0000
D(MSMF(-2))	-0.194291	0.008020	-24.22634	0.0000
D(MSMF(-3))	-0.184863	0.007940	-23.28233	0.0000
D(MSMF(-4))	-0.189956	0.008037	-23.63620	0.0000
D(MSMF(-5))	-0.166227	0.008100	-20.52230	0.0000

D(MSMF(-6))	-0.171499	0.008121	-21.11688	0.0000
D(MSMF(-7))	-0.158143	0.008159	-19.38263	0.0000
D(MSMF(-8))	-0.138953	0.008175	-16.99797	0.0000
D(MSMF(-9))	-0.143991	0.008182	-17.59825	0.0000
D(MSMF(-10))	-0.140525	0.008173	-17.19437	0.0000
D(MSMF(-11))	-0.115111	0.008133	-14.15289	0.0000
D(MSMF(-12))	-0.118919	0.008074	-14.72848	0.0000
D(MSMF(-13))	-0.107326	0.008044	-13.34177	0.0000
D(MSMF(-14))	-0.101958	0.008002	-12.74181	0.0000
D(MSMF(-15))	-0.129374	0.007944	-16.28484	0.0000
D(MSMF(-16))	-0.128463	0.007910	-16.24160	0.0000
D(MSMF(-17))	-0.100989	0.007846	-12.87216	0.0000
D(MSMF(-18))	-0.075276	0.007758	-9.703299	0.0000
D(MSMF(-19))	-0.086193	0.007661	-11.25138	0.0000
D(MSMF(-20))	-0.074501	0.007544	-9.875406	0.0000
D(MSMF(-21))	-0.088234	0.007401	-11.92193	0.0000
D(MSMF(-22))	-0.066396	0.007270	-9.132565	0.0000
D(MSMF(-23))	0.014717	0.007089	2.075984	0.0379
D(MSMF(-24))	0.308067	0.006897	4.466607	0.0000
D(MSMF(-25))	0.056895	0.007010	8.116135	0.0000
D(MSMF(-26))	0.027146	0.006872	3.950416	0.0001
R^2	0.247689	Bağımlı değişken ortalaması		2.17E-05
Ayarlanmış R^2	0.246764	Bağımlı değişkenin standart sapması		0.202744
Regresyon standart hatası	0.175960	Akaike kriteri		-0.635846
Artıkların kareleri toplamı	654.9063	Schwarz kriteri		-0.625698
Logaritmik olasılık	6760.296	Durbin-Watson istatistiği		1.999994

D(MSMF(-9))	-0.143991	0.008182	-17.59789	0.0000
D(MSMF(-10))	-0.140526	0.008173	-17.19403	0.0000
D(MSMF(-11))	-0.115111	0.008134	-14.15263	0.0000
D(MSMF(-12))	-0.118920	0.008074	-14.72819	0.0000
D(MSMF(-13))	-0.107327	0.008045	-13.34152	0.0000
D(MSMF(-14))	-0.101959	0.008002	-12.74158	0.0000
D(MSMF(-15))	-0.129375	0.007945	-16.28453	0.0000
D(MSMF(-16))	-0.128464	0.007910	-16.24128	0.0000
D(MSMF(-17))	-0.100989	0.007846	-12.87193	0.0000
D(MSMF(-18))	-0.075276	0.007758	-9.703143	0.0000
D(MSMF(-19))	-0.086193	0.007661	-11.25118	0.0000
D(MSMF(-20))	-0.074502	0.007544	-9.875244	0.0000
D(MSMF(-21))	-0.088234	0.007401	-11.92172	0.0000
D(MSMF(-22))	-0.066397	0.007270	-9.132415	0.0000
D(MSMF(-23))	0.014717	0.007089	2.075869	0.0379
D(MSMF(-24))	0.308066	0.006897	44.66495	0.0000
D(MSMF(-25))	0.056895	0.007010	8.115900	0.0000
D(MSMF(-26))	0.027145	0.006872	3.950288	0.0001
C	8.36E-05	0.001209	0.069169	0.9449
R^2	0.247689	Bağımlı değişken ortalaması		2.17E-05
Ayarlanmış R^2	0.246728	Bağımlı değişkenin standart sapması		0.202744
Regresyon standart hatası	0.175964	Akaïke kriteri		-0.635652
Artıkların kareleri toplamı	654.9061	Schwarz kriteri		-0.625228
Logaritmik olasılık	6760.299	F istatistiği		257.9145
Durbin-Watson istatistiği	1.999994	Olabilirlik (f istatistiği)		0.000000

