

2010 | Elektrik
Piyasası
Raporu



İÇİNDEKİLER

ŞEKİLLER LİSTESİ	vi
KISALTMALAR	ix
ÖN SÖZ	xi
YÖNETİCİ ÖZETİ	xiii
1. ULUSLARARASI PİYASALAR	1
1.1 Dünyada Elektrik Sektörü	1
1.1.1 Üretim	1
1.1.2 Kişi Başına Düşen Enerji Tüketimi	3
1.2 Avrupa Birliği Elektrik Piyasaları	6
1.2.1 Elektrik İç Pazarı	6
1.2.2 Yenilenebilir Enerji	11
1.2.3 Elektrik Arz Güvenliği	11
1.2.4 Fiyatlar Açısından Avrupa Birliği ve Türkiye Elektrik Piyasaları	12
1.2.5 Avrupa Birliği İlerleme Raporlarında Türkiye Elektrik Piyasası	15
2. 2010 YILINDA MEVZUATTA YAPILAN DEĞİŞİKLİKLER VE ÖNÜMÜZDEKİ YILLARA İLİŞKİN ÖNGÖRÜLER	18
2.1 2010 Yılında Mevzuatta Yapılan Değişiklikler	18
2.1.1 Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun'da Yapılan Değişiklik	18
2.1.2 Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmelik	19
2.1.3 Elektrik Piyasası Müşteri Hizmetleri Yönetmeliği'nde Yapılan Değişiklikler	21
2.1.4 Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği'nde Yapılan Değişiklikler	22
2.1.5 Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliğinde Yapılan Değişiklikler	24
2.1.6 Elektrik Piyasasında Tarifeler Yönetmeliği ve İlgili Tebliğlerde Yapılan Değişiklikler	24
2.1.7 Elektrik Piyasasında İletim ve Dağıtım Sistemlerine Bağlantı ve Sistem Kullanımı Hakkında Tebliğ'de Yapılan Değişiklikler	25
2.2 2011 Yılında Mevzuata İlişkin Yürütülen Çalışmalar	26

2.2.1	Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği	26
2.2.2	Elektrik Piyasası İthalat ve İhracat Yönetmeliği	27
2.2.3	Elektrik Piyasası Serbest Tüketici Yönetmeliği	27
2.2.4	Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği	28
2.2.5	Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Belgelendirilmesi ve Desteklenmesine İlişkin Yönetmelik Taslağı 28	
2.2.6	Elektrikli Araçlara İlişkin Düzenleme	29
3.	TÜRKİYE ELEKTRİK ÜRETİM VE TÜKETİMİNİN GELİŞİMİ	30
3.1	Lisanslı Kapasitenin Gelişimi	31
3.2	İşletmedeki Kapasite.....	33
3.3	Lisanslama Sürecindeki Kapasite	40
3.4	Türkiye’de Nükleer Güç Santrali Kurma Faaliyetleri	41
3.5	Elektrik Talebinin Gelişimi	44
3.6	Arz Güvenliği	47
4.	TOPTAN SATIŞ PIYASASI YAPISININ GELİŞİMİ VE ÖNGÖRÜLER	53
4.1	Elektrik Piyasası Kavramının gelişimi	53
4.2	Türkiye Elektrik Piyasası Modelinin Gelişimi.....	53
4.3	Elektrik Piyasasında Mali Uzlaştırma Yapılmasına İlişkin Usul Ve Esaslar Hakkında Tebliğ Uygulamaları Dönemi 55	
4.4	Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği (DUY) Dönemi.....	56
4.4.1	Geçici DUY (G-DUY) Dönemi.....	56
4.4.2	Nihai DUY Dönemi (N-DUY) Uygulaması	57
4.4.2.1	Dengeleme Faaliyetleri.....	59
4.4.2.2	Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Faaliyetleri	60
5.	TOPTAN SATIŞ PIYASASININ İNCELENMESİ	62
5.1	Tebliğ Kapsamındaki Uygulamalar.....	62
5.2	Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği Kapsamındaki Uygulamalar	65
5.2.1	Nihai DUY Dönemi Uygulaması (N-DUY)	65
5.2.1.1	Fiyatlar	66
5.2.1.2	İşlem Hacmi	68

5.2.1.3	GÖP ve DGP'ye Sunulan Teklifler	69
5.2.1.4	İkili Anlaşmalar Piyasası.....	70
5.2.1.5	Sistem Kısıtları	72
5.2.1.6	Dağıtım Şirketlerinin Hareketleri.....	74
5.3	Rekabetin Gelişimi	76
6.	İTHALAT-İHRACAT FAALİYETLERİ	80
7.	İLETİM FAALİYETLERİ	88
7.1	İletim Sistemi Kullanım Fiyatı.....	91
7.2	İletim Sistemi İşletim Fiyatı.....	94
7.3	Piyasa İşletim Ücreti	95
7.4	İletim Sistemi Yatırımları.....	95
8.	DAĞITIM VE PERAKENDE SATIŞ FAALİYETLERİ	99
8.1	Kayıp-Kaçak.....	103
8.2	ELEKTRİK TARİFELERİ	106
8.3	Dağıtım Seviyesi Tüketimi.....	111
8.4	Dağıtım Yatırımları.....	111
8.5	Denetim	113
8.6	Kalite Göstergeleri	115
8.7	Abone Sayıları ve Dağıtılan Enerji Miktarı	115
9.	ORGANİZE SANAYİ BÖLGELERİ (OSB) FAALİYETLERİ	117
9.1	OSB Üretim Lisansı.....	117
9.2	OSB Dağıtım Lisansı	118
	KAYNAKLAR.....	123

ŞEKİLLER LİSTESİ

Şekil 1-1: 2008 Yılı Dünya Elektrik Üretiminin Kaynaklara Göre Dağılımı.....	2
Şekil 1-2: 2008 Yılı Türkiye Elektrik Üretiminin Kaynaklara Dağılımı.....	3
Şekil 1-3: 2008 Yılı Kişi Başına Düşen Birincil Enerji Arzı (tep/kişi)	4
Şekil 1-4: 2009 Yılı Kişi Başına Düşen Elektrik Tüketimi (MWh/kişi).....	5
Şekil 1-5: Kişi Başına Düşen Elektrik Tüketimleri Artış Oranları	6
Şekil 1-6: 2008 Yılı İtibarıyla AB Ülkelerinde En Büyük Üreticinin Piyasa Payı	12
Şekil 1-7: AB Mesken Tüketicileri İçin Elektrik Fiyatları (€/kWh).....	13
Şekil 1-8: AB Sanayi Tüketicileri İçin Elektrik Fiyatları (€/kWh).....	13
Şekil 1-9: AB Mesken Tüketicileri Elektrik Fiyatları ve Vergi Oranları (€/kWh)	14
Şekil 1-10: AB Sanayi Tüketicileri Elektrik Fiyatları ve Vergi Oranları (€/kWh).....	15
Şekil 1-11: Mesken ve Sanayi Fiyatları (€/kWh)	15
Şekil 3-1: Yıllar İtibarıyla EPDK'dan Lisans Alan Kapasitenin Gelişimi (MW)	32
Şekil 3-2: EPDK'ya Yapılan Başvuru Sayısı ve Kapasite	33
Şekil 3-3: 2010 Yılı Sonu İtibarıyla İşletmedeki Kurulu Gücün Kuruluşlara Dağılımı.....	35
Şekil 3-4: Türkiye Kurulu Gücünün Kaynaklara Dağılımı (MW)	35
Şekil 3-5: Yıllara Göre Geçici Kabulü Yapılan Santrallerin Kurulu Gücü (MW).....	36
Şekil 3-6: Devreye Alınan Kapasitenin Yakıtlara Göre Dağılımı (MW)	37
Şekil 3-7: EPDK'dan Lisans Alan Kapasitenin Yakıt Türlerine Göre Dağılımı (MW).....	37
Şekil 3-8: EPDK'dan Lisans Alan İşletmedeki Kapasitenin Yakıt Türlerine Göre Dağılımı	38
Şekil 3-9: EPDK'dan Lisans Alan İnşa Halindeki Kapasitenin Yakıt Türlerine Göre Dağılımı.....	39
Şekil 3-10: Lisanslama Sürecinin Kuruluşlara Göre Dağılımı.....	39
Şekil 3-11: Yakıt Türleri Bazında Lisanslama Süreci (MW).....	40
Şekil 3-12: Lisanslama Sürecinin Yakıtlara Göre Dağılımı (MW).....	41
Şekil 3-13: Puant Talebin Yıllar İtibarıyla Gelişimi (MW)	45
Şekil 3-14: Elektrik Enerji Talebinin Yıllar İtibarıyla Gelişimi (GWh)	46
Şekil 3-15: Tertiplenmiş Yük Eğrisi (MW)	46
Şekil 3-16: Yüksek Puant ve Enerji Talebi Senaryosu	48
Şekil 3-17: Düşük Puant ve Enerji Talebi Senaryosu.....	49
Şekil 3-18: Senaryo 1 ve 2 İçin Yedek Oranları	50
Şekil 3-19: Kurulu Güç ve Karşılabilir Güç (MW)	51
Şekil 5-1: TETAŞ, YAL ve YAT Fiyatları.....	63
Şekil 5-2: Tebliğ Döneminde PMUM'a Kayıtlı Gerçek ve Tüzel Kişi Sayısı	64
Şekil 5-3: Elektrik Sistemine Verilen ve Sistemden Çekilen Enerji Miktarı	65
Şekil 5-4: 2010 yılı GÖP ve DGP için Yıllık Tertiplenmiş Fiyat Eğrileri (TL/MWh).....	66

Şekil 5-5: SGÖF'ün Saatlik Yük ile İlişkisi (TL/MWh)	67
Şekil 5-6: SMF'nin Saatlik Yük ile İlişkisi (TL/MWh)	68
Şekil 5-7: GÖP ve DGP Hacimleri (MWh)	69
Şekil 5-8: GÖP ve DGP'de Üretilen YAL ve YAT Talimatlarının Toplam Hacmi (MWh)	70
Şekil 5-9: İkili Anlaşma Hacminin Gelişimi (MWh)	71
Şekil 5-10: Özel-Özel İkili Analaşmaların Gelişimi (MWh)	72
Şekil 5-11: Kısıt Ek Maliyetleri (%)	73
Şekil 5-12: DGP ve GÖP'te YAL ve YAT Ek Maliyet Oranları (%)	74
Şekil 5-13: Dağıtım Şirketlerinin İkili Anlaşma Miktarlarının Gelişimi (MWh)	75
Şekil 5-14: Dağıtım Şirketlerinin Tüketim Tahminleri ve Sapma Oranları (MWh)	75
Şekil 5-15: Serbest Tüketici Limitinin ve Piyasa Açıklık Oranın Gelişimi	76
Şekil 5-16: Serbest Tüketici Sayısının Gelişimi	77
Şekil 5-17: Serbest Tüketicilerin Toplam Tüketimleri (MWh)	77
Şekil 5-18: Serbest Tüketici Sayaç Sayısının Gelişimi	78
Şekil 5-19: Serbest Tüketici Tüketiminin Toplam Tüketime Oranı (MWh)	79
Şekil 6-1: ENTSO-E Deneme İşletmesi İçin 2010 Yılında Yapılan Enerji Alışverişleri (GWh)	81
Şekil 6-2: Elektrik İthalat ve İhracat Miktarlarının Yıllara Göre Gelişimi (GWh)	83
Şekil 6-3: 2003 Yılından İtibaren Yapılan Toplam İthalatın Ülkelere Dağılımı (GWh)	84
Şekil 6-4: 2003 Yılından İtibaren Yıllar İtibarıyla İthalatın Ülkeler Bazında Dağılımı (GWh)	84
Şekil 6-5: 2003 Yılından İtibaren Yapılan Toplam İhracatın Ülkelere Göre Dağılımı (GWh)	85
Şekil 6-6: 2003 Yılından İtibaren Yıllar İtibarıyla İhracatın Ülkeler Bazında Gelişimi (GWh)	86
Şekil 6-7: 2003'den İtibaren Yıllar İtibarıyla İthalat, İhracat, Brüt Üretim ve Talebin Gelişimi (GWh)	86
Şekil 7-1: 2010 Yılı İtibarıyla Türkiye İletim Elektrifikasyon Şeması	89
Şekil 7-2: İletim Sistemi Üretim ve Tüketim Kullanım Tarifeleri Yıllara Göre Değişimi (%)	92
Şekil 7-3: Yıllar İtibarıyla Bölgelere Göre İletim Sistem Kullanım Tarifesi - Üretim (TL/MW-Yıl)	92
Şekil 7-4: Yıllar İtibarıyla Bölgelere Göre İletim Sistem Kullanım Tarifeleri – Tüketim (TL/MW-Yıl)	93
Şekil 7-5: 2011 Yılı Bölgelere Göre İletim Sistemi Üretim ve Tüketim Kullanım Tarifeleri (TL/MW-Yıl)	94
Şekil 7-6: İletim Sistemi İşletim Tarifesi (TL/MW-Yıl)	94
Şekil 7-7: Piyasa İşletim Ücreti (TL/Ay)	95
Şekil 8-1: Elektrik Dağıtım Bölgeleri	100
Şekil 8-2: Elektrik Dağıtım Bölgelerinin Özelleştirme Devirleri	100
Şekil 8-3: Türkiye Geneli Dağıtım Seviyesi Kayıp-Kaçak Miktarı (MWh) ve Oranı	104
Şekil 8-4: 2009 yılı Dağıtım Bölgeleri Kayıp-Kaçak Oranları	105
Şekil 8-5: 2009 Yılı Dağıtım Bölgeleri Kayıp-Kaçak Enerji Miktarları (MWh)	105
Şekil 8-6: Türkiye Dağıtıma Esas Elektrik Tüketimi Grafiği (GWh)	111
Şekil 8-7: Dağıtım Şirketlerinin Onaylı ve Gerçekleşen Yatırımları (Milyon TL)	112
Şekil 8-8: 2011-2015 Toplam Yatırım Harcaması (TL)	112
Şekil 8-9: 2009 Yılı İtibarıyla Dağıtım Bölgeleri Bazında Abone Sayıları	116

Şekil 8-10: Dağıtım Bölgeleri Bazında Tüketim Miktarları (MWh).....	116
Şekil 9-1: Dağıtım Bedeli Önerisi Çeşitleri	118
Şekil 9-2: OSB’lerce Teklif Edilen Dağıtım Bedelleri ile Katılımcı Sayılarının İlişkisi	119
Şekil 9-3: OSB’lerce Teklif Edilen Dağıtım Bedelleri ile Hat Uzunluklarının İlişkisi	120
Şekil 9-4: OSB’ler Tarafından Teklif Edilen Dağıtım Bedellerinin Bileşenleri(Kr/kWh)	121
Şekil 9-5: 2011 Yılı Onaylanan Dağıtım Bedellerinin Enflasyonla Güncellenmiş 2010 Dağıtım Bedelleri ile Karşılaştırılması	122

KISALTMALAR

AB	: Avrupa Birliği
ABD	: Amerika Birleşik Devletleri
ACER	: Agency for the Cooperation of Energy Regulators
DGP	: Dengeleme Güç Piyasası
DPT	: Devlet Planlama Teşkilatı
DUY	: Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği
ENTSO-E	: Avrupa İletim Sistem İşletmecileri Birliği (European Network of Transmission System Operators for Electricity)
EPDK	: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
ETKB	: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
EUROSTAT	: Avrupa İstatistik Kurumu (European Statistical System)
G-DUY	: Geçici DUY
GÖP	: Gün Öncesi Planlama
HES	: Hidroelektrik Santrali
IEA	: Uluslararası Enerji Ajansı (International Energy Agency)
MYTM	: Milli Yük Tevzi Merkezi
OECD	: İktisadi İşbirliği ve Gelişme Teşkilatı (OECD-Organisation for Economic Co-operation and Development)
OSB	: Organize Sanayi Bölgesi
OSOS	: Otomatik Sayaç Okuma Sistemi
PMUM	: Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi
RES	: Rüzgarlı Elektrik Santrali

SBDT	: Sıfır Bakiye Düzeltme Tutarı
SDF	: Sistem Dengesizlik Fiyatı
SGÖF	: Sistem Gün Öncesi Fiyatı
SMF	: Sistem Marjinal Fiyatı
TAEK	: Türkiye Atom Enerjisi Kurumu
Takasbank	: İstanbul Menkul Kıymetler Borsası Takas ve Saklama Bankası
TEAŞ	: Türkiye Elektrik Anonim Şirketi
TEDAŞ	: Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
TEİAŞ	: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
TEK	: Türkiye Elektrik Kurumu
TETAŞ	: Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi
TORETOSAF	: Türkiye Ortalama Elektrik Toptan Satış Fiyatı
UCTE	: Union for the Coordination of Transmission of Electricity
UEÇM	: Uzlaştırmaya Esas Çekiş Miktarı
UEVM	: Uzlaştırmaya Esas Veriş Miktarı
YAL	: Yük Alma
YAT	: Yük Atma
YEK	: Yenilenebilir Enerji Kaynakları
Yİ	: Yap-İşlet
YİD	: Yap-İşlet-Devret

ÖN SÖZ

4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu (Kanun); elektriğin yeterli, kaliteli, sürekli, düşük maliyetli ve çevreyle uyumlu bir şekilde tüketicilerin kullanımına sunulması için, rekabet ortamında özel hukuk hükümlerine göre faaliyet gösterecek piyasanın oluşturulması için gereken yasal çerçeveyi oluşturmuştur. Bu çerçevede piyasada rekabetin tesisi ve gelişimine katkıda bulunmak amacıyla hazırlanan “Elektrik Piyasası Raporu – 2010”, geçtiğimiz yıl itibarıyla meydana gelen gelişmelere ilişkin olarak piyasayı bilgilendirmeyi amaçlamaktadır.