D(MSMF(-9))	-0.133305	0.008340	-15.98389	0.0000
D(MSMF(-10))	-0.130429	0.008313	-15.68942	0.0000
D(MSMF(-11))	-0.105652	0.008256	-12.79619	0.0000
D(MSMF(-12))	-0.110048	0.008182	-13.44923	0.0000
D(MSMF(-13))	-0.098997	0.008139	-12.16258	0.0000
D(MSMF(-14))	-0.094158	0.008085	-11.64615	0.0000
D(MSMF(-15))	-0.122115	0.008016	-15.23383	0.0000
D(MSMF(-16))	-0.121796	0.007969	-15.28334	0.0000
D(MSMF(-17))	-0.094955	0.007894	-12.02938	0.0000
D(MSMF(-18))	-0.069828	0.007796	-8.956711	0.0000
D(MSMF(-19))	-0.081264	0.007691	-10.56565	0.0000
D(MSMF(-20))	-0.070155	0.007567	-9.271245	0.0000
D(MSMF(-21))	-0.084484	0.007417	-11.39102	0.0000
D(MSMF(-22))	-0.063257	0.007280	-8.689572	0.0000
D(MSMF(-23))	0.017249	0.007093	2.431679	0.0150
D(MSMF(-24))	0.310159	0.006898	44.96213	0.0000
D(MSMF(-25))	0.059109	0.007012	8.429852	0.0000
D(MSMF(-26))	0.029057	0.006872	4.228584	0.0000
C	-0.015375	0.002679	-5.738436	0.0000
@TREND(1)	1.46E-06	2.25E-07	6.463825	0.0000
R ²	0.249172	Bağımlı değişken ortalaması		2.17E-05
Ayarlanmış R ²	0.248178	Bağımlı değişkenin standart sapması		0.202744
Regresyon standart hatası	0.175795	Akaike kriteri		-0.637631
Artıkların kareleri toplamı	653.6149	Schwarz kriteri		-0.626731
Logaritmik olasılık	6781.197	F istatistiği		250.6750
Durbin-Watson istatistiği	2.000111	Olabilirlik (f istatistiği)		0.000000

Ek 4: SMF Serisine Uygulanan ARCH Modeli Sonuçları

Bağımlı değişken	: SMF			
Metod	: ML-ARCH (Marquardt)-Normal dağılım			
Tarih	: 11/01/09			
Örnek (ayarlanmış)	: 2 21216			
Gözlem sayısı	: 21215			
291 iterasyon				
Varyans	: ON			
GARCH = C(3) + C(4)*RESID(-1)^2				
	Katsayı	Standart hata	z istatistiği	Olabilirlik
AR(1)	0.980435	0.001085	903.4181	0.0000
MA(1)	0.197765	0.004145	47.71008	0.0000
Varyans Denklemi				
C	377.2708	1.766798	213.5337	0.0000
RESID(-1)^2	0.629888	0.008869	71.02231	0.0000
R ²	0.694491	Bağımlı değişkenin ortalaması		132.6592
Ayarlanmış R ²	0.694448	Bağımlı değişkenin standart sapması		44.59810
Regresyonun standart hatası	24.65237	Akaike kriteri		9.059542
Artıkların kareleri toplamı	12884684	Schwarz kriteri		9.061044
Logaritmik olasılık	-96049.79	Durbin-Watson istatistiği		2.386675

Ek 5. SMF Serisine ARCH Modelinin Uygulanması Sonucunda Yapılan ARCH Testi Sonuçları

ARCH Testi				
F istatistiği	0.135598	Olabilirlik	0.712701	
Gözlem sayısı * R ²	0.135610	Olabilirlik	0.712685	
Test denklemleri				
Bağımlı değişken	: STD-RESID^2			
Metod	: En küçük kareler			
Tarih	: 11/01/09			
Örnek (ayarlanmış)	: 3 21216			
Gözlem sayısı	: 21204			
Değişken	Katsayı	Standart hata	t - istatistiği	Olabilirlik
C	1.001772	0.076448	13.10398	0.0000
STD_RESID^2(-1)	-0.002529	0.006868	-0.368236	0.7127
R ²	0.000006	Bağımlı değişkenin ortalaması		0.999244
Ayarlanmış R ²	-0.000041	Bağımlı değişkenin standart sapması		11.08686
Regresyonun standart hatası	11.08708	Akaike kriteri		7.649533
Artıkların kareleri toplamı	2606221.	Schwarz kriteri		7.650284
Logaritmik olasılık	-81098.34	F istatistiği		0.135598
Durbin-Watson istatistiği	1.999999	Olabilirlik (F istatistiği)		0.712701

Ek 6. SMF Serisine Uygulanan GARCH Modeli Sonuçları

Bağımlı değişken	: SMF			
Metod	: ML-ARCH (Marquardt)-Normal dağılım			
Tarih	: 11/01/09			
Örnek (ayarlanmış)	: 2 21206			
Gözlem sayısı	: 21205			
115 iterasyon				
Varyans	: ON			
GARCH = C(3) + C(4) * RESID(-1)^2 + C(5)*GARCH(-1)				
	Katsayı	Standart hata	z-istatistiği	Olabilirlik
AR(1)	0.980959	0.001663	589.7480	0.0000
MA(1)	0.080404	0.001090	73.74554	0.0000
Varyans Denklemi				
C	1078.915	2.702762	399.1898	0.0000
RESID(-1)^2	0.006518	8.22E-05	79.32880	0.0000
GARCH(-1)	-0.902007	0.006410	-140.7275	0.0000
R ²	0.704147	Bağımlı değişkenin ortalaması		132.6592
Ayarlanmış R ²	0.704092	Bağımlı değişkenin standart sapması		44.59810
Regresyonun standart hatası	24.26023	Akaïke kriteri		9.133573
Artıkların kareleri toplamı	12477448	Schwarz kriteri		9.135450
Logaritmik olasılık	-96833.70	Durbin-Watson istatistiği		2.156202

Ek 7. SMF Serisine GARCH Modelinin Uygulanması Sonucunda Yapılan ARCH Testi Sonuçları

ARCH Testi				
F istatistiği	233.8347	Olabilirlik	0.000000	
Gözlem sayısı * R ²	231.3057	Olabilirlik	0.000000	
Test denklemi				
Bağımlı değişken	: STD-RESID^2			
Metod	: En küçük kareler			
Tarih	: 11/01/09			
Örnek (ayarlanmış)	: 3 21206			
Gözlem sayısı	: 21204			
Değişken	Katsayı	Standart hata	t - istatistiği	Olabilirlik
C	0.853178	0.076905	11.09391	0.0000
STD_RESID^2(-1)	0.104444	0.006830	15.29165	0.0000
R ²	0.010909	Bağımlı değişkenin ortalaması		0.952687
Ayarlanmış R ²	0.010862	Bağımlı değişkenin standart sapması		11.21954
Regresyonun standart hatası	11.15844	Akaike kriteri		7.662363
Artıkların kareleri toplamı	2639876.	Schwarz kriteri		7.663114
Logaritmik olasılık	-81234.37	F istatistiği		233.8347
Durbin-Watson istatistiği	1.998283	Olabilirlik (F istatistiği)		0.000000

Ek 8: SMF serisine uygulanan EGARCH modeli sonuçları

Bağımlı değişken	: SMF			
Metod	: ML-ARCH (Marquardt)-Normal dağılım			
Tarih	: 11/01/09			
Örnek (ayarlanmış)	: 2 21206			
Gözlem sayısı	: 21205			
500 iterasyon				
Varyans	: ON			
LOG(GARCH) = C(3) + C(4)*ABS(RESID(-1)/@SQRT(GARCH(-1))) +				
C(5)*RESID(-1)/@SQRT(GARCH(-1)) + C(6)*LOG(GARCH(-1))				
	Katsayı	Standart hata	z-istatistiği	Olabilirlik
AR(1)	0.990317	0.001035	957.0303	0.0000
MA(1)	0.175631	0.006883	25.51576	0.0000
Varyans Denklemi				
C(3)	3.926829	0.054689	71.80349	0.0000
C(4)	0.546298	0.007968	68.55964	0.0000
C(5)	0.026184	0.006092	4.297881	0.0000
C(6)	0.323712	0.008950	36.16897	0.0000
R ²	0.696053	Bağımlı değişkenin ortalaması		132.6592
Ayarlanmış R ²	0.695981	Bağımlı değişkenin standart sapması		44.59810
Regresyonun standart hatası	24.59045	Akaïke kriteri		9.036858
Artıkların kareleri toplamı	12818830	Schwarz kriteri		9.039111
Logaritmik olasılık	-95807.28	Durbin-Watson istatistiği		2.358762

Ek 9. SMF Serisine EGARCH Modelinin Uygulanması Sonucunda Yapılan ARCH Testi Sonuçları

ARCH Testi				
F istatistiği	0.219751	Olabilirlik	0.639235	
Gözlem sayısı * R ²	0.219769	Olabilirlik	0.639216	
Test denklemi				
Bağımlı değişken	: STD-RESID^2			
Metod	: En küçük kareler			
Tarih	: 11/01/09			
Örnek (ayarlanmış)	: 3 21206			
Gözlem sayısı	: 21204			
Değişken	Katsayı	Standart hata	t - istatistiği	Olabilirlik
C	1.002066	0.076891	13.03224	0.0000
STD_RESID^2(-1)	-0.003219	0.006868	-0.468776	0.6392
R ²	0.000010	Bağımlı değişkenin ortalaması		0.998850
Ayarlanmış R ²	-0.000037	Bağımlı değişkenin standart sapması		11.15174
Regresyonun standart hatası	11.15194	Akaike kriteri		7.661199
Artıkların kareleri toplamı	2636804.	Schwarz kriteri		7.661950
Logaritmik olasılık	-81222.03	F istatistiği		0.219751
Durbin-Watson istatistiği	2.000005	Olabilirlik (F istatistiği)		0.639235