Kanunda öngörülen piyasa modelinin gelişmesi, öncelikle elektrik dağıtım ve üretim sektörlerinde piyasa hedeflerine uygun bir özelleştirmenin yapılmasını ve rekabete açık ve şeffaf bir arz fazlasının oluşmasını gerekli kılmaktadır. Kararlı ve istikrarlı bir program çerçevesinde serbestleştirilmenin giderek arttığı bir piyasa, yerli ve yabancı özel sektör yatırımcıları için bir cazibe merkezi olma özelliğini kazanacaktır.

Türkiye’de reform niteliği taşıyan bu yasal düzenlemenin öngörülen hedeflere ulaşması, reformun üretim aşamasından nihai tüketiciye kadar tüm piyasa katılımcıları tarafından ortak bir hedef olarak benimsenmesini gerektirmektedir. Reformun başarısı, enerji sektörünün üretim, dağıtım, toptan satış gibi tüm süreçlerinden oluşan yapısının mali açıdan güçlü ve sürdürülebilir hale getirilmesine bağlıdır. Bu hedefleri gözeterek hazırlanan piyasa raporunda;

- ❖ Uluslararası elektrik piyasaları ile ilgili değerlendirme,
- ❖ Türkiye elektrik piyasası ve öngörüler,
- ❖ Elektrik piyasası mevzuatında 2010 yılında gerçekleşen değişiklikler ve önümüzdeki yıllara ilişkin öngörüler,
- ❖ Türkiye’de elektrik üretim ve tüketiminin gelişimi,
- ❖ İthalat ve ihracat faaliyetleri,
- ❖ Elektrik iletim tarifelendirme ve işletmeciliği faaliyetleri,
- ❖ Dağıtım ve Perakende Satış Faaliyetleri,
- ❖ Organize Sanayi Bölgelerinin elektrik piyasası faaliyetleri,

ana başlıkları altında kapsamlı olarak değerlendirmeler yapılmış ve nihai amaçlara ulaşılabilmesi için, uygulama açısından önem taşıyan hususlara vurgu yapılmıştır. Bu raporda ayrıca,

- ❖ Elektrik piyasasında serbestleşme, rekabet ve özel sektör işletmeciliğinin geliştirilmesi yönünde yapılması gereken çalışmalar,

- ❖ Ülkemiz Elektrik Enerji Sektörünün yerli ve yabancı yatırımcılar açısından en cazip sektör konumuna ulaşabilmesi için yapılan ilgili mevzuat düzenlemeleri ve uygulamalar,
- ❖ Ana sektör aktiviteleri olarak üretim, iletim, toptan satış, organize toptan satış piyasaları

şeffaf olarak izah edilmiş ve grafiksel gösterimlerle sektörün izleyenlerine açıklayıcı bilgiler verilmeye çalışılmıştır.

Elektrik sektörünü düzenleme ve denetleme ile yetkilendirilmiş Kurum olarak sorumluluk bilinci ile elektrik sektörünün gelişim sürecini başarıyla yönetmemiz gerektiğini biliyor ve geçiş dönemlerinde yaşanan ve yaşanacak muhtemel ihtiyaç ve sorunları Kanun'un talimatı olan eşit taraflar arasında ayırım gözetmeksizin gidermek amacıyla, sektörün tüm bileşenleri ile son derece diyalog içerisinde ve hassas çalışıldığını vurgulamak istiyorum.

Önümüzdeki süreçte piyasa reformu açısından tarihi öneme sahip ve Nihai-DUY safhasının son aşaması olarak planlanan **Gün Öncesi Piyasasının**, Gün Öncesi Planlamanın yerini alarak teminat mekanizmaları ile beraber **1 Aralık 2011** tarihinde faaliyete geçmesi EPDK Kurul Kararı ile belirlenmiş olup, sektöre duyurulmuştur. Söz konusu düzenlemeler, piyasa katılımcılarına daha etkin teklif yapısı sunabilmelerine imkân tanınması ve teminat mekanizmasına sahip olması nedeni ile çok daha verimli ve güvenilir bir toptan satış piyasa yapısının oluşumunu temin etmektedir. Yeni piyasa yapısı, yatırımcılara daha güvenilir bir ortam oluşturması nedeniyle özellikle özelleştirme sürecine önemli katkıda bulunacaktır.

Bu raporunun piyasaya doğru, tarafsız ve piyasanın geleceğine ait gerçek yönlendirmeler ve sinyaller vereceğini biliyor, bundan sonra hazırlanacak yayımlara da bir dayanak oluşturacağını ümit ediyorum. Bu raporun hazırlanmasında yoğun emek sarf eden Kurumumuz, Elektrik Piyasası Dairesi, İletim Grubu ve Dağıtım Grubu çalışanlarına gayretlerinden ötürü teşekkürlerimi sunuyorum.

Ülkemizin tüm dünyanın takdirle izlediği ekonomik büyüme sürecinde lokomotif görevini sürdüren Türkiye enerji sektörünün tüm katılımcılarına, bu eserin bir başvuru belgesi olarak faydalı olmasını diliyor ve sektör başarı çizgisinin daha yükseğe yönelmesini umut ediyorum.

Hasan KÖKTAŞ

Başkan

YÖNETİCİ ÖZETİ

Dünya piyasaları:

- Türkiye'nin fosil kaynaklara özellikle de doğal gazla olan bağımlılığı dünya ortalamasının üzerindedir.
- Türkiye'de kişi başına düşen enerji tüketimi gelişmiş ülkelerin ve dünya ortalamasının altında olmasına karşın enerji talebi artış oranı söz konusu ortalamaların çok üstündedir.

AB piyasaları:

- Türkiye mesken ve sanayi fiyatları, AB ortalamasından düşüktür.
- Türkiye'de elektriğin üzerindeki vergi oranları AB ortalamasının altındadır.

Mevzuata İlişkin Gelişmeler:

- 29.12.2010 tarihinde 6094 sayılı Kanun'la, Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun'da (YEK) önemli değişiklikler yapılmıştır. YEK Kanunu'ndaki değişiklikle yenilenebilir enerji kaynaklarıyla üretim yapan tesislerin ürettikleri elektrik enerjisinin hangi fiyattan ve nasıl bir mekanizmayla satılabileceğine ilişkin yeni düzenlemeler öngörülmüştür.
- Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine Dair Yönetmelik (Yönetmelik), 03.12.2010 tarih ve 27774 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe girmiştir. Yönetmeliğin amacı, azami 500 kW kurulu güce sahip yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesisleriyle mikro kojenerasyon tesislerinden elektrik üretecek gerçek ve tüzel kişilerin şirket kurmaya ve EPDK'dan lisans almaya gerek duymadan elektrik üretim faaliyetinde bulunmasına ilişkin usul ve esasları düzenlemektir.
- Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği, Serbest Tüketici Yönetmeliği, Yan Hizmetler Yönetmeliği ve Tarifeler Yönetmeliği'nde çeşitli değişiklikler yapılmıştır. DUY'da yapılan değişiklikle, PMUM bünyesinde, hali hazırda Gün Öncesi Planlama aşaması uygulanmakta olan toptan satış piyasasının nihai aşamasını teşkil eden Gün Öncesi Piyasası'na ait teminat mekanizması detaylandırılmıştır. Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu, 1 Aralık 2011 tarihinde Gün Öncesi Piyasasına geçilmesine ilişkin karar vermiş olup söz konusu Kurul kararı piyasa katılımcılarına duyurulmuştur.

Üretim-Tüketim dengeleri:

- 2010 yılında toplam kurulu gücü 2769 MW olan toplam 119 adet lisans verilmiştir.
- Lisans alan santrallerin kurulu güç ortalaması düşmektedir.
- 2010 yılında 4800 MW'a yakın kapasite işletmeye alınmıştır. Bu miktar 2009 yılının yaklaşık % 60 üzerindedir. İşletmeye giren kapasitede doğal gazın payı önemli oranda azalmıştır. Türkiye toplam kurulu gücü 2011 yılı Şubat ayı itibarıyla 50.003 MW'a ulaşmıştır.
- Lisanslama sürecinde 70.000 MW'tan fazla kurulu güç talebi bulunmaktadır. Bunun yarıya yakın kısmı İnceleme Değerlendirme aşamasında bulunmaktadır. Bu miktarın da önemli kısmını rüzgar kaynaklı lisans başvuruları oluşturmaktadır.
- 2010 yılında Türkiye büyük oranda ekonomik toparlanma sürecine girmiştir. Puant talep artışı % 11,8; enerji talebi artışı % 7,9 olarak gerçekleşmiştir.
- 2010 yılında puant talep 33.392 MW, baz yük ise 13.513 MW olarak gerçekleşmiştir.
- Türkiye, Elektrik Piyasası ve Arz Güvenliğiyle İlgili Gözden Geçirilmiş Strateji Belgesine göre, 2023 yılına kadar elektriksel kurulu gücünün % 5'inin nükleer güç olmasını planlamaktadır.
- 12 Mayıs 2010 tarihinde Ankara'da imzalanan "Türkiye Cumhuriyeti Hükümeti ile Rusya Federasyonu Hükümeti Arasında Türkiye Cumhuriyeti'nde Akkuyu Sahası'nda bir Nükleer Güç Santrali'nin Tesisine ve İşletimine Dair İşbirliğine İlişkin Anlaşma"nın onaylanmasının uygun bulunduğu ilişkin Kanun Resmi Gazete'de yayımlanmıştır. 14 Aralık 2010 tarihi itibarıyla da Akkuyu NGS Elektrik Üretim A.Ş. ticari olarak kurulmuştur. Çalışmaların sonuçlandırılması için tüm kamuoyunun bilinçlendirilmesi ve desteğinin alınması önem arz etmektedir.

Toptan Satış Piyasası:

- Gün Öncesi Piyasasında 2010 yılında ortalama fiyat 122 TL/MWh olarak gerçekleşmiştir. En yüksek SGÖF değeri 420 TL/MWh, en düşük SGÖF değeri 0,00 TL/MWh olarak gerçekleşmiştir.
- Dengeleme Güç Piyasasında 2010 yılında ortalama fiyat 118 TL/MWh olarak gerçekleşmiştir. En yüksek SMF değeri 420 TL/MWh, en düşük SMF değeri -0,32 TL/MWh olarak gerçekleşmiştir.
- Her iki piyasada da en yüksek fiyat olan 420 TL, yıllık puant talebin gerçekleştiği 19 Ağustos saat 13:00'da gerçekleşmiştir. En düşük fiyatlar ise SMF için 1 Ocak 2010 saat 06:00'da, SGÖF için 28 Mart 2010 saat 03:00'da gerçekleşmiştir.
- Piyasadaki enerjinin % 30'a yakın kısmı GÖP ve DGP'de işlem görmektedir. Bu enerjinin % 80'e varan kısmını da doğal gaz santralleri üretmektedir.

- Taraflarının tamamı özel şirketler olan ikili anlaşma miktarı 2010 yılı içerisinde sekiz katına çıkmıştır.
- Sistem kısıtlarının toplam maliyeti 1 milyar TL'ye yaklaşmış olup bunun yarıya yakın kısmını Piyasa Yönetim Sistemi yazılımı tarafından üretilen talimatlar oluşturmaktadır.
- Dağıtım şirketleri ortalama olarak tüketimlerinin % 85 civarındaki kısmını ikili anlaşmalar ile temin etmektedirler.
- Dağıtım şirketlerinin aylık tüketim tahminlerinin sapma oranları % -1 ile % 5 arasında değişmektedir.
- Serbest tüketici limiti 2011 yılı başında 30 MWh/yıl'a düşürülmüş olup, teorik piyasa açıklık oranı yaklaşık % 78'e ulaşmıştır.
- 2010 yılı için 100 MWh/yıl olarak belirlenen serbest tüketici limitine göre hesaplanan teorik piyasa açıklık oranının yaklaşık % 63 olmasına karşın elektrik sektörünün rekabete açık kısmının, üretim tarafı itibarıyla kurulu güçler dikkate alındığında tüm piyasanın % 30,7'si olduğu, tüketim tarafı itibarıyla ise 2010 yılında serbest tüketici hakkını kullanan tüketicilerin gerçekleşen tüketimleri dikkate alındığında fiili piyasa açıklık oranının en yüksek % 17 olarak gerçekleştiği görülmektedir.

İthalat-İhracat faaliyeti:

- Türkiye Elektrik Sisteminin ENTSO-E sistemi ile 18 Eylül 2010 tarihinde 1 yıllık Deneme Senkron Paralel İşletme aşamasına geçilmiştir.
- Türkiye Elektrik Sistemi, ENTSO-E üyeleri olan Bulgaristan Elektrik Sistemine iki adet 400 kV iletim hattı ile Yunanistan Elektrik Sistemine ise bir adet 400 kV iletim hattı ile bağlanmıştır.
- 2010 yılı ithalat ve ihracat rakamları sırasıyla, 1148 GWh ve 1921 GWh olarak gerçekleşmiştir. İthalat ve ihracatın Türkiye toplam üretimindeki oranı % 2'nin altındadır.

İletim faaliyeti:

- 2010 yılındaki Sistem Kullanım Tarifeleri, önceki yıla göre % 7,2 oranında yükselmiştir.
- Sistem İşletim Tarifeleri, önceki yıla göre % 0,5 oranında yükselmiştir.
- Piyasa İşletim Ücreti, önceki yıla göre % 17 oranında yükselmiştir.
- 2011 yılı için 698 milyon TL iletim yatırımı Kurul Kararı ile onaylanmıştır.

Dağıtım faaliyeti:

- Dağıtım özelleştirme ihaleleri 2010 yılında tamamlanmıştır. Özelleştirmeden elde edilecek toplam tutar 15,889 milyar dolara ulaşmıştır.

- Kayıp-kaçak oranı düşmesine karşın, artan enerji talebi nedeniyle kayıp enerji miktarı azalmamaktadır.
- En yüksek kayıp-kaçak oranı ve kayıp enerji miktarı Dicle Elektrik Dağıtım bölgesindedir.
- İkinci Tarife dönemi olan 2011-2015 Dönemi için yaklaşık 9 milyar TL yatırım bütçesi Kurul tarafından onaylanmıştır.