Ek 10. SMF Serisine Uygulanan TGARCH Modeli Sonuçları

Bağımlı değişken	: SMF			
Metod	: ML-ARCH (Marquardt)-Normal dağılım			
Tarih	: 11/01/09			
Örnek (ayarlanmış)	: 2 21206			
Gözlem sayısı	: 21205			
68 iterasyon				
Varyans	: ON			
GARCH = C(3) + C(4)*RESID(-1)^2 + C(5)*RESID(-1)^2*(RESID(-1)<0)+ C(6)*GARCH(-1)				
	Katsayı	Standart hata	z-istatistiği	Olabilirlik
AR(1)	0.979590	0.002136	458.6152	0.0000
MA(1)	-0.111052	0.002686	-41.34206	0.0000
Varyans Denklemi				
C	12718.79	77.63842	163.8208	0.0000
RESID(-1)^2	-0.008112	6.71E-05	-120.8232	0.0000
RESID(-1)^2*(RESID(-1)<0)	-0.008113	9.23E-05	-87.85336	0.0000
GARCH(-1)	-0.999715	5.08E-07	-1966053.	0.0000
R ²	0.702180	Bağımlı değişkenin ortalaması		132.6592
Ayarlanmış R ²	0.702110	Bağımlı değişkenin standart sapması		44.59810
Regresyonun standart hatası	24.34133	Akaïke kriteri		10.57896
Artıkların kareleri toplamı	12560411	Schwarz kriteri		10.58122
Logaritmik olasılık	-112157.5	Durbin-Watson istatistiği		1.778658

Ek 11. SMF Serisine TGARCH Modelinin Uygulanması Sonucunda Yapılan ARCH Testi Sonuçları

ARCH Testi				
F istatistiği	2895.582	Olabilirlik	0.000000	
Gözlem sayısı * R ²	2547.887	Olabilirlik	0.000000	
Test denklemi				
Bağımlı değişken	: STD-RESID^2			
Metod	: En küçük kareler			
Tarih	: 11/01/09			
Örnek (ayarlanmış)	: 3 21206			
Gözlem sayısı	: 21204			
Değişken	Katsayı	Standart hata	t - istatistiği	Olabilirlik
C	0.114787	0.020524	5.592830	0.0000
STD_RESID^2(-1)	0.346642	0.006442	53.81061	0.0000
R ²	0.120161	Bağımlı değişkenin ortalaması		0.175689
Ayarlanmış R ²	0.120119	Bağımlı değişkenin standart sapması		3.181239
Regresyonun standart hatası	2.984065	Akaike kriteri		5.024544
Artıkların kareleri toplamı	188796.2	Schwarz kriteri		5.025295
Logaritmik olasılık	-53268.22	F istatistiği		2895.582
Durbin-Watson istatistiği	1.967653	Olabilirlik (F istatistiği)		0.000000

Ek 12: Logaritmik SMF Serisine Uygulanan ARCH Modeli Sonuçları

Bağımlı değişken	: LNSMF			
Metod	: ML-ARCH (Marquardt)-Normal dağılım			
Tarih	: 11/01/09			
Örnek (ayarlanmış)	: 2 21206			
Gözlem sayısı	: 21205			
21 iterasyon				
Varyans	: ON			
GARCH = C(3) + C(4)*RESID(-1)^2				
	Katsayı	Standart hata	z-istatistiği	Olabilirlik
AR(1)	0.929350	0.005112	181.8115	0.0000
MA(1)	0.702267	0.015801	44.44325	0.0000
Varyans Denklemi				
C	4.214049	0.056732	74.27932	0.0000
RESID(-1)^2	-0.634380	0.000591	-1074.114	0.0000
R ²	0.382685	Bağımlı değişkenin ortalaması		4.808622
Ayarlanmış R ²	0.382597	Bağımlı değişkenin standart sapması		0.441782
Regresyonun standart hatası	0.347130	Akaike kriteri		3.309256
Artıkların kareleri toplamı	2554.707	Schwarz kriteri		3.310758
Logaritmik olasılık	-35082.39	Durbin-Watson istatistiği		2.167884

Ek 13. Logaritmik SMF Serisine ARCH Modelinin Uygulanması Sonucunda Yapılan ARCH Testi Sonuçları

ARCH Testi				
F istatistiği	1.129822	Olabilirlik	0.287825	
Gözlem sayısı * R ²	1.129868	Olabilirlik	0.287803	
Test denklemleri				
Bağımlı değişken	: STD-RESID^2			
Metod	: En küçük kareler			
Tarih	: 11/01/09			
Örnek (ayarlanmış)	: 3 21206			
Gözlem sayısı	: 21204			
Değişken	Katsayı	Standart hata	t - istatistiği	Olabilirlik
C	0.052303	0.020079	2.604819	0.0092
STD_RESID^2(-1)	0.007300	0.006868	1.062931	0.2878
R ²	0.000053	Bağımlı değişkenin ortalaması		0.052687
Ayarlanmış R ²	0.000006	Bağımlı değişkenin standart sapması		2.923384
Regresyonun standart hatası	2.923375	Akaike kriteri		4.983449
Artıkların kareleri toplamı	181194.9	Schwarz kriteri		4.984200
Logaritmik olasılık	-52832.53	F istatistiği		1.129822
Durbin-Watson istatistiği	2.000018	Olabilirlik (F istatistiği)		0.287825

Ek 14. Logaritmik SMF Serisine Uygulanan GARCH Modeli Sonuçları

Bağımlı değişken	: LNSMF			
Metod	: ML-ARCH (Marquardt)-Normal dağılım			
Tarih	: 11/01/09			
Örnek (ayarlanmış)	: 2 21206			
Gözlem sayısı	: 21205			
18 iterasyon				
Varyans	: ON			
GARCH = C(3) + C(4)*RESID(-1)^2 + C(5)*GARCH(-1)				
	Katsayı	Standart hata	z-istatistiği	Olabilirlik
AR(1)	0.483403	0.032294	14.96888	0.0000
MA(1)	0.652077	0.061199	10.65506	0.0000
Varyans Denklemi				
C	5.891113	2.547485	2.312521	0.0207
RESID(-1)^2	-0.517406	0.069764	-7.416484	0.0000
GARCH(-1)	0.069911	0.463742	0.150755	0.8802
R ²	-10.899640	Bağımlı değişkenin ortalaması		4.808622
Ayarlanmış R ²	-10.901885	Bağımlı değişkenin standart sapması		0.441782
Regresyonun standart hatası	1.524109	Akaike kriteri		3.914313
Artıkların kareleri toplamı	49245.65	Schwarz kriteri		3.916190
Logaritmik olasılık	-41496.50	Durbin-Watson istatistiği		0.059309

Ek 15. Logaritmik SMF Serisine GARCH Modelinin Uygulanması Sonucunda Yapılan ARCH Testi Sonuçları

ARCH Testi				
F istatistiği	428.6641	Olabilirlik	0.000000	
Gözlem sayısı * R ²	420.2087	Olabilirlik	0.000000	
Test denklemi				
Bağımlı değişken	: STD-RESID^2			
Metod	: En küçük kareler			
Tarih	: 11/01/09			
Örnek (ayarlanmış)	: 3 21206			
Gözlem sayısı	: 21204			
Değişken	Katsayı	Standart hata	t - istatistiği	Olabilirlik
C	0.396409	0.003271	121.1723	0.0000
STD_RESID^2(-1)	0.140775	0.006799	20.70420	0.0000
R ²	0.019817	Bağımlı değişkenin ortalaması		0.461356
Ayarlanmış R ²	0.019771	Bağımlı değişkenin standart sapması		0.136566
Regresyonun standart hatası	0.135210	Akaike kriteri		-1.163886
Artıkların kareleri toplamı	387.6075	Schwarz kriteri		-1.163135
Logaritmik olasılık	12341.52	F istatistiği		428.6641
Durbin-Watson istatistiği	2.122191	Olabilirlik (F istatistiği)		0.000000

Ek 16: Logaritmik SMF Serisine Uygulanan EGARCH Modeli Sonuçları

Bağımlı değişken	: LNSMF			
Metod	: ML-ARCH (Marquardt)-Normal dağılım			
Tarih	: 11/01/09			
Örnek (ayarlanmış)	: 2 21206			
Gözlem sayısı	: 21205			
37 iterasyon				
Varyans	: ON			
LOG(GARCH) = C(3) + C(4)*ABS(RESID(-1)/@SQRT(GARCH(-1))) +				
C(5)*LOG(GARCH(-1))				
	Katsayı	Standart hata	z-istatistiği	Olabilirlik
AR(1)	1.000193	0.000252	3967.848	0.0000
MA(1)	0.206663	0.008673	23.82713	0.0000
Varyans Denklemi				
C(3)	-1.488098	0.014653	-101.5550	0.0000
C(4)	0.565650	0.007350	76.96105	0.0000
C(5)	0.612265	0.004006	152.8348	0.0000
R ²	0.730353	Bağımlı değişkenin ortalaması		4.808622
Ayarlanmış R ²	0.730302	Bağımlı değişkenin standart sapması		0.441782
Regresyonun standart hatası	0.229428	Akaïke kriteri		-0.309574
Artıkların kareleri toplamı	1115.911	Schwarz kriteri		-0.307696
Logaritmik olasılık	3287.257	Durbin-Watson istatistiği		2.168550

Ek 17. Logaritmik SMF Serisine EGARCH Modelinin Uygulanması Sonucunda Yapılan ARCH Testi Sonuçları

ARCH Testi				
F istatistiği	5.949340	Olabilirlik	0.014731	
Gözlem sayısı * R ²	5.948233	Olabilirlik	0.014732	
Test denklemi				
Bağımlı değişken	: STD-RESID^2			
Metod	: En küçük kareler			
Tarih	: 11/01/09			
Örnek (ayarlanmış)	: 3 21206			
Gözlem sayısı	: 21204			
Değişken	Katsayı	Standart hata	t - istatistiği	Olabilirlik
C	1.015930	0.030981	32.79211	0.0000
STD_RESID^2(-1)	-0.016749	0.006867	-2.439127	0.0147
R ²	0.000281	Bağımlı değişkenin ortalaması		0.999194
Ayarlanmış R ²	0.000233	Bağımlı değişkenin standart sapması		4.399789
Regresyonun standart hatası	4.399276	Akaike kriteri		5.800851
Artıkların kareleri toplamı	410335.6	Schwarz kriteri		5.801602
Logaritmik olasılık	-61498.62	F istatistiği		5.949340
Durbin-Watson istatistiği	2.000425	Olabilirlik (F istatistiği)		0.014731