Organize Sanayi Bölgeleri:

- OSB'lerin 15 TWh'ın üzerinde elektrik, 4,5 milyar m³'ün üzerinde doğal gaz tüketimi vardır. Ülkemizde tüketilen elektrik enerjisinin % 8'e yakın bir kısmı OSB'ler tarafından tüketilmektedir.
- Faaliyette olan 148 OSB'nin 2010 yılı sonuna kadar 127 adedine OSB Dağıtım Lisansı verilmiş olup, OSB'lerin 2011 yılında uygulayacakları OSB Dağıtım Bedelleri onaylanarak Kurum internet sitesinde yayımlanmıştır.
- 2010 yılı için onaylanan dağıtım bedellerinin ortalaması 1,09 Kr/kWh iken 2011 yılı için teklif edilen dağıtım bedellerinin ortalaması 1,39 Kr/kWh, onaylanan bedellerin ortalaması 1,22 Kr/kWh, ağırlıklı ortalamaları ise 1,14 Kr/kWh olarak gerçekleşmiştir.

1. ULUSLARARASI PİYASALAR

Bu kısımda, önce dünyada elektrik sektörü, ardından Avrupa Birliği (AB) elektrik piyasaları Türkiye ile karşılaştırmaları olarak incelenecek, son olarak da AB ilerleme raporlarının son üç yılda Türkiye elektrik piyasasına ilişkin kısımlarına yer verilecektir.

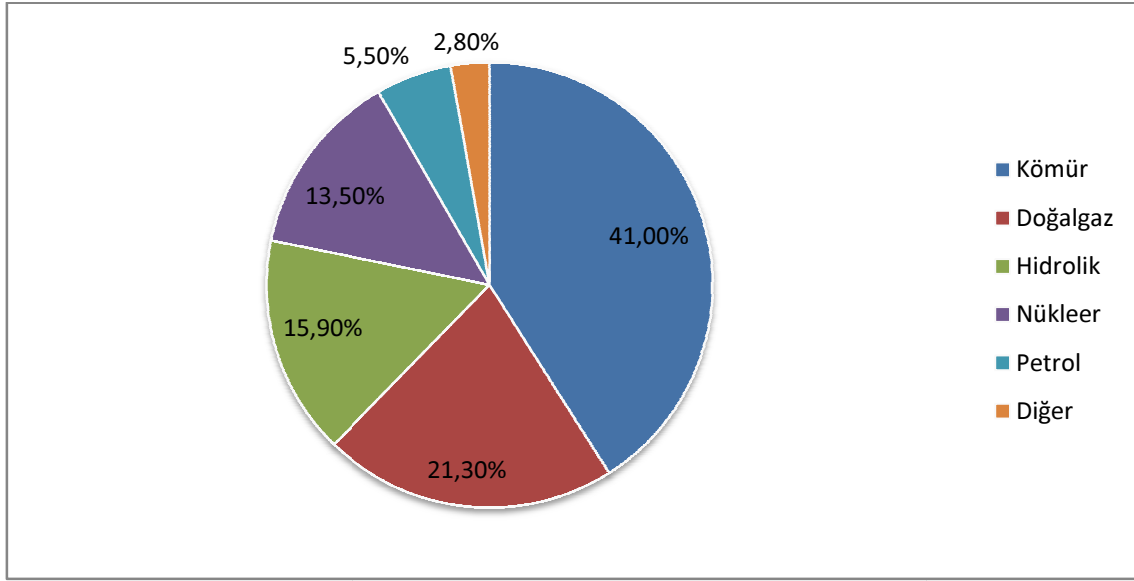
1.1 DÜNYADA ELEKTRİK SEKTÖRÜ

Öncelikle, elektrik sektörüne dünya genelinde bakmak amacıyla elektrik üretim ve tüketim değerleri, son yıllardaki elektrik fiyatları, elektrik ihracat/ithalat verileri ülkemiz değerleri ile kıyaslanarak sunulmuştur.

1.1.1 ÜRETİM

2008 yılı verilerine göre dünya elektrik üretimi 20.181 TWh olarak gerçekleşmiştir ve bunun % 41'i kömürden, % 21,3'ü doğal gazdan, % 15,9'u da hidroelektrik kaynaklardan sağlanmıştır. Küresel elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı aşağıdaki şekilde gerçekleşmiştir:

Şekil 1-1: 2008 Yılı Dünya Elektrik Üretimine Kaynaklara Göre Dağılımı



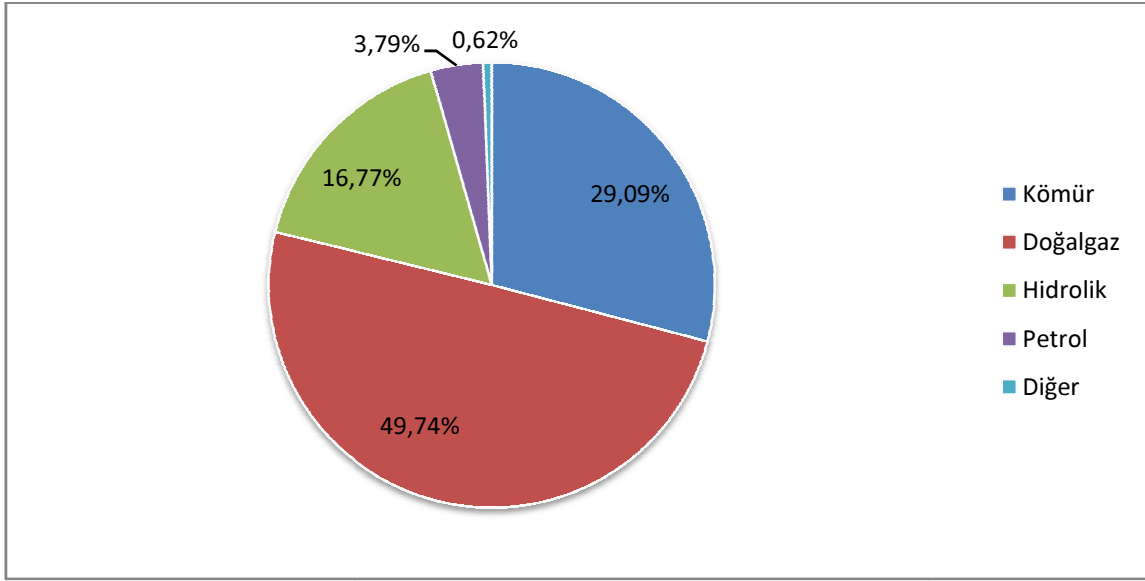
Kaynak: Uluslararası Enerji Ajansı (UEA) - 2010 Anahtar Dünya Enerji İstatistikleri

Şekil 1-2’de 2008 yılı Türkiye elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı gösterilmektedir. Dünyadaki dağılım ile karşılaştırıldığında elektrik üretiminde ülkemizin doğal gazı çok daha bağımlı olduğu görülmektedir. Türkiye’de doğal gazın elektrik üretimindeki payı dünya elektrik üretimindeki payının iki katından fazla olup, kömürün payı dünya ortalamasının altındadır. Hidrolik kaynaklar üretimde payı ise hemen hemen aynı seviyededir.

2008 yılında üretilen elektriğin % 41,7’si sanayide, % 1,6’sı ulaşırmada, geri kalan % 56,7’si ise tarım, ticari hizmetler, kamu hizmeti, konutlar ve diğer alanlarda tüketilmiştir. En büyük elektrik üreticisi 4344 TWh ile Amerika Birleşik Devletleri (ABD) olurken en büyük elektrik ihracatçısı 48 TWh ile Fransa, en büyük ithalatçı ise 42 TWh ile Brezilya’dır.

Yine 2008 yılında en büyük üç nükleer elektrik üreticisi 838 TWh ile ABD, 439 TWh ile Fransa, 258 TWh ile Japonya olmuştur. Bunlardan Fransa elektrik üretiminin % 77,1’ini nükleer santrallerden gerçekleştirmiştir. Elektrik üretimini nükleer enerjiden karşılamada % 46,7 ile Ukrayna ikinci; % 42,6 ile İsveç üçüncü sırada yer almıştır.

Şekil 1-2: 2008 Yılı Türkiye Elektrik Üretimine Kaynaklara Dağılımı



Kaynak: Uluslararası Enerji Ajansı (UEA) - 2010 Anahtar Dünya Enerji İstatistikleri

En büyük elektrik üreticisi olan ABD'nin elektrik fiyatları incelendiğinde, 2007, 2008 ve 2009 yıllarında sanayi için vergi hariç elektrik fiyatları ortalama olarak, sırasıyla 6,28 ¢/kWh, 7,02 ¢/kWh ve 6,84 ¢/kWh olarak gerçekleşmiştir. Mesken tüketicileri için bu fiyatlar 10,27 ¢/kWh, 11,35 ¢/kWh ve 11,55 ¢/kWh olmuştur.

1.1.2 KİŞİ BAŞINA DÜŞEN ENERJİ TÜKETİMİ

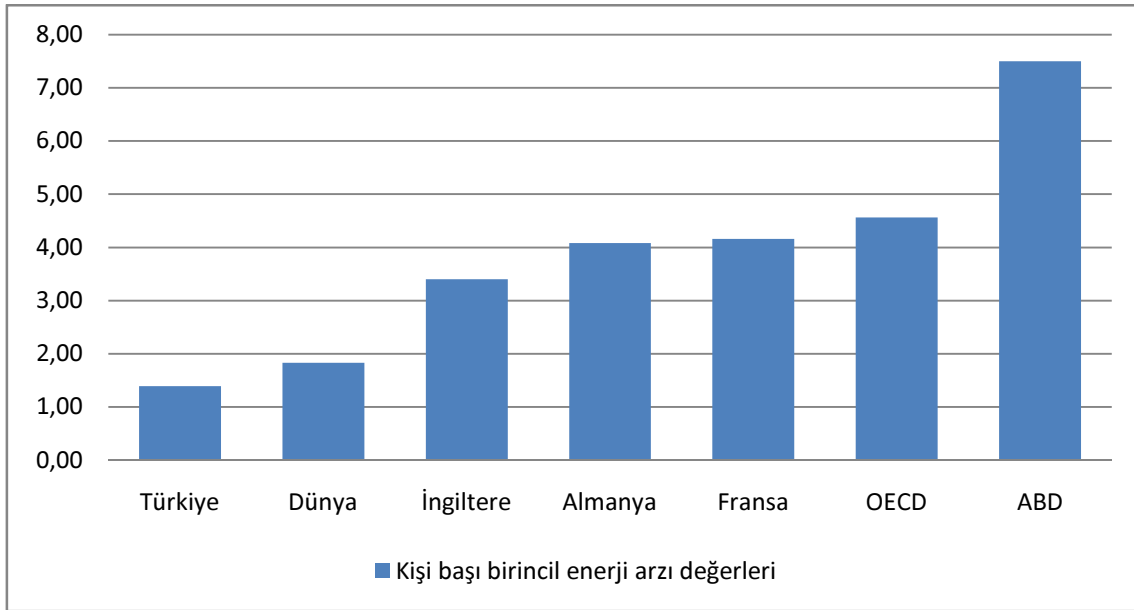
Çizelge 1-1'de görüldüğü üzere, 2008 yılı verilerine göre Türkiye'nin kişi başına düşen birincil enerji arzı dünya ortalamasının altında yer alırken, OECD ülkeleri ortalamasının ise üçte biri civarındadır. Bu durum, ilerleyen yıllarda ülkemizde birincil enerji arzı için potansiyel bir artış alanı olduğuna işaret etmektedir. Kişi başı birincil enerji arzı değerleri şu şekilde gerçekleşmiştir:

Çizelge 1-1: Kişi Başına Düşen Enerji Arzı (Tep/Kişi)

	2006	2007	2008
Dünya	1,80	1,82	1,83
OECD	4,70	4,64	4,56
ABD	7,78	7,75	7,50
Almanya	4,23	4,03	4,08
Fransa	4,31	4,15	4,16
İngiltere	3,82	3,48	3,40
Türkiye	1,29	1,35	1,39

Kaynak: Uluslararası Enerji Ajansı (UEA) - Anahtar Dünya Enerji İstatistikleri(2008, 2009 ve 2010)

Şekil 1-3: 2008 Yılı Kişi Başına Düşen Birincil Enerji Arzı (tep/kşi)



*tep: ton eşdeğer petrol (1 tep=10 Gcal=10,63 MWh)

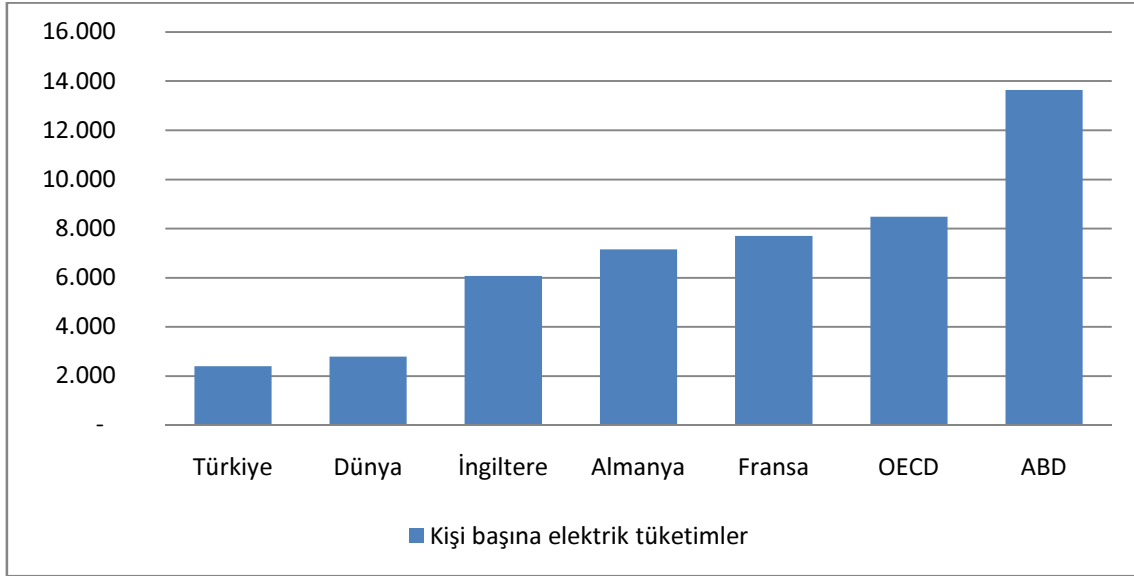
OECD verileri yıllar itibarıyla incelendiğinde bir gelişmişlik göstergesi olarak kabul edilen kişi başına düşen elektrik tüketimimizde artış görülmektedir. Buna rağmen aşağıdaki şekil, bize Türkiye'nin aynı gösterge açısından önemli bir mesafe kat etmesi gerektiğini göstermektedir. Kişi başına düşen elektrik tüketimleri ise Çizelge 1-2'de gösterilmiştir:

Çizelge 1-2: Kişi Başına Düşen Elektrik Tüketimi (kWh/Kişi)

	2006	2007	2008
Dünya	2659	2752	2782
OECD	8381	8477	8486
ABD	13515	13616	13647
Almanya	7175	7185	7148
Fransa	7585	7573	7703
İngiltere	6192	6142	6067
Türkiye	2053	2210	2400

Kaynak: Uluslararası Enerji Ajansı (UEA) - Anahtar Dünya Enerji İstatistikleri (2008, 2009 ve 2010)

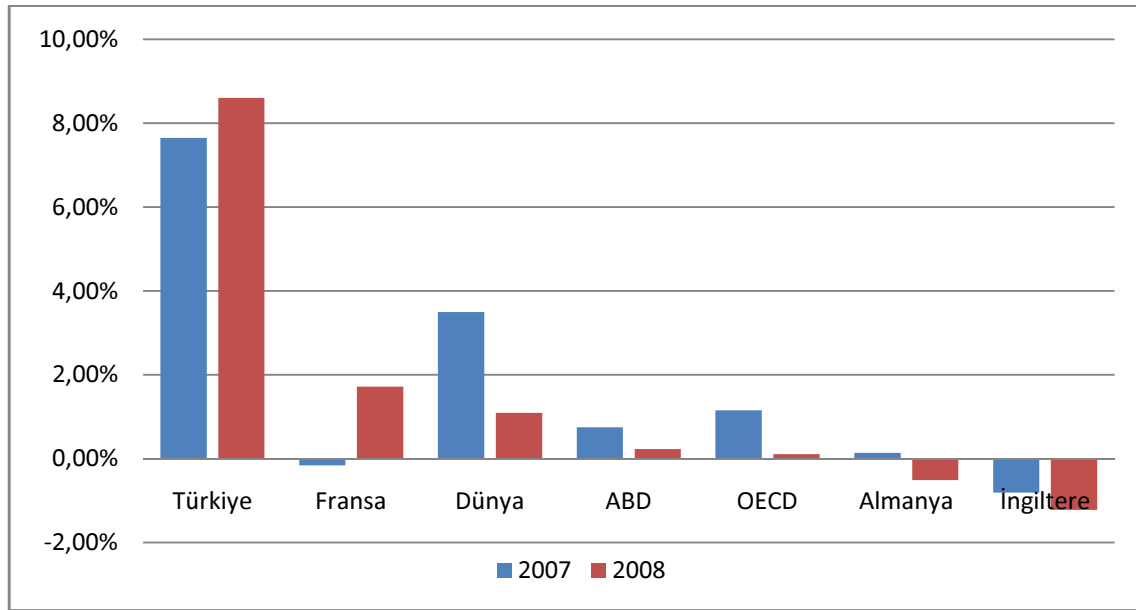
Şekil 1-4: 2009 Yılı Kişi Başına Düşen Elektrik Tüketimi (MWh/kişi)



Kaynak: OECD

Şekil 1-4'te görüldüğü üzere, Türkiye'nin kişi başına düşen elektrik tüketimi dünya ortalamasının altında yer almaktadır. Sanayileşme ve kentleşme ile paralel olarak ülkemizde durumun değişeceği tahmin edilmektedir. Nitekim aşağıda yer alan 2007 ve 2008 yıllarına ait artış yüzdelere göre, elektrik enerjisi tüketim artış hızımızın gelişmiş ülkelere ve dünya ortalamasına göre çok yüksek olduğu açık bir şekilde görülmektedir.