Ek 18. Logaritmik SMF Serisine Uygulanan TGARCH Modeli Sonuçları

Bağımlı değişken	: LNSMF			
Metod	: ML-ARCH (Marquardt)-Normal dağılım			
Tarih	: 11/01/09			
Örnek (ayarlanmış)	: 2 21206			
Gözlem sayısı	: 21205			
15 iterasyon				
Varyans	: ON			
GARCH = C(3) + C(4)*RESID(-1)^2 + C(5)*RESID(-1)^2*(RESID(-1)<0)				
+ C(6)*GARCH(-1)				
	Katsayı	Standart hata	z-istatistiği	Olabilirlik
AR(1)	1.032733	0.013243	77.98050	0.0000
MA(1)	0.860508	0.007771	110.7304	0.0000
Varyans Denklemi				
C	2.955240	0.318323	9.283780	0.0000
RESID(-1)^2	-0.359759	0.013156	-27.34644	0.0000
RESID(-1)^2*(RESID(-1)<0)	0.091766	0.019114	4.801023	0.0000
GARCH(-1)	-0.086938	0.119828	-0.725520	0.4681
R ²	0.109402	Bağımlı değişkenin ortalaması		4.808622
Ayarlanmış R ²	0.109192	Bağımlı değişkenin standart sapması		0.441782
Regresyonun standart hatası	0.416966	Akaike kriteri		2.952043
Artıkların kareleri toplamı	3685.665	Schwarz kriteri		2.954296
Logaritmik olasılık	-31293.04	Durbin-Watson istatistiği		3.489517

Ek 19. Logaritmik SMF Serisine TGARCH Modelinin Uygulanması Sonucunda Yapılan ARCH Testi Sonuçları

ARCH Testi				
F istatistiği	1.727304	Olabilirlik	0.188770	
Gözlem sayısı * R ²	1.727326	Olabilirlik	0.188753	
Test denklemi				
Bağımlı değişken	: STD-RESID^2			
Metod	: En küçük kareler			
Tarih	: 11/01/09			
Örnek (ayarlanmış)	: 3 21206			
Gözlem sayısı	: 21204			
Değişken	Katsayı	Standart hata	t - istatistiği	Olabilirlik
C	0.131883	0.057562	2.291132	0.0220
STD_RESID^2(-1)	0.009026	0.006867	1.314269	0.1888
R ²	0.000081	Bağımlı değişkenin ortalaması		0.133084
Ayarlanmış R ²	0.000034	Bağımlı değişkenin standart sapması		8.381070
Regresyonun standart hatası	8.380926	Akaike kriteri		7.089888
Artıkların kareleri toplamı	1489227.	Schwarz kriteri		7.090639
Logaritmik olasılık	-75164.99	F istatistiği		1.727304
Durbin-Watson istatistiği	2.000045	Olabilirlik (F istatistiği)		0.188770

Ek 20. Mevsimsel Etkiden Arındırılmış Sistem Logaritmik Saatlik Marjinal Fiyat Serisine uygulanan ARCH modeli sonuçları

Bağımlı değişken	: MSMF			
Metod	: ML-ARCH (Marquardt)-Normal dağılım			
Tarih	: 11/01/09			
Örnek (ayarlanmış)	: 2 21206			
Gözlem sayısı	: 21205			
18 iterasyon				
Varyans	: ON			
GARCH = C(3) + C(4)*RESID(-1)^2				
	Katsayı	Standart hata	z-istatistiği	Olabilirlik
AR(1)	0.788374	0.002212	356.4215	0.0000
MA(1)	0.062886	0.003994	15.74650	0.0000
Varyans Denklemi				
C	0.021820	0.000110	198.1897	0.0000
RESID(-1)^2	0.683303	0.012395	55.12683	0.0000
R ²	0.717120	Bağımlı değişkenin ortalaması		9.43E-06
Ayarlanmış R ²	0.717080	Bağımlı değişkenin standart sapması		0.366973
Regresyonun standart hatası	0.195194	Akaike kriteri		-0.563985
Artıkların kareleri toplamı	807.7736	Schwarz kriteri		-0.562483
Logaritmik olasılık	5983.655	Durbin-Watson istatistiği		1.921332

Ek 21. Mevsimsel Etkiden Arındırılmış Sistem Logaritmik Saatlik Marjinal Fiyat Serisine ARCH Modelinin Uygulanması Sonucunda Yapılan ARCH Testi Sonuçları

ARCH Testi				
F istatistiği	16.44245	Olabilirlik	0.000050	
Gözlem sayısı * R ²	16.43126	Olabilirlik	0.000050	
Test denklemi				
Bağımlı değişken	: STD-RESID^2			
Metod	: En küçük kareler			
Tarih	: 11/01/09			
Örnek (ayarlanmış)	: 3 21206			
Gözlem sayısı	: 21204			
Değişken	Katsayı	Standart hata	t - istatistiği	Olabilirlik
C	1.027803	0.026535	38.73378	0.0000
STD_RESID^2(-1)	-0.027837	0.006865	-4.054929	0.0001
R ²	0.000775	Bağımlı değişkenin ortalaması		0.999965
Ayarlanmış R ²	0.000728	Bağımlı değişkenin standart sapması		3.733725
Regresyonun standart hatası	3.732366	Akaike kriteri		5.472056
Artıkların kareleri toplamı	295355.6	Schwarz kriteri		5.472807
Logaritmik olasılık	-58012.74	F istatistiği		16.44245
Durbin-Watson istatistiği	1.997288	Olabilirlik (F istatistiği)		0.000050

Ek 22. Mevsimsel Etkiden Arındırılmış Sistem Logaritmik Saatlik Marjinal Fiyat Serisine Uygulanan GARCH Modeli Sonuçları

Bağımlı değişken	: MSMF			
Metod	: ML-ARCH (Marquardt)-Normal dağılım			
Tarih	: 11/01/09			
Örnek (ayarlanmış)	: 2 21206			
Gözlem sayısı	: 21205			
26 iterasyon				
Varyans	: ON			
GARCH = C(3) + C(4)*RESID(-1)^2 + C(5)*GARCH(-1)				
	Katsayı	Standart hata	z-istatistiği	Olabilirlik
AR(1)	0.791979	0.003187	248.4692	0.0000
MA(1)	0.077044	0.009010	8.551310	0.0000
Varyans Denklemi				
C	0.007913	8.02E-05	98.62517	0.0000
RESID(-1)^2	0.599597	0.009522	62.97108	0.0000
GARCH(-1)	0.396144	0.003883	102.0219	0.0000
R ²	0.717597	Bağımlı değişkenin ortalaması		9.43E-06
Ayarlanmış R ²	0.717544	Bağımlı değişkenin standart sapması		0.366973
Regresyonun standart hatası	0.195034	Akaike kriteri		-0.636745
Artıkların kareleri toplamı	806.4097	Schwarz kriteri		-0.634868
Logaritmik olasılık	6756.091	Durbin-Watson istatistiği		1.958307

Ek 23. Mevsimsel Etkiden Arındırılmış Sistem Logaritmik Saatlik Marjinal Fiyat Serisine GARCH Modelinin Uygulanması Sonucunda Yapılan ARCH Testi Sonuçları

ARCH Testi				
F istatistiği	7.902743	Olabilirlik	0.004941	
Gözlem sayısı * R ²	7.900543	Olabilirlik	0.004942	
Test denklemi				
Bağımlı değişken	: STD-RESID^2			
Metod	: En küçük kareler			
Tarih	: 11/01/09			
Örnek (ayarlanmış)	: 3 21206			
Gözlem sayısı	: 21204			
Değişken	Katsayı	Standart hata	t - istatistiği	Olabilirlik
C	1.019335	0.028182	36.16996	0.0000
STD_RESID^2(-1)	-0.019303	0.006866	-2.811182	0.0049
R ²	0.000373	Bağımlı değişkenin ortalaması		1.000031
Ayarlanmış R ²	0.000325	Bağımlı değişkenin standart sapması		3.980678
Regresyonun standart hatası	3.980030	Akaike kriteri		5.600550
Artıkların kareleri toplamı	335853.3	Schwarz kriteri		5.601301
Logaritmik olasılık	-59375.03	F istatistiği		7.902743
Durbin-Watson istatistiği	2.000724	Olabilirlik (F istatistiği)		0.004941

Ek 24: Mevsimsel Etkiden Arındırılmış Sistem Logaritmik Saatlik Marjinal Fiyat Serisine Uygulanan EGARCH Modeli Sonuçları

Bağımlı değişken	: MSMF			
Metod	: ML-ARCH (Marquardt)-Normal dağılım			
Tarih	: 11/01/09			
Örnek (ayarlanmış)	: 2 21206			
Gözlem sayısı	: 21205			
24 iterasyon				
Varyans	: ON			
LOG(GARCH) = C(3) + C(4)*ABS(RESID(-1)/@SQRT(GARCH(-1))) +				
C(5)*LOG(GARCH(-1))				
	Katsayı	Standart hata	z-istatistiği	Olabilirlik
AR(1)	0.823960	0.002819	292.3393	0.0000
MA(1)	0.090493	0.008378	10.80064	0.0000
Varyans Denklemi				
C(3)	-1.347252	0.014026	-96.05507	0.0000
C(4)	0.628958	0.007424	84.72507	0.0000
C(5)	0.728138	0.003272	222.5293	0.0000
R ²	0.718430	Bağımlı değişkenin ortalaması		9.43E-06
Ayarlanmış R ²	0.718377	Bağımlı değişkenin standart sapması		0.366973
Regresyonun standart hatası	0.194746	Akaike kriteri		-0.664377
Artıkların kareleri toplamı	804.0309	Schwarz kriteri		-0.662500
Logaritmik olasılık	7049.058	Durbin-Watson istatistiği		2.055382