Şekil 1-5: Kişi Başına Düşen Elektrik Tüketimleri Artış Oranları



Kaynak: Uluslararası Enerji Ajansı (UEA) - Anahtar Dünya Enerji İstatistikleri (2009 ve 2010)

1.2 AVRUPA BİRLİĞİ ELEKTRİK PİYASALARI

Avrupa Birliği elektrik piyasaları elektrik iç pazarı, yenilenebilir enerji, elektrik arz güvenliği ve elektrik fiyatları olmak üzere dört başlık altında incelenebilir:

1.2.1 ELEKTRİK İÇ PAZARI

Avrupa Birliği tarafından yayımlanan ilk elektrik direktifi, 96/92/EC sayılı Elektrik İç Pazarına İlişkin Ortak Kurallar Hakkında Direktif'tir. Bu Direktif ile elektriğin üretimi, iletimi ve dağıtımı için ortak kurallar ortaya konmaktadır. Ayrıca, elektrik sektörünün organizasyonu ve işleyişi, piyasaya erişim ve ihalelerde geçerli olacak kıstas ve prosedürlere ilişkin genel prensipler belirlenmektedir. Direktif uyarınca, birden fazla alanda faaliyet gösteren elektrik şirketlerinin üretim, iletim, dağıtım gibi her bir piyasa faaliyeti için ayrı hesap tutmaları ve bu hesapların şeffaflığını sağlamaları gerekmektedir.

İlerleyen dönemde yayımlanan 2003/54/EC sayılı Elektrik İç Pazarına İlişkin Ortak Kurallar Hakkında Direktif, 96/92/EC sayılı Direktif'te belirtilen hususları daha ayrıntılı bir şekilde ele almıştır. Bu çerçevede, ayrıştırma hükümleri bir adım daha ileri götürülerek, rekabetçi, güvenilir ve çevresel açıdan sürdürülebilir bir elektrik piyasasının tesis edilmesi hedeflenmiştir. Direktif'e göre, üye ülkeler, elektrik piyasasında faaliyet gösteren şirketlere arz güvenliği, arz kalitesi ve fiyatı ve çevrenin korunmasına ilişkin kamu hizmeti yükümlülükleri getireceklerdir. Meskenlerin ve küçük işletmelerin belirli kalitedeki elektriğe makul ve şeffaf fiyatlarla erişebilmesi ve son kullanıcıların korunması için gereken önlemlerin alınması gerekmektedir. Ayrıca üye ülkeler, iletim veya dağıtım sistemi sahiplerinin üye ülkelerce belirlenecek bir süre için iletim ve dağıtım işletmecisi görevlendirmelerini sağlayacak veya bu işletmecileri kendileri belirleyeceklerdir. Ayrımcılığın, çapraz sübvansiyonların ve rekabetin bozulmasının önüne geçilmesi için dikey bütünleşik elektrik şirketleri her bir piyasa faaliyeti için ayrı hesap tutacaklardır. Direktif uyarınca iletim veya dağıtım sistemi işletmecilerinin bağımsızlığının temin edilmesi amacıyla uygulanması gereken minimum kriterler şunlardır:

- İletim ve dağıtım sistemi işletmecileri, elektriğin günlük üretim, iletim ve arzından sorumlu olan dikey bütünleşik elektrik kuruluşlarında doğrudan veya dolaylı olarak görev alamazlar.
- Dağıtım sistemi işletmecileri, yönetiminden sorumlu kişilerin görevlerini bağımsız bir şekilde yürütebilmesi amacıyla bu kişilerin mesleki haklarının dikkate alınmasını temin edecek önlemleri almalıdırlar.
- İletim ve dağıtım sistemi işletmecileri dikey bütünleşik elektrik şirketinden bağımsız olarak, şebeke işletimi için gerekli olan konulara ilişkin etkili bir karar alma hakkına sahip olmalıdırlar.
- Ayrımcı muamelenin önlenmesi için gereken önlemleri kapsayan bir uyum programı oluşturmalı ve programın yeterli ölçüde izlendiği temin edilmelidir.

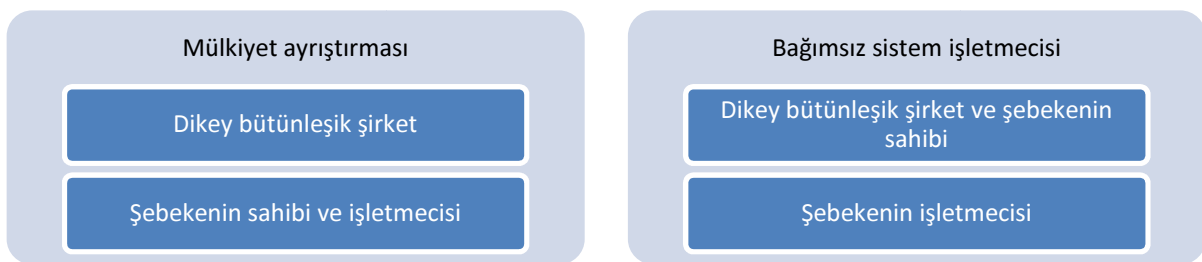
1996 yılında yayımlanan elektrik direktifi ile 1998 yılında yayımlanan doğal gaz direktifi birinci enerji paketi olarak adlandırılmaktadır. Bu direktifler ilgili pazarların serbestleştirmesinde yeterli olmayınca, 2003 yılında ikinci enerji paketi olarak adlandırılan, yeni elektrik ve gaz direktifleri yayımlanmıştır. Ancak bu direktiflerin de istenen liberal piyasa düzenini sağlamaması üzerine 19 Eylül 2007 tarihinde Avrupa Komisyonu tarafından üçüncü enerji paketi kabul edilmiştir.



Bu paket, tüm Avrupa Birliği vatandaşlarının tam rekabetçi bir enerji pazarının sağlayacağı avantajlardan faydalanması için yeni kurallar getirmiştir. Tedarikçisini seçme serbestisi, daha adil fiyatlar, daha temiz enerji ve arz güvenliği hususları üçüncü paketin özünü oluşturmaktadır. Komisyon bu amaçlara ulaşabilmek amacıyla şunları önermiştir:

- Üretim ve arzın iletim şebekelerinden ayrılması
- Sınır ötesi enerji ticaretinin kolaylaştırılması
- Ulusal enerji düzenleyicilerinin daha etkin hale getirilmesi
- Sınır ötesi işbirliği ve yatırımların teşvik edilmesi
- Şebeke işletiminde ve arz faaliyetlerinde şeffaflığın artırılması
- AB ülkeleri arasında dayanışmanın ilerletilmesi

Üçüncü pakette iletim sistemi için mülkiyet ayrıştırması benimsenmiştir. Mülkiyet ayrıştırması çerçevesinde, iletim şebekesinin sahibi ile işletmecisinin dikey bütünleşik şirketin bir parçası olmaması gerekmektedir. Ancak Komisyon, bunun yanında bağımsız sistem işletmecisinin de bir tercih olarak uygulanabileceğini belirtmiştir. İletim varlıklarının dikey bütünleşik şirkete ait olması durumunda şebeke işletiminin tamamen bağımsız bir işletmeci tarafından yürütülmesi gerekmektedir. Bu seçenekler şu şekilde gösterilebilir:



İletim sistemi için benimsenen mülkiyet ayrıştırması yöntemi dağıtım sistemi için öngörülmemiş, dağıtım seviyesi için mevcut ayrıştırma hükümleri yeterli görülmüştür. Başka bir ifadeyle, hesaplarını ayrı tutmak ve yasal ayrıştırma yapmak kaydıyla dağıtım sistemi işletmecilerinin dikey bütünleşik şirketin bir parçası olmasına imkan tanınmıştır.

Üçüncü paket doğrultusunda 2003/54/EC sayılı Direktif'in yerine, 3 Mart 2011 tarihinde yürürlüğe girmek üzere 2009/72/EC sayılı Elektrik İç Pazarına İlişkin Ortak Kurallar Hakkında Direktif getirilmiştir. Bu Direktif, evrensel hizmet yükümlülüğü ve tüketici haklarını belirlerken rekabet hükümlerine de açıklık getirmiştir. Direktif çerçevesinde, üye ülkelerin, tüm tüketicilerin tedarikçilerini serbestçe seçebilmelerini ve üç hafta içerisinde kolaylıkla değiştirebilmelerini garanti etmeleri gerekmektedir. Ayrıca, üye ülkelerin, iletim sistemi işletmeciliği ile iletim sistemi sahipliğini 3 Mart 2012 tarihine dek ayrıştırması zorunludur.

2003 yılında yayımlanan 1228/2003 sayılı Sınır Ötesi Elektrik Ticareti için Şebekeye Erişim Şartlarına ilişkin Tüzük'le elektrik iç pazarında rekabetin artırılması amacıyla sınır ötesi elektrik ticaretine ilişkin kurallar ortaya konulmuştur. Tüzük sınır ötesi elektrik ticaretini teşvik etmeyi amaçlamakta olup, sınır ötesi elektrik akışları için bir telafi mekanizmasının kurulması, sınır ötesi iletim ücretlerinin belirlenmesi ve mevcut enterkoneksiyon kapasitesinin ulusal iletim sistemleri arasında tahsisine yönelik birbiriyle uyumlu ilkeler belirlemiştir. Buna göre, iletim sistemi işletmecilerinin, kısıt yönetimi bağlamında şebekelerin güvenliğini sağlayacak bilgi alışverişi ve koordinasyon mekanizmalarını kurmaları gerekmektedir. Kısıt sorunları ayrımcılık olmadan çözülmelidir. Tahsis edilen kapasiteyi kullanmak isteyen piyasa katılımcıları, iletim sistemi işletmecisine belirli bir zaman önce bilgi verecektir.

1228/2003 sayılı Tüzük'ün yerine ise 714/2009 sayılı Sınır Ötesi Elektrik Ticareti için Şebekeye Erişim Şartlarına ilişkin Tüzük kabul edilmiştir. 3 Mart 2011 tarihinden itibaren yürürlüğe girecek olan bu Tüzük'ün de iki önemli hedefi vardır.

Bunlar:

- Elektriğin sınır ötesi ticareti için adil kurallar koymak ve böylece elektrik iç pazarındaki rekabeti artırmak, fakat bunu ulusal ve bölgesel piyasaların karakteristik özelliklerini dikkate alarak gerçekleştirmek,
- Yüksek elektrik arz güvenliğine sahip, iyi işleyen ve şeffaf bir toptan satış piyasasının oluşturulmasını kolaylaştırmak.

Rekabetçi bir elektrik iç pazarına yönelik olarak kısa adı ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) olan Enerji Düzenleyicileri İşbirliği Ajansı, 713/2009 sayılı Tüzük'le enerji piyasalarını düzenleyen otoritelere yardımcı olmak ve bu otoritelerin ulusal düzeyde gerçekleştirdikleri görevleri Birlik düzeyinde gerçekleştirmek amacıyla kurulmuştur. Tüzel kişiliği haiz olan ve 3 Mart 2011 tarihinde görevine başlayacak olan Ajans, enerji düzenleme otoriteleriyle ilgili her konuda görüş beyan edebilecek, elektrik ve gaz alanlarında şebeke kurallarının oluşturulmasına katkıda bulunacak ve sınır ötesi altyapılarla ilgili karar alabilecektir. Ajansın görev ve sorumlulukları,

- İletim sistemi işletmecilerinin işbirliğine ilişkin olanlar:
 - Ajans, elektrik ve gaz için Avrupa İletim Sistemi Operatörleri Ağı'nın (ENTSO) taslak mevzuatı, üye listesi ve usulleri hakkında görüş vermekle sorumlu olup, şebeke kurallarının uyacağı çerçeve kılavuzların belirlenmesinde önemli rol oynayacaktır. Ayrıca, iletim sistemi işletmecisinin bölgesel işbirliğini izleyerek ENTSO'nun görevlerini yapmasını temin edecektir.
- Ulusal enerji düzenleyici kurumlara ilişkin olanlar:
 - Ajans, özel durumlarda teknik konularla ilgili karar almakla sorumludur. Ulusal düzenleyicilerin ve piyasa oyuncularının iyi uygulamalarını teati etmeleri için tavsiyelerde bulunabilecek ve ulusal düzenleyicilerin işbirliği için bir çerçeve oluşturacaktır.
 - Ajans, herhangi bir düzenleyici otoritenin kararının Topluluk kurallarına aykırı olduğu iddiasıyla görüş beyan edebilecek ve eğer görüşü dikkate alınmazsa, bu hususta Avrupa Komisyonunu ve Avrupa Birliği Konseyini uyaracaktır.
 - Ajans, özel durumlarda, en az iki üye ülkeyi birbirine bağlayan elektrik ve gaz altyapılarının işletme güvenliği ve bu altyapılara erişimle ilgili şartları belirlemekle sorumlu olacaktır.
- Sınır ötesi altyapılara ilişkin olanlar:
 - Ajans, ulusal düzenleyiciler altı ay içerisinde anlaşamaz veya bunu kendileri isterlerse altyapıya erişim şartlarını belirleyecektir.
 - Ajans, elektrik ve gaz iç pazarında fiyatların, özellikle de elektrik ve gazın perakende fiyatlarının izlenmesinden sorumlu olacaktır.

şeklinde belirlenmiştir.

1.2.2 YENİLENEBİLİR ENERJİ

AB, hem fosil yakıtlara olan bağımlılığını hem de sera gazı salımlarını azaltmak için yenilenebilir enerjiye büyük önem atfetmektedir. Avrupa Birliği, 2020 yılına kadar genel enerji portföyünün % 20'sinin yenilenebilir olması amacıyla çabalarını elektrik, biyoyakıtlar, ısıtma ve soğutma sektörlerine yoğunlaştırmaktadır.