Ek 25. Mevsimsel Etkiden Arındırılmış Sistem Logaritmik Saatlik Marjinal Fiyat Serisine EGARCH Modelinin Uygulanması Sonucunda Yapılan ARCH Testi Sonuçları

ARCH Testi				
F istatistiği	7.846739	Olabilirlik	0.005096	
Gözlem sayısı * R ²	7.844576	Olabilirlik	0.005097	
Test denklemi				
Bağımlı değişken	: STD-RESID^2			
Metod	: En küçük kareler			
Tarih	: 11/01/09			
Örnek (ayarlanmış)	: 3 21206			
Gözlem sayısı	: 21204			
Değişken	Katsayı	Standart hata	t - istatistiği	Olabilirlik
C	1.019234	0.027438	37.14698	0.0000
STD_RESID^2(-1)	-0.019234	0.006866	-2.801203	0.0051
R ²	0.000370	Bağımlı değişkenin ortalaması		0.999999
Ayarlanmış R ²	0.000323	Bağımlı değişkenin standart sapması		3.868867
Regresyonun standart hatası	3.868242	Akaike kriteri		5.543572
Artıkların kareleri toplamı	317251.9	Schwarz kriteri		5.544323
Logaritmik olasılık	-58770.95	F istatistiği		7.846739
Durbin-Watson istatistiği	2.000606	Olabilirlik (F istatistiği)		0.005096

Ek 26. Mevsimsel Etkiden Arındırılmış Sistem Logaritmik Saatlik Marjinal Fiyat Serisine Uygulanan TGARCH Modeli Sonuçları

Bağımlı değişken	: MSMF			
Metod	: ML-ARCH (Marquardt)-Normal dağılım			
Tarih	: 11/01/09			
Örnek (ayarlanmış)	: 2 21206			
Gözlem sayısı	: 21205			
33 iterasyon				
Varyans	: ON			
GARCH = C(3) + C(4)*RESID(-1)^2 + C(5)*RESID(-1)^2*(RESID(-1)<0)				
+ C(6)*GARCH(-1)				
	Katsayı	Standart hata	z-istatistiği	Olabilirlik
AR(1)	0.787743	0.003353	234.9284	0.0000
MA(1)	0.076578	0.009953	7.693940	0.0000
Varyans Denklemi				
C	0.008037	9.07E-05	88.66124	0.0000
RESID(-1)^2	0.495432	0.009682	51.17193	0.0000
RESID(-1)^2*(RESID(-1)<0)	0.178206	0.015481	11.51113	0.0000
GARCH(-1)	0.397725	0.004443	89.52559	0.0000
R ²	0.717326	Bağımlı değişkenin ortalaması		9.43E-06
Ayarlanmış R ²	0.717259	Bağımlı değişkenin standart sapması		0.366973
Regresyonun standart hatası	0.195132	Akaïke kriteri		-0.638908
Artıkların kareleri toplamı	807.1856	Schwarz kriteri		-0.636655
Logaritmik olasılık	6780.025	Durbin-Watson istatistiği		1.947264

Ek 27. Mevsimsel Etkiden Arındırılmış Sistem Logaritmik Saatlik Marjinal Fiyat Serisine TGARCH Modelinin Uygulanması Sonucunda Yapılan ARCH Testi Sonuçları

ARCH Testi				
F istatistiği	7.474334	Olabilirlik	0.006264	
Gözlem sayısı * R ²	7.472404	Olabilirlik	0.006265	
Test denklemleri				
Bağımlı değişken	: STD-RESID ²			
Metod	: En küçük kareler			
Tarih	: 11/01/09			
Örnek (ayarlanmış)	: 3 21206			
Gözlem sayısı	: 21204			
Değişken	Katsayı	Standart hata	t - istatistiği	Olabilirlik
C	1.018785	0.028332	35.95847	0.0000
STD_RESID ² (-1)	-0.018772	0.006866	-2.733923	0.0063
R ²	0.000352	Bağımlı değişkenin ortalaması		1.000011
Ayarlanmış R ²	0.000305	Bağımlı değişkenin standart sapması		4.003226
Regresyonun standart hatası	4.002615	Akaike kriteri		5.611867
Artıkların kareleri toplamı	339675.7	Schwarz kriteri		5.612618
Logaritmik olasılık	-59495.02	F istatistiği		7.474334
Durbin-Watson istatistiği	2.000702	Olabilirlik (F istatistiği)		0.006264

ÖZGEÇMİŞ

Kazım AYDIN 01.01.1970 yılında Zonguldak'ta doğdu. İlk ve orta öğretimini Çaycuma'da tamamladıktan sonra 1990 yılında İstanbul Teknik Üniversitesi Makina Fakültesi Makina Mühendisliği Bölümünden mezun oldu. 2000 yılında Karaelmas Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü İşletme Ana Bilim Dalında Yüksek Lisans öğrenimine başladı. 2002 yılında "Riske Maruz Değer Hesaplamalarında EWMA ve GARCH Metotlarının Kullanılması; İMKB-30 Endeks Uygulaması" adlı tez çalışması ile yüksek lisansını tamamladı. Halen özel bir şirkette çalışmaktadır.