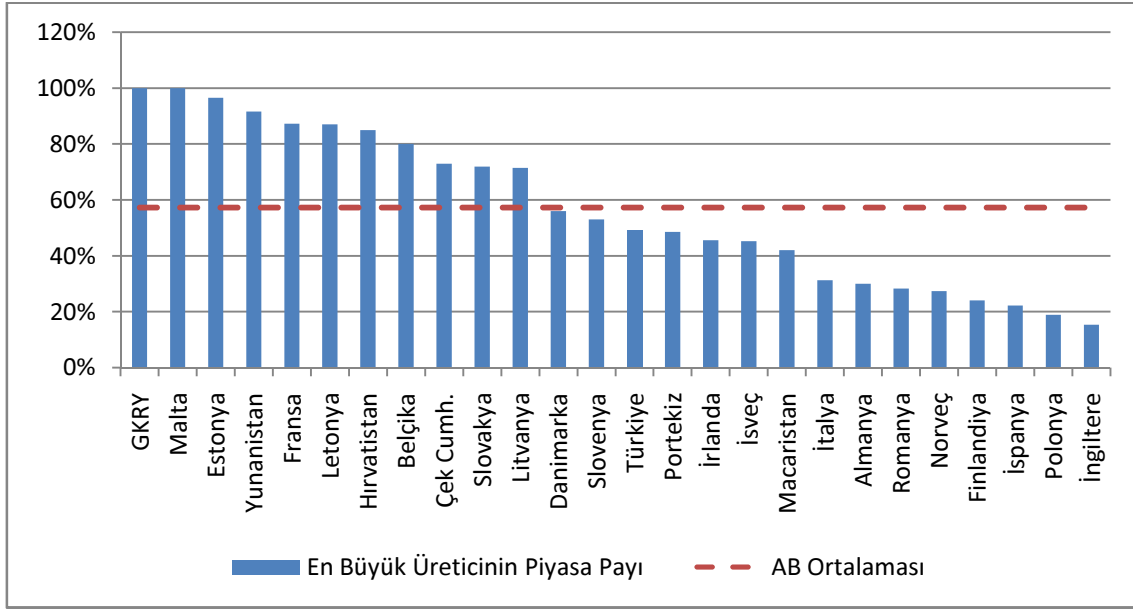
2001/77/EC sayılı Elektrik İç Pazarında Elektriğin Yenilenebilir Enerji Kaynaklardan Üretiminin Teşvikine İlişkin Direktif, 2010 yılına kadar Birlik ülkelerinde tüketilen elektriğin % 22,1'inin yenilenebilir kaynaklardan üretimini hedeflemektedir. Ayrıca Direktif, elektriğin menşesi, şebekeye bağlantı ve idari önlemler hakkında özel önlemler öngörmektedir. 1 Ocak 2012 tarihinden itibaren 2001/77/EC sayılı Direktif'in yerini alacak ve ondan daha kapsamlı olan 2009/28/EC sayılı Direktif'e göre, her üye ülke, 2020 yılı için ulaştırmada, elektrik üretiminde ve ısıtmada kullanacağı yenilenebilir kaynakların oranı için bir hedef belirleyecektir. Bu Direktif, sera gazı salımları azaltmak ve daha temiz bir ulaştırma sektörünü teşvik etmek için yenilenebilir enerjinin kullanımına ilişkin ortak bir çerçeve belirlemekte ve bu hedeflere ulaşmak için ulusal eylem planları oluşturmaktadır.

1.2.3 ELEKTRİK ARZ GÜVENLİĞİ

2005/89/EC sayılı Elektrik Arz Güvenliği ve Altyapı Yatırımlarını Güvenceye Alma Önlemleri Hakkında Direktif, elektrik iç pazarının düzgün işlemesi, üye ülkeler arasında yeterli düzeyde enterkoneksiyon kurulması, üretim kapasitesinin yeterli düzeye çıkarılmasını teminen elektrik arz güvenliğini sağlamak amacıyla üye ülkelere yükümlülükler getirmektedir. Ayrıca Direktif, elektrik şebekelerine ciddi yatırımlar yapılmasını sağlamayı hedeflemektedir.

Elektrik üretiminde en büyük üreticinin payına bakmak gerekirse aşağıdaki şekilde görüldüğü üzere Almanya, İspanya, İtalya, Polonya, Romanya, Finlandiya, Norveç ve İngiltere, AB'nin en düşük piyasa yoğunluğuna sahip ülkeleri arasındadır. En büyük üreticinin piyasa payının yüksek olması, piyasada rekabetin gelişmesi açısından sakınca arz etmekte olup, piyasa fiyatlarının rekabetçi seviyeden uzaklaşmasına neden olabilmektedir. Ancak piyasa gücü ile piyasa gücünün kullanılması ayrı konular olup, piyasa gücünün mevcudiyeti, piyasanın manipüle edildiği anlamına gelmemektedir.

Şekil 1-6: 2008 Yılı İtibarıyla AB Ülkelerinde ve Türkiye’de En Büyük Üreticinin Piyasa Payı

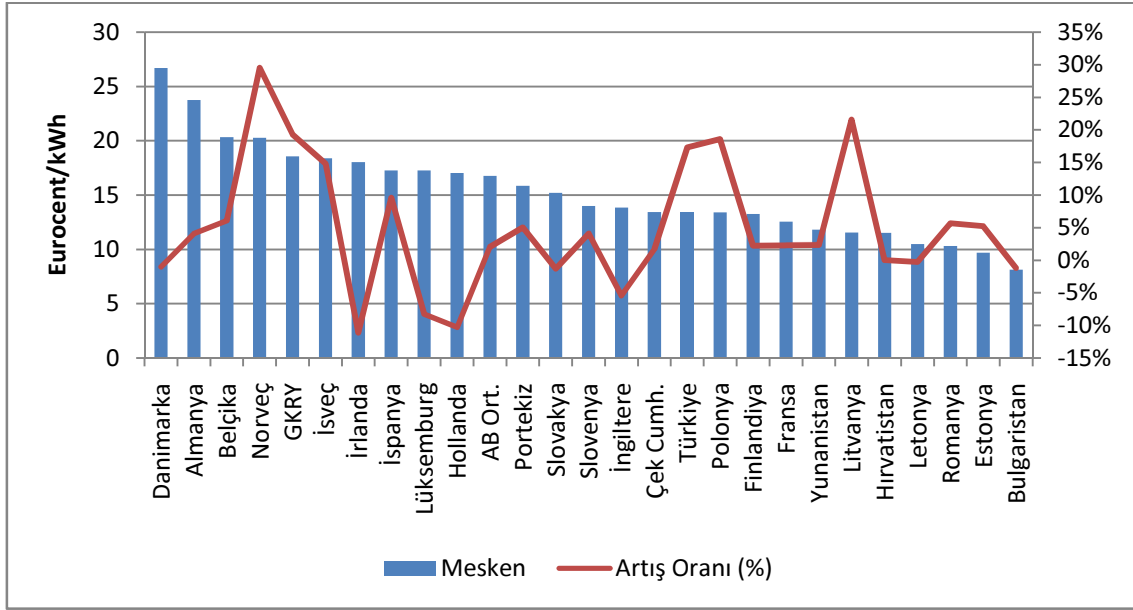


Kaynak: EUROSTAT

1.2.4 FİYATLAR AÇISINDAN AVRUPA BİRLİĞİ VE TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASALARI

2007’de benimsenen yeni metodolojiyle beraber mesken tüketicisi, yıllık tüketimi 2500-5000 kWh arası değişen tüketiciler olarak tanımlanmış olup, buna göre mesken için dönemlik elektrik fiyatları ve 2009 ikinci döneminden 2010 ilk dönemine fiyat artış oranları aşağıda gösterilmiştir.

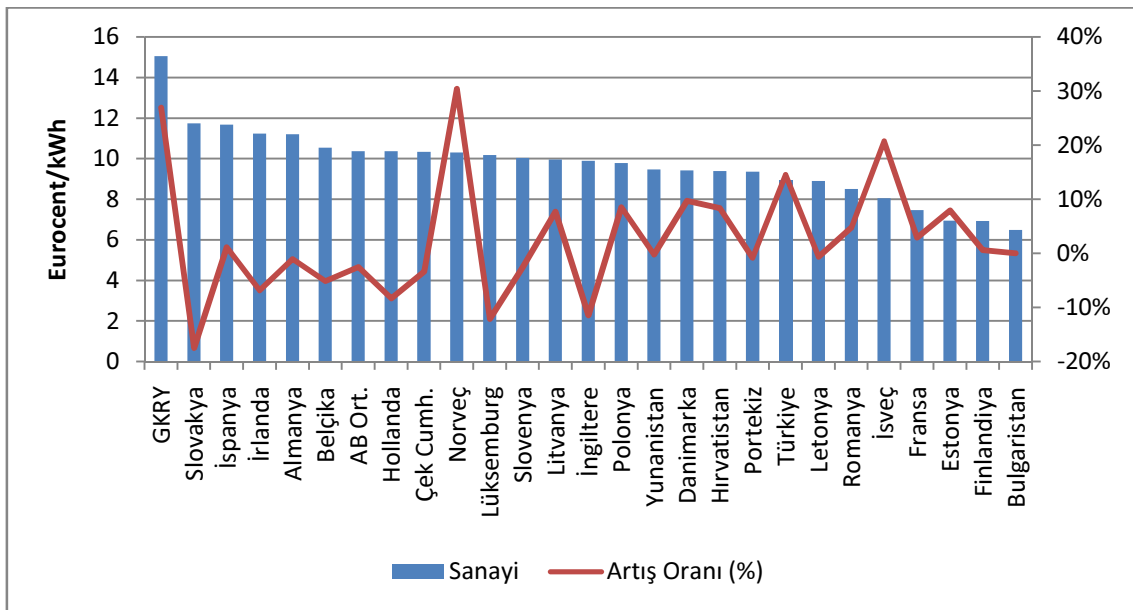
Şekil 1-7: AB ve Türkiye Mesken Tüketicileri İçin Elektrik Fiyatları (€/kWh)



Kaynak: EUROSTAT

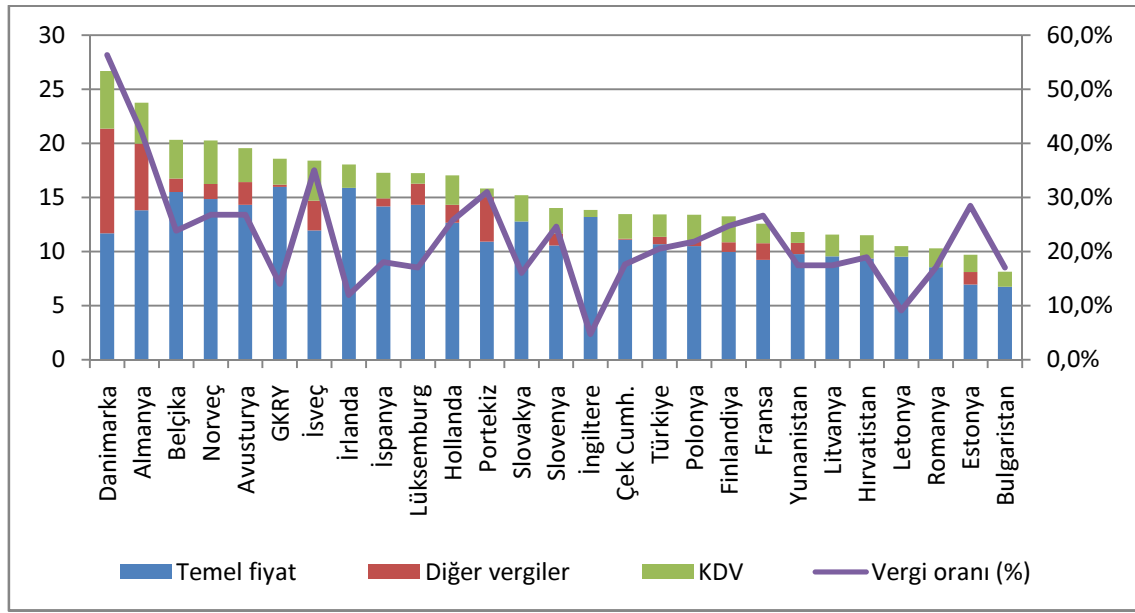
Yukarıdaki şekilde görüldüğü üzere Türkiye’de mesken tüketim fiyatları, AB ortalamasının altında gerçekleşmiştir. Öte yandan 2009-2010 yılı arasında Türkiye mesken tüketim fiyatlarının artış oranının AB ortalamasından yüksek olduğu görülmektedir. AB mevzuatına göre yıllık elektrik tüketimi 500-2000 MWh olan tüketiciler sanayi tüketicisi olarak kabul edilmektedir. Sanayi tüketicileri için elektrik fiyatları Şekil 1-8’de yer almaktadır.

Şekil 1-8: AB ve Türkiye Sanayi Tüketicileri İçin Elektrik Fiyatları (€/kWh)



Kaynak: EUROSTAT

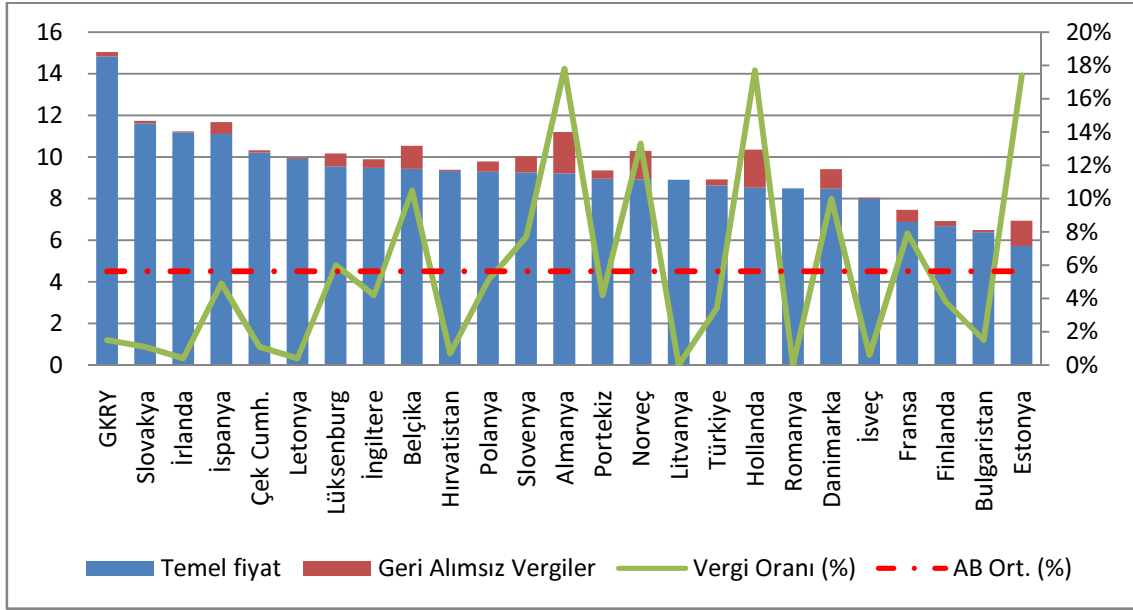
Şekil 1-9: AB ve Türkiye Mesken Tüketicileri Elektrik Fiyatları ve Vergi Oranları (€/kWh)



Kaynak: EUROSTAT

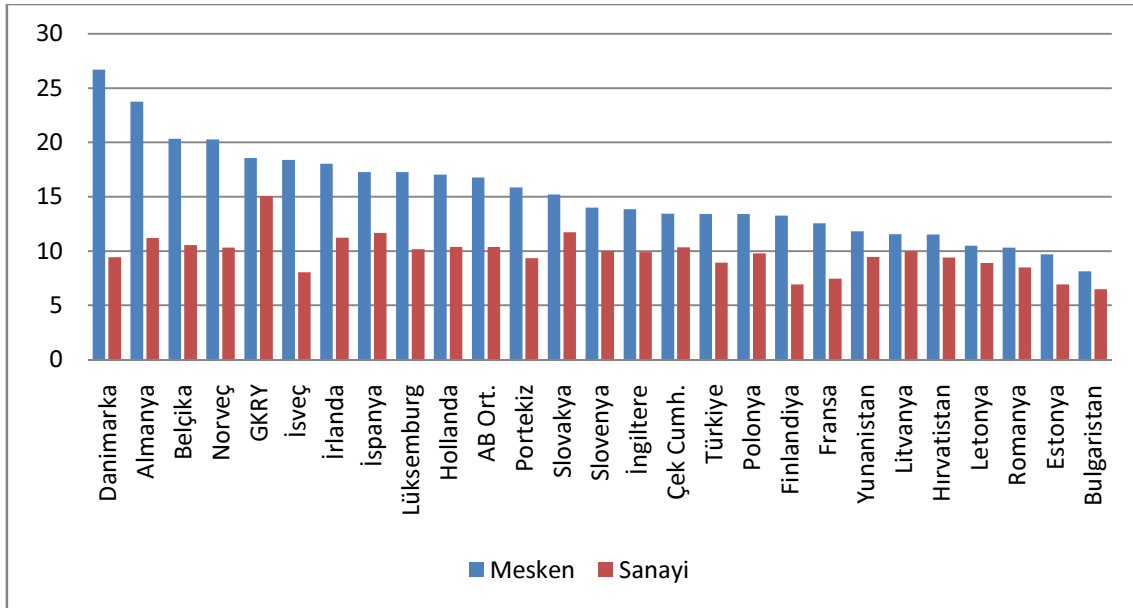
Türkiye sanayi fiyatları AB ortalamasının altında yer almaktadır. Ancak, artış oranı olarak nispeten yüksek bir artış oranına sahip olduğu görülmektedir. Nitekim şekilde görüldüğü üzere birçok ülkede elektrik fiyatlarında düşüş gerçekleşmiştir. Bu durumun AB’de yer alan birçok ülkede elektrik enerjisi talebinde daralma görülmesine rağmen, ülkemizin yüksek talep artış oranına sahip olmasından kaynaklanabileceği değerlendirilmektedir. 2010 yılı ilk dönemi itibarıyla, mesken tüketicisine uygulanan elektrik temel fiyatı ve vergilere ilişkin durum Şekil 1-9’da gösterilmiştir. Şekilde görüldüğü üzere, ülkemizde mesken tüketicileri için vergi oranları AB ortalamasından düşüktür. Sanayi için oluşan değerler Şekil 1-10’da yer almakta olup, mesken fiyatları benzer şekilde AB ortalamasının altındadır.

Şekil 1-10: AB ve Türkiye Sanayi Tüketicileri Elektrik Fiyatları ve Vergi Oranları (€/kWh)



Kaynak: EUROSTAT

Şekil 1-11: Mesken ve Sanayi Fiyatları (€/kWh)



Kaynak: EUROSTAT

Son olarak Şekil 1-11’de mesken ve sanayi fiyatları birlikte gösterilmiştir. Şekilde görüldüğü üzere gelişmiş rekabetçi piyasa yapısına sahip birçok AB ülkesinde fiyatlar arasındaki fark yüksek iken, serbest piyasa yapısının gelişmekte olduğu ülkelerde bu fark nispeten daha düşüktür.

1.2.5 AVRUPA BİRLİĞİ İLERLEME RAPORLARINDA TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASI

Avrupa Birliği, 1998 yılından beri düzenli olarak Türkiye'nin üyelik yönünde ilerlemelerine ilişkin rapor yayımlamaktadır. Bu raporlardan son üç yılda yayımlananların enerji bölümlerinde elektrik sektörüne ilişkin saptamalar aşağıda yer almaktadır.

2008

Arz güvenliğini güçlendirmeyi ve enerji altyapısı yatırımlarını hızlandırmayı hedefleyen bir kanun paketi kabul edilmiştir. Yeni Kanun'a göre, devlet, gerekli durumlarda özel sektörün yanı sıra elektrik üretimi yapabilir.

Serbest tüketici limiti 1,2 GWh'e düşürülerek piyasa yaklaşık % 41 oranında açılmıştır. 2008 Temmuzda maliyet bazlı fiyatlandırma mekanizması yürürlüğe girmiştir. Bu mekanizma, enerji alanında faaliyet gösteren Kamu İktisadi Teşebbüslerinin (KİT) üretim/girdi maliyetlerindeki değişiklikleri satış fiyatlarına yansıtma imkanı sağlamaktadır. Mekanizmanın enerji piyasalarında daha iyi ve sürdürülebilir fiyatlandırmaya ve ilgili KİT'lerin mali durumlarının geliştirilmesine katkıda bulunması beklenmektedir. Ancak, elektrik sektöründe çapraz sübvansiyonlar sürmekte ve TRT payı gibi maliyet dışı unsurlar elektrik faturalarında yer almaya devam etmektedir. Dört elektrik dağıtım bölgesinin özelleştirme süreci tamamlanmıştır. Özelleştirme Yüksek Kurulu ve Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu henüz süreçleri onamamıştır. Otoprodüktörlerin elektrik piyasasında satabilecekleri elektrik miktarı ürettiklerinin % 30'undan % 50'sine yükseltilmiştir. 2007 sonu itibarıyla, elektriğin % 48,3'ü KİT'ler tarafından üretilmiştir. Elektrikte kayıp kaçak oranı % 15'e düşürülmüş olmakla birlikte bu oran AB ortalamasının yaklaşık iki katıdır.

2009

Enerji iç pazarı ile ilgili olarak, elektrik alanında önemli gelişmeler kaydedilmiştir. Türkiye, başarılı bir şekilde, elektrik piyasasında kapsamlı bir reform ve bu piyasayı aşamalı olarak rekabete açma sürecine girmiştir. Türkiye, 2008 yılının ortalarında, kamu enerji şirketleri için maliyet bazlı fiyatlandırma mekanizmasını getirerek elektrik sektörüne sağlam bir ekonomik ve finansal temel sağlanması yönünde büyük bir adım atmıştır. Elektrik sektörü için yan hizmetler yönetmeliği ile yeni bir dengeleme ve uzlaştırma yönetmeliği çıkarılmıştır. Ancak yeni dengeleme ve uzlaştırma yönetmeliği henüz uygulanmamıştır. 2008 itibarıyla maliyet bazlı fiyatlandırma mekanizmasının benimsenmesinden sonra perakende elektrik fiyatlarında üç aylık düzenlemeler yapılmıştır. Serbest tüketici limiti 480.000 kWh'a düşürülmüş olup bu eşik, piyasanın % 50 oranında açılması anlamına gelmektedir. Raporlama döneminde, toplam 140 MW kurulu güce sahip olan 11 üretim santrali özelleştirilmiştir. Dağıtım varlıklarının, hisselerinin % 100'ünün blok satışı yöntemi kullanılarak

özelleştirilmesi devam etmiş ve bölgesel dağıtım tesislerinden ikisinin özelleştirilmesi tamamlanmıştır. Bu süreç, diğer iki bölge için son aşamaya gelmiştir. Elektrikte kayıp kaçak oranı yaklaşık % 14 olmuştur.

Elektrik üretimi için uygun olan altı jeotermal saha özelleştirilmiştir. 2008 sonu itibarıyla Türkiye, elektriğinin % 17'sini yenilenebilir enerji kaynaklarından üretmekteydi. Elektrik sektörü için gözden geçirilmiş strateji belgesi, 2020 yılına kadar, ülke toplam üretiminin % 25'inin yenilenebilir kaynaklardan karşılanması ve 20.000 MW'lık rüzgar gücünün kurulması hedeflerini belirlemiştir.

2010

Enerji iç pazarıyla ilgili olarak, elektrik alanında iyi düzeyde ilerleme kaydedilmiştir. Yeni özel sektör yatırımlarıyla Türkiye'nin kurulu gücü 2800 MW artmış ve elektrik sektöründe özel yatırımlar 2009 yılında 3,1 milyar avro (€) olmuştur. Yeni dengeleme ve uzlaştırma yönetmeliğinin uygulanmasıyla modern elektrik piyasası ticareti uygulamaları başlatılmıştır. Dengeleme ve Uzlaştırma Mekanizması vasıtasıyla yapılan satışlar toplam elektrik satışı hacminin % 75'ine karşılık gelmektedir. Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği değiştirilerek çevresel etki değerlendirmesi prosedürünün tamamlanması, üretim lisansı verilmesinin bir ön şartı haline getirilmiştir. Serbest tüketici limiti 100.000 kWh'e düşürülmüştür, bu da % 63 piyasa açılımına denk gelmektedir. Hisselerinin % 100'ünün blok satışı yöntemi kullanılarak elektrik dağıtım varlıklarının özelleştirilmesi devam etmiştir. Üç özel şirket elektrik dağıtım sektöründe faaliyetlerine başlamıştır. Beş dağıtım bölgesinin daha özelleştirme süreci tamamlanmış ancak varlıklar yeni sahiplerine henüz devredilmemiştir. Gözden geçirilmiş strateji belgesine göre hükümet, dağıtım varlıklarının özelleştirmesini 2010 yılında tamamlamayı planlamaktadır. 2009 yılında özel sektör tarafından yaklaşık 1000 MW'lık yenilenebilir güç kurulmuştur. 2009 yılı sonu itibarıyla Türkiye, elektriğinin % 19,6'sını yenilenebilir enerji kaynaklarından üretmiştir. Türkiye, elektrik piyasası ve arz güvenliğiyle ilgili gözden geçirilmiş strateji belgesine göre, 2023 yılına kadar kurulu gücünün % 5'inin nükleer güç olmasını planlamaktadır.

Yukarıda görüldüğü gibi, Avrupa Birliği, Türkiye elektrik sektörünü izlemekte ve eleştirilerini dile getirmektedir. Elektrik sektöründeki çapraz sübvansiyonlar ve TRT payı gibi maliyet dışı unsurların elektrik faturalarında yer alması raporlara yansımıştır¹. Ayrıca AB; özelleştirmeler, serbest tüketici limiti, elektrikte kayıp kaçak oranı ve yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretimi gibi hususlara da önem atfetmekte ve raporlarında yer vermektedir.

¹ Enerji Piyasası Kurulunun 1 Şubat 2011 tarihli toplantısında; 9 Temmuz 2008 tarihli ve 5784 sayılı Kanun ile 4 Aralık 1984 tarihli ve 3093 sayılı Türkiye Radyo-Televizyon Gelirleri Kanunun 4'üncü maddesi (c) bendinde yapılan düzenleme ve 28 Aralık 2010 tarih ve 2999 sayılı Kurul kararı uyarınca, tüketicilerin, iletim, dağıtım, sayaç okuma ile kaçak elektrik bedellerinden TRT payı ödemeyeceklerine karar verilmiştir.

2. 2010 YILINDA MEVZUATTA YAPILAN DEĞİŞİKLİKLER VE ÖNÜMÜZDEKİ YILLARA İLİŞKİN ÖNGÖRÜLER

2.1 2010 YILINDA MEVZUATTA YAPILAN DEĞİŞİKLİKLER

2010 yılında elektrik piyasasına ilişkin birincil ve ikincil mevzuatta uygulamayı esaslı bir biçimde etkileyen bazı değişiklikler ve yeni düzenlemeler yapılmıştır. Bu çerçevede; Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun, Elektrik Piyasası Müşteri Hizmetleri Yönetmeliği, Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği, Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği, Elektrik Piyasası Tarifeler Yönetmeliği ve bununla ilgili Tebliğler ile Elektrik Piyasasında İletim ve Dağıtım Sistemlerine Bağlantı ve Sistem Kullanımı Hakkında Tebliğ’de değişiklikler yapılmış ve Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmelik adıyla yeni bir yönetmelik çıkarılmıştır.

2.1.1 YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARININ ELEKTRİK ENERJİSİ ÜRETİMİ AMAÇLI KULLANIMINA İLİŞKİN KANUN’DA YAPILAN DEĞİŞİKLİK

29.12.2010 tarihinde yasalaşan 6094 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanunda Değişiklik Yapılmasına Dair Kanun’la, 5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun’da (Kanun) önemli değişiklikler yapılmıştır. Yapılan değişikliklerle, kanuna tâbi yenilenebilir enerji kaynaklarından üretim yapan lisans sahiplerinin, ürettikleri elektrik enerjisinin satış fiyatına ve teşvik mekanizmasına ilişkin düzenlemeler öngörülmüştür.

Kanun’la yenilebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesislerinde üretilen elektrik enerjisi için kaynak bazında fiyat teşvikleri öngörülmüştür. Ayrıca yenilebilir enerji kaynaklarından elektrik üreten santrallerde kullanılan mekanik ve/veya elektro-mekanik aksamın yurt içinde üretilmiş olması hâlinde, bunun için de ilave bir fiyat teşviki sağlanmıştır. Keza yenilenebilir enerji kaynaklarından üretim yapan tesislerin teşvik edilmesi amacıyla, lisans başvuruları değerlendirilirken, bağlantı görüşlerinin oluşturulması aşamasında yenilebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesislerine öncelik verileceği hüküm altına alınmıştır.

Kanun'a göre yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektrik enerjisinin, Kanun'da belirlenen fiyatlar üzerinden satılabilmesi, yeni kurulan Yenilenebilir Enerji Kaynakları (YEK) Destek Mekanizması'na katılma şartına bağlanmıştır. Buna göre, Kanun'daki fiyat teşviklerinden yararlanmak isteyen üreticiler, yıllık olarak organize edilecek YEK Destekleme Mekanizmasına katılmak zorundadırlar. Söz konusu mekanizma çerçevesinde yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektrik enerjisi, Kanun'daki fiyatlar üzerinden tedarikçiler tarafından perakende satış piyasasındaki payları oranında satın alınacaktır. YEK Destek Mekanizmasına katılım zorunlu olmayıp mekanizmaya katılmak istemeyen üreticiler, ürettikleri enerjiyi ikili anlaşmalarla veya dengeleme ve uzlaştırma piyasasında satabilirler.

Kanun ile ayrıca EPDK'nın elektrik üretim ve dağıtım tesislerinin denetim yetkisi ile ilgili hükümler öngörülmüştür. Buna göre EPDK, elektrik üretim ve dağıtım tesislerinin denetimini, bizzat yapabileceği gibi yetkilendireceği denetim şirketlerine de yaptırabilecektir. Bu konudaki uygulamaya ilişkin usul ve esaslar EPDK tarafından çıkarılacak yönetmelikle düzenlenecektir.

2.1.2 ELEKTRİK PİYASASINDA LİSANSSIZ ELEKTRİK ÜRETİMİNE İLİŞKİN YÖNETMELİK

'Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmelik', 3.12.2010 tarih ve 27774 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe girmiştir. Ancak söz konusu Yönetmeliğin bazı maddelerinde, bu Yönetmeliğin yayımından sonra çıkarılan 6094 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanunda Değişiklik Yapılmasına Dair Kanun'daki hükümler doğrultusunda değişiklikler yapılması gerekmektedir.

Yönetmeliğin amacı, gerçek ve tüzel kişilerin şirket kurmaya ve EPDK'dan lisans almaya gerek duymadan elektrik üretiminde bulunmasına ilişkin usul ve esasları düzenlemektir.

Yönetmelik'e göre gerçek ve tüzel kişiler, şu üç durumda lisans almadan ve şirket kurmaya gerek duymadan elektrik üretim faaliyetinde bulunabilirler:

- a) Yalnızca kendi ihtiyacını karşılamak amacıyla, verimliliği Enerji Kaynaklarının ve Enerjinin Kullanımında Verimliliğin Artırılmasına Dair Yönetmelik'te belirlenen değerin üzerinde olan kojenerasyon tesisi kurulması,
- b) Mikrokojenerasyon tesisi kurulması,

- c) Yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı ve kurulu gücü azami 500 kW olan üretim tesisi kurulması.

Yönetmelik kapsamında her bir tüketim tesisi için ancak bir mikrokojenerasyon tesisi kurulabilir. Bir tüketim tesisi için kurulabilecek yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı tesis sayısında bir sınırlama bulunmamaktadır; ancak, bu tesislerin kurulu güçlerinin toplamı 500 kW'ı aşmamalıdır. Yönetmelik bir tüketim tesisi için hangi miktarda ve ne güçte kojenerasyon tesisi kurulabileceğine ilişkin bir sınır öngörmemiştir.

Yönetmelik kapsamında kurulabilecek tesisler; tüketim tesisleri ile aynı yerde kurulabileceği gibi tüketim tesisleri ile aynı dağıtım bölgesi içinde kalmak şartıyla, tüketim tesisinin bulunduğu yerden başka bir yerde de kurulabilir. Bu yollarla elektrik üretimi yapmak isteyen gerçek ve tüzel kişilerin, üretim tesisini kurma işlemlerine girişmeden önce bölgelerinde bulunan dağıtım şirketine veya şayet kurulacak tesis Organize Sanayi Bölgesi (OSB) sınırları içerisinde kalacaksa dağıtım lisansı sahibi OSB tüzel kişisine başvurmaları gerekmektedir. Gerekli belgelerle birlikte yapılan başvuru, başvuru konusu projenin dağıtım sistemine bağlanabilirliği açısından incelenir. Seçilen bağlantı noktasına bağlantı yapılması mümkün ise başvuru sahibi gerçek veya tüzel kişiler ile dağıtım lisansı sahibi tüzel kişi arasında bağlantı ve sistem kullanım anlaşmaları yapılır. Bağlantı ve sistem kullanım anlaşmaları yapıldıktan sonra üretim tesisinin inşası, işletmeye alınması ve işletilmesi başvuru sahibi gerçek veya tüzel kişinin sorumluluğundadır.

Gerçek ve tüzel kişilerin lisanssız olarak kurdukları üretim tesislerinin, bu kişilerin kendi elektrik enerjisi ihtiyacını karşılamak amacıyla kurulması esastır. Ancak mikrokojenerasyon tesisleri ile yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı tesislerin, bu tesisleri kuran kişinin ihtiyacını aşan miktarda elektrik üretecek ölçekte kurulması da mümkündür. Kojenerasyon tesisleri ise ancak bu tesisi kuracak kişilerin elektrik enerjisi ihtiyacını karşılamaya yetecek ölçekte kurulabilir.

Gerçek veya tüzel kişilerce kurulan yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı tesislerde üretilen ihtiyaç fazlası elektrik enerjisi dağıtım sistemine verildiği takdirde, bu enerji ilgili dağıtım şirketi tarafından 5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun'da gösterilen fiyatlar üzerinden satın alınır. Tüzel kişilerce kurulan mikrokojenerasyon tesislerinde üretilen ihtiyaç fazlası elektrik enerjisinin sisteme verilmesi durumunda dağıtım şirketi tarafından yürürlükteki Türkiye Ortalama Elektrik Toptan Satış Fiyatı üzerinden ödeme yapılır. Ancak gerçek kişilerce kurulan mikrokojenerasyon tesisleri tarafından sisteme verilen ihtiyaç fazlası enerji için herhangi bir ödeme yapılmaz. Kojenerasyon tesisleri bakımından ise bu tesislerde üretilen enerjinin tamamının, bunları kuran gerçek veya tüzel kişilerin tüketim tesislerinde kullanılması gerekmesi nedeniyle, bu tesislerde üretilen enerjinin başka kişilere satılması mümkün değildir. Bu

tesislerin ürettiği enerjinin tamamı, bu tesisleri kuran gerçek ve tüzel kişilerce tüketilmeyip artan enerjinin sisteme verilmesi durumunda dahi bu kişilere herhangi bir ödeme yapılmaz.

2.1.3 ELEKTRİK PİYASASI MÜŞTERİ HİZMETLERİ YÖNETMELİĞİ'NDE YAPILAN DEĞİŞİKLİKLER

Elektrik Piyasası Müşteri Hizmetleri Yönetmeliği'nde, 08.09.2010 tarih ve 27696 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanan Değişiklik Yönetmeliği ile kapsamlı bir dizi değişiklik yapılmıştır. Yönetmelik'te yapılan önemli değişiklikler şu şekilde sıralanabilir:

- Yönetmelik'in 2 nci maddesinin ikinci fıkrasında yapılan değişiklikle birlikte Yönetmelik'in kapsadığı alanla ilgili yeni bir düzenleme getirilmiştir. Yapılan düzenleme ile elektrik ihtiyacını ikili anlaşmalarla karşılayan serbest tüketiciler, perakende satış hizmetlerine ilişkin hususlarla sınırlı olmak üzere, bu Yönetmelik hükümlerine tabi kılınmışlardır.
- Yönetmelik'in 8 inci maddesinde yapılan değişikle branşman hatlarının dağıtım şirketlerine devri konusu yeniden düzenlenmiştir. Yeni düzenlemeye göre ortak kullanıma açılacak olan branşman hatlarının öncelikle hak sahiplerinin rızasıyla dağıtım şirketine devredilmesi yolu tercih edilecektir. Şayet hak sahipleri, branşman hattının, dağıtım şirketine devrine rıza göstermezler ise söz konusu hatların kamulaştırılması yoluna gidilecektir. Kamulaştırma bedelleri ise usulüne uygun olarak Kurumdan onay alınması şartıyla, tarifeler yoluyla karşılanabilecektir. Bu madde ile ilgili olarak, Yönetmelik'e eklenen Geçici 9 uncu madde ile Yönetmelik'in 8 inci maddesinin fiilen uygulanabilir hale geldiği tarihe kadar geçecek olan sürede izlenecek yola ilişkin bir düzenleme yapılmıştır.
- Yönetmelik'in 16 ıncı maddesinin ikinci fıkrası ile 18 inci maddenin son fıkrasında sayaç sökme ve takma bedelleri ile ilgili yeni bir düzenleme yapılmıştır. Yapılan değişiklikle birlikte, daha önce Ölçüler ve Ayarlar Kanunu mevzuatı kapsamında düzenlenen ve Sanayi ve Ticaret Bakanlığı tarafından belirlenen "sayaç sökme ve takma bedeli"nin bundan böyle EPDK tarafından belirleneceği hüküm altına alınmıştır. EPDK, sayaç sökme ve takma bedellerini, dağıtım şirketlerinden gelen öneriler çerçevesinde her yıl yeniden belirleyecektir.

- Yönetmelik'in 19 uncu ve 20 nci maddelerinde yapılan değişikliklerle, müşteri sayaçlarının hiç tüketim kaydetmemesi ya da eksik veya fazla tüketim kaydetmesi hallerinde izlenecek yollar yeniden düzenlenmiştir. Bu hükümlerle getirilen önemli bir yenilik de ikili anlaşmalar kapsamında elektrik enerjisi tüketen bir müşterinin sayacının hiç ya da doğru tüketim kaydetmemesi durumunda, dağıtım lisansı sahibi tüzel kişi tarafından bu müşterinin geçmiş dönem tüketimlerinin hesaplanarak TEİAŞ'a bildirilecek olmasıdır.
- Yönetmelik'in 24 üncü maddesinin 3 üncü fıkrasında yapılan değişiklikle, perakende satış sözleşmesinde belirlenen gecikme zammının, fatura son ödeme tarihinden itibaren uygulanacağı hüküm altına alınmıştır.
- Yönetmelik'in Geçici 4 üncü maddesinde yapılan değişiklikle; serbest tüketicilerin, mevcut tedarikçileri olan dağıtım şirketinden ayrılarak başka bir tedarikçiden enerji almak istemeleri halinde, bu tüketiciler dağıtım şirketi ile bağlantı anlaşması imzalamamış olsalar dahi bu durumun, bunların tedarikçi seçme hakkına engel teşkil etmeyeceği düzenlenmiştir.

2.1.4 ELEKTRİK PİYASASI Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği'nde YAPILAN DEĞİŞİKLİKLER

Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği'nde (DUY), 06.11.2010 tarih ve 27751 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanan Değişiklik Yönetmeliği ile önemli değişiklikler yapılmıştır. Söz konusu değişiklik ile teminat, uzlaştırmaya esas veriş çekiş birimlerinin kayda alınması, otomatik sayaç okuma sistemi (OSOS) ve sıfır bakiye düzeltme tutarı (SBDT) hususları yeniden düzenlenmiştir.

Yönetmelik değişikliğinde teminatlar hakkında yapılan düzenlemelere ilişkin DUY'da yer alan mevcut teminat düzenlemelerine ait esaslar korunmakla beraber, aşağıdaki unsurlar dikkate alınarak önemli değişiklikler getirilmiştir:

- Piyasa katılımcıları ve onların adına hareket eden aracı bankalar ile piyasa işletmecisi arasındaki teminat ve ödemelere ilişkin işlemleri yürütmek üzere bir merkezi uzlaştırma bankasının görevlendirilmesi,

- Gün öncesi dengeleme işlemleri sonucunda oluşan ödemenin, söz konusu işlemi izleyen gün içerisinde hesaplanarak ilgili piyasa katılımcısının bir sonraki faturasından mahsup edilmesi şeklinde bir günlük avans ödemesi sisteminin devreye alınması,
- Tüm bu yukarıdaki işlemleri yürütmek üzere İMKB Takas ve Saklama Bankası (Takasbank) ile anlaşma yapılması,
- Teminatlardan bir bölümünün nakit olarak verilmesinin düzenlenmesi,
- Piyasa katılımcıları tarafından verilen nakit ve nakit dışı teminatların Takasbank tarafından değerlendirilerek nemalandırılması ve bu nemanın teminat sahibi piyasa katılımcılarına ödenmesi.

Yeni düzenlemeyle getirilen diğer önemli bir değişiklik ise serbest tüketicilerin tedarikçilerini değiştirmek istemeleri halinde DUY kapsamında izlenecek yol ile ilgilidir. Değişikle beraber, serbest tüketicilerin tedarikçi değiştirme süreçleri ile ilgili işlemler Piyasa Yönetim Sistemi üzerinden gerçekleştirilecektir. Böylelikle, serbest tüketicilerin hareketlerinden, bu tüketicilerin eski tedarikçilerinin de haberdar edilmesi hususu temin edilmektedir.

Yönetmelik değişikliğinin getirdiği başka bir düzenleme de OSOS ile ilgilidir. Bu kapsamda; dağıtım şirketleri tarafından kendi bölgelerinde kurulacak olan sayaçlardan hangilerinin OSOS kapsamında yer alacağı ve bu sayaçların okuma sıklığı ve fatura dönemi bazında okunması zorunlu olmayacak sayaçlar için yaklaşık bir aylık tüketim değeri belirlenmesi ile sayaçların OSOS'a bağlanması hususunda tarafların görev ve sorumluluklarının tespit edilmesine dair "Otomatik Sayaç Okuma Sistemlerinin Kapsamına ve Sayaç Değerlerinin Belirlenmesine İlişkin Usul ve Esaslar" hazırlanacağına ilişkin düzenleme yapılmıştır.

DUY'da yapılan bir diğer değişiklik de SBDT ile ilgilidir. Hesaplanan SBDT'nin piyasa katılımcıları arasındaki dağılımını düzenleyen hükümde değişiklik yapılarak mevcut haliyle veriş ve çekiş birimleri arasında yarı yarıya dağılımı öngören düzenleme yerine tüm SBDT'nin çekiş birimlerine dağıtılmasını öngören bir düzenleme yapılmıştır.

2.1.5 ELEKTRİK PİYASASI YAN HİZMETLER YÖNETMELİĞİNDE YAPILAN DEĞİŞİKLİKLER

Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği'nde, 15.05.2010 tarih ve 27580 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanan düzenleme ile kapsamlı değişikliklere ve yeniliklere yer verilmiştir. Yönetmelik değişikliği ile birlikte yan hizmet türlerine, "bölgesel kapasite kiralama hizmeti" de dahil edilmiştir. Bölgesel kapasite kiralama yöntemi, iletim sisteminin kısıtlar nedeniyle bölgelere ayrılması durumunda, bu bölgelerde oluşacak puant talebin yeterli ölçüde karşılanamayacağının tespit edilmesi halinde arz güvenliğini sağlamayı amaçlamaktadır. TEİAŞ, bir bölgede yeterli kapasite olmaması nedeniyle sistem güvenilirliğinin muhafaza edilememesi durumunda, bölgesel sistem ihtiyaçlarının karşılanması amacıyla Yönetmelik ile düzenlenen usul ve esaslar çerçevesinde bölgesel kapasite kiralama ihaleleri açabilecektir. İhale sonucunda doğan kapasite kiralama bedeli, TEİAŞ tarafından sistem işletim fiyatına yansıtılmak suretiyle karşılanacaktır.

2.1.6 ELEKTRİK PİYASASINDA TARİFELER YÖNETMELİĞİ VE İLGİLİ TEBLİĞLERDE YAPILAN DEĞİŞİKLİKLER

Elektrik Piyasası Tarifeler Yönetmeliği'nde 31.12.2010 tarih ve 27802 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe giren düzenleme ile bir dizi temel değişiklik yapılmıştır. Yönetmelik'te yapılan bu değişikliklerle beraber Yönetmelik'in uygulamasına yönelik Tebliğlerde de gerekli değişiklikler yapılmıştır. Bu kapsamda Yönetmelik ve Tebliğlerde;

- Kayıp kaçak enerji miktarının perakende satış lisansı sahibi dağıtım şirketi tarafından temin edileceği,
- Dengeleme güç piyasasındaki alım-satımlar tarifelere yansıtılırken Sistem Gün Öncesi Fiyatı'nın (SGÖF) uygulanacağı,
- Perakende satış hizmeti fiyatlarının, abone grupları ve/veya gerilim seviyeleri bazında ayrı ayrı olmak üzere sabit ve/veya değişken bir bedel olarak belirleneceği,

- İki dönem önceki fiili dört zamanlı enerji bilançosunda yer alan/yer almayan ancak, daha sonraki dönemlerde perakende satış lisansı sahibi tüzel kişinin portföyünden çıkan/portföyüne giren serbest tüketicilerin tüketim miktarı dikkate alınarak güncellenmiş enerji bilançolarının dikkate alınacağı,
- Kalite faktörü uygulamasının 01.01.2013 tarihinde başlayacağı,
- Dağıtım referans geliri unsuru olan kayıp kaçak bileşeninin kalktığı,
- Dağıtım lisansı sahibi tüzel kişiler tarafından uygulanacak iletim bedelinin, Dağıtım Sistemi Gelirinin Düzenlenmesi Hakkında Tebliğ hükümleri esas alınarak hesaplanacağı,

hususlarında düzenleme ve değişiklikler yapılmıştır.

2.1.7 ELEKTRİK PİYASASINDA İLETİM VE DAĞITIM SİSTEMLERİNE BAĞLANTI VE SİSTEM KULLANIMI HAKKINDA TEBLİĞ'DE YAPILAN DEĞİŞİKLİKLER

Elektrik Piyasasında İletim ve Dağıtım Sistemlerine Bağlantı ve Sistem Kullanımı Hakkında Tebliğ'de 30.03.2010 tarih ve 27537 sayılı Resmî Gazete'de yayımlanan düzenleme ile bazı değişikliklere gidilmiştir. Söz konusu düzenlemeyle, üretim şirketlerinin bağlantı ve sistem kullanım anlaşmaları imzalama yükümlülüklerine ilişkin hükümler ile Elektrik Piyasası Kanunu'nun Geçici 14 üncü maddesi kapsamında yapılan iletim yatırımlarının geri ödenmesi ile ilgili hükümde değişiklik yapılmıştır.

Tebliğ'de yapılan ilk değişiklik ile; üretim şirketlerinin, iletim ve dağıtım şirketleri ile yapacakları bağlantı ve sistem kullanım anlaşmalarının, üretim lisansında gösterilen inşaat öncesi süre bitmeden önce yapılması zorunluluğu getirilmiştir. Böylelikle üretim şirketleri ile iletim ve dağıtım şirketleri arasında yapılacak bağlantı ve sistem kullanım anlaşmalarının taraflarca bir an önce imzalanması temin edilerek ileride sisteme bağlantı konusunda doğması muhtemel ihtilafların önceden engellenmesi amaçlanmıştır.

Tebliğ'in getirdiği diğer önemli bir değişiklik de Elektrik Piyasası Kanunu'nun Geçici 14 üncü maddesi çerçevesinde, bir üretim tesisinin iletim sistemine bağlanması için gerekli olan iletim tesislerinin inşasının bağlantı müracaatında bulunan üretim şirketince yapılması veya finanse edilmesine ilişkindir. Tebliğ'de, yapımı veya finansmanı üretim şirketleri tarafından sağlanan iletim tesislerinin bedellerinin, bu üretim şirketlerine ne surette geri ödeneceğine ilişkin düzenlemede değişiklik yapılmıştır. Değişikliğe göre, geri ödemeye ilişkin hususlar, TEİAŞ tarafından hazırlanan ve

Kurul onayı ile yürürlüğe girecek olan metodoloji ile düzenlenmesi öngörülmüştür. Kurul, söz konusu metodolojiyi, 26.04.2010 tarih ve 2536 sayılı kararı ile onaylayarak yayımlamıştır.

2.2 2011 YILINDA MEVZUATA İLİŞKİN YÜRÜTÜLEN ÇALIŞMALAR

Yapılan Kanun değişiklikleri ve uygulamanın gerektirdiği hususlarda, elektrik piyasası ilgili mevzuatı üzerinde 2011 yılı içerisinde gerçekleştirilmek üzere çeşitli çalışmalar yürütülmektedir. Bu kapsamda; Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği, Elektrik Piyasası İthalat ve İhracat Yönetmeliği, Elektrik Piyasası Serbest Tüketici Yönetmeliği, Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği ve Elektrik Piyasası Dağıtım Yönetmeliği'nde değişiklik yapılmasına yönelik çalışmalar yapılmakta ve Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun'un uygulamasına yönelik bir yönetmelik hazırlık çalışması yürütülmektedir.

2.2.1 ELEKTRİK PİYASASI DENGELEME VE UZLAŞTIRMA YÖNETMELİĞİ

20.02.2011 tarihli ve 27852 sayılı Resmî Gazete'de yayımlanan düzenleme ile DUY'da bazı değişikliklere gidilmiştir. Elektrik Piyasası Tarifeler Yönetmeliği ve ilgili tebliğlerinde, yapılan değişiklik sonrasında, dağıtım sisteminde oluşan dağıtım kayıp kaçak miktarlarının telafisinin, perakende satış lisansı sahibi dağıtım şirketlerinin sorumluluğuna verilmesi ve kayıp kaçaktan doğan maliyetin tüm tüketicilere yansıtılmasının ardından, DUY'un da bu düzenleme ile uyumlu hale getirilmesi ihtiyacı doğmuştur. Yapılan değişiklikle, ayrıca Gün Öncesi Piyasasına geçiş ile teminat mekanizması uygulamasının eş zamanlı olarak 1 Aralık 2011 tarihinde başlayacağı düzenlenmiştir.

Diğer taraftan, yapılan düzenlemede Gün Öncesi Planlama aşamasında kısıtların giderilmesine yönelik işlemlerin, gün öncesinden gerçekleştirilmesi sırasında ortaya çıkabilecek suiistimalleri engellemek amacıyla Gün Öncesi Piyasasına geçilene kadar yalnızca Dengeleme Güç Piyasası kapsamında yapılacağı hüküm altına alınmıştır.

2.2.2 ELEKTRİK PİYASASI İTHALAT VE İHRACAT YÖNETMELİĞİ

TEİAŞ tarafından işletilen Türkiye ulusal elektrik sisteminin, 18 Eylül 2010 tarihinde ENTSO-E Avrupa Kıtası Senkron Bölgesi Şebekesine deneme amaçlı olarak senkron paralel bağlantısı sağlanmıştır. Yakın bir gelecekte Türkiye ulusal elektrik şebekesi, Yunanistan ve Bulgaristan ulusal şebekeleri ile senkron paralel bir biçimde elektrik enerjisinin uluslararası ticaretine imkan verir hale gelecektir. Ulusal elektrik şebekesinin başka şebekelerle senkron hale getirilmesi, elektrik piyasası mevzuatında elektriğin uluslararası ticaretine ilişkin düzenlemelerde de değişiklik yapılmasını gerektirmektedir. Bu kapsamda Elektrik Piyasası İthalat ve İhracat Yönetmeliği'nde bir revizyon yapılması planlanmaktadır.

Yapılacak olan düzenleme ile özellikle senkron paralel bağlantılarda ithalat ve ihracat faaliyetiyle ilgili kapsamlı değişiklikler getirilecektir. Yeni düzenlemede, enterkoneksiyon hatlarının kullanımı ve bu hatların tahsisi ile ilgili önemli değişiklikler öngörülmektedir.

2.2.3 ELEKTRİK PİYASASI SERBEST TÜKETİCİ YÖNETMELİĞİ

Elektrik Piyasası Serbest Tüketici Yönetmeliği'nde 08.02.2011 tarih ve 27840 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanan Değişiklik Yönetmeliği ile yeni değişiklikler ve düzenlemeler yapılmıştır. Yönetmelikte yapılan başlıca yenilik ve değişiklikler şöyledir:

- Yönetmelik değişikliği ile birlikte dağıtım şirketlerinin, bir önceki yıldaki tüketim miktarlarına göre serbest tüketici sıfatını kazanan tüketicilere, serbest tüketici limitini geçtiklerine dair bildirimde bulunma yükümlülüğü kaldırılmış; bunun yerine, bu durumdaki tüketicilerin listesinin sürekli ve güncel bir biçimde dağıtım şirketinin internet sitesinde yayımlanması zorunluluğu getirilmiştir.
- Yönetmelik değişikliği ile talep birleştirerek serbest tüketici sıfatını kazanan tüzel kişi tüketicilere, serbest tüketici niteliğine sahip olduklarını gösterir belgeyi, bu tüzel kişi tüketicilerin vergi sicil kaydının bulunduğu ilde faaliyet gösteren dağıtım şirketi tarafından verileceği hüküm altına alınmıştır.
- Değişiklikle birlikte, serbest tüketicilere ikili anlaşmalarla elektrik enerjisi sağlayan tedarikçilerin, son bir yılda serbest tüketicilere yaptıkları toplam satış miktarı ile bu satışa

ilişkin ağırlıklı ortalama satış fiyatını her yılın Kasım ayı içerisinde Kuruma bildirmeleri zorunlu kılınmıştır.

- Yönetmelik'te yapılan diğer bir değişiklik hâlihazırda perakende satış lisansına sahip dağıtım şirketlerinden elektrik alan tüketicilerin, tedarikçi değiştirmeye yönelik taleplerinin yılın 1 Ocak, 1 Nisan, 1 Temmuz ve 1 Ekim tarihlerinde uygulamaya konacağı hüküm altına alınmıştır. Söz konusu düzenlemenin amacı, geçiş dönemi sözleşmelerinden kaynaklanan yükümlülöklere maruz kalan dağıtım şirketlerine, tüketicilerin ani tedarikçi değiştirme hareketlerine karşı pozisyonlarını ayarlayabilmeleri için imkân tanımaktır.

2.2.4 ELEKTRİK PİYASASI LİSANS YÖNETMELİĞİ

Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliğ'i'nde bir dizi değişiklik yapılması planlanmaktadır. Bu çerçevede uygulamada gereksinim duyulan; lisans alma yükümlölüğü, lisans başvurusu, ve lisans başvurularının inceleme ve değerdendirmeye alınması, lisans başvurusu sahibi tüzel kişilerin sahip olması gereken sermaye tutarları ile ilgili hususlarda revizyon yapılması düşünülmektedir.

2.2.5 YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARININ BELGELENDİRİLMESİ VE DESTEKLENMESİNE İLİŞKİN YÖNETMELİK TASLAĞI

29.12.2010 tarihinde 6094 sayılı Kanun'la değıştirilen 5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun gereğince Kurum tarafından, yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesisleri için üretim lisansı sahibi tüzel kişilere Yenilenebilir Enerji Kaynak (YEK) Belgesi verilmesi ile YEK Destekleme Mekanizmasının işleyişine ilişkin usul ve esasları belirlemek üzere Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Belgelendirilmesi ve Desteklenmesine İlişkin Yönetmelik adıyla bir yönetmelik çıkarılması planlanmaktadır.

Yönetmelikte; yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektriğın kaynak türünün belirlenmesi ve takibini sağlayan YEK Belgesi ile ilgili Kanun'daki fiyat teşviklerinden yararlanma için oluşturulacak YEK Destekleme Mekanizması ile ilgili ayrıntılı hükümler öngörülmektedir. Bu kapsamda, YEK

Destekleme Mekanizmasına ilişkin ödemelerin düzenlenmesi, tedarikçilerin ödeme yükümlülüğü oranı ve tutarının belirlenmesi, teminat yükümlükleri gibi konularda düzenleme yapılmaktadır.

2.2.6 ELEKTRİKLİ ARAÇLARA İLİŞKİN DÜZENLEME

Elektrik Piyasası Dağıtım Yönetmeliği'nde, elektrikli araçların şarj edilmesi için kurulacak hızlı, orta hızlı ve yavaş şarj ünitelerinin dağıtım sistemine bağlantısını mümkün kılan bir değişiklik yapılması öngörülmektedir.

3. TÜRKİYE ELEKTRİK ÜRETİM VE TÜKETİMİNİN GELİŞİMİ

EPDK'nın piyasanın üretim seviyesine ilişkin başlıca görevini lisanslama faaliyeti oluşturmaktadır. Bu çerçevede EPDK tarafından, 2003 yılından itibaren 2010 yılı sonuna kadar toplam 1495 adet lisans verilmiştir. Verilen lisansların lisans türleri itibarıyla yıllara göre dağılımı aşağıdaki çizelgede yer almaktadır.

Çizelge 3-1: EPDK Tarafından Verilen Lisansların Sayısının Lisans Türlerine Göre Dağılımı

Lisans Türü	Lisans Alınan Tarih (Adet)								
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Toplam
İletim Lisansı	1	-	-	-	-	-	-	-	1
Dağıtım Lisansı	-	-	-	19	-	1	1	1	22
Perakende Satış Lisansı	-	-	-	19	-	1	1	1	22
Toptan Satış Lisansı	6	10	4	4	3	6	8	48	89
OSB Dağıtım Lisansı	-	-	-	-	57	49	13	8	127
Üretim Lisansı	137	52	55	86	185	222	168	119	1024
Otoprodüktör Lisansı	105	14	18	18	10	22	8	16	211
Toplam	249	76	77	146	255	301	199	192	1495

Kaynak: EPDK

Yukarıdaki çizelgede görülebileceği üzere 2010 yılı itibarıyla özellikle Kurum tarafından verilen toptan satış lisansında önemli bir artış gerçekleşmiştir. Öte yandan üretim alanında, Kurum tarafından verilen otoprodüktör lisansı sayısında artış gerçekleşirken, verilen üretim lisansı sayısı önceki yıla göre düşmüştür.

Çizelge 3-2: Üretim ve Otoprodüktör Lisanslarının Yakıt Türlerine Göre Dağılımı

Tesis Türü	2010 Yılı		Toplam	
	Adet	Kurulu Güç(MW)	Adet	Kurulu Güç(MW)
HES	94	1.944	736	27.956
Kömür	1	100	36	18.844
Doğalgaz	7	420	78	16.486
RES	6	220	91	3.500
Diğer	0	-	14	510
Mobil	-	-	2	263
JES	4	63	11	227
Çöp Gazı	-	-	4	39
Biyokütle	3	15	4	20
Biyogaz	4	7	7	13
Fuel Oil	-	-	1	11
Toplam	119	2.769	984	67.869

Kaynak:EPDK

Verilen lisanslar kurulu güç açısından değerlendirildiğinde, EPDK tarafından 2010 yılı sonu itibarıyla toplam kapasitesi 67.869 MW olan 984 adet üretim ve otoprodüktör lisansı verilmiştir.

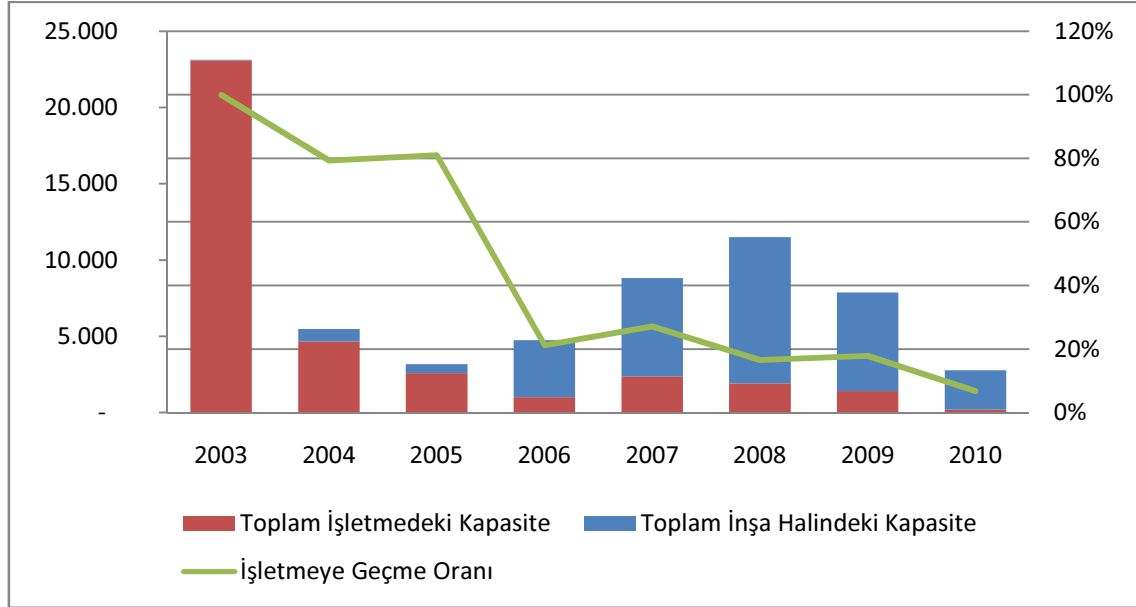
Söz konusu lisansların toplam kurulu gücü 2769 MW olan 119 adedi 2010 yılında verilmiştir. Verilen lisansların büyük kısmını hidroelektrik tesisler oluşturmakla beraber, doğal gaz ve rüzgâr santrallerine de önemli miktarda lisans verilmiştir. Bu kaynaklara verilen lisansların toplam kurulu gücü 640 MW'a ulaşmıştır. Ayrıca 2010 yılı itibarıyla yenilenebilir kaynaklara verilen lisansların sayısında ve toplam kurulu gücünde oran olarak artış olduğu görülmektedir.

3.1 LİSANSLI KAPASİTENİN GELİŞİMİ

Lisanslı kapasite, işletmeye geçme açısından değerlendirildiğinde, aşağıdaki şekilde görüldüğü üzere işletmeye geçiş yüzdesinin yıllar itibarıyla azaldığı görülmektedir. Lisanslama süreci 2002 yılı sonu itibarıyla başlamış olup, 2003 yılında yapılan başvuruların tamamına yakını işletmedeki kapasite tarafından gerçekleştirilmiştir. Bu nedenle 2003 yılında lisanslanan kapasitenin büyük kısmını mevcut üretim tesisleri oluşturmaktadır ve işletmeye geçme yüzdesi çok yüksektir. 2004 yılında lisans alan

kapasitenin % 79'u 2010 yılı sonu itibarıyla işletmeye geçmişken, 2010 yılında lisans alan kapasitenin ancak % 7'si işletmeye geçmiştir.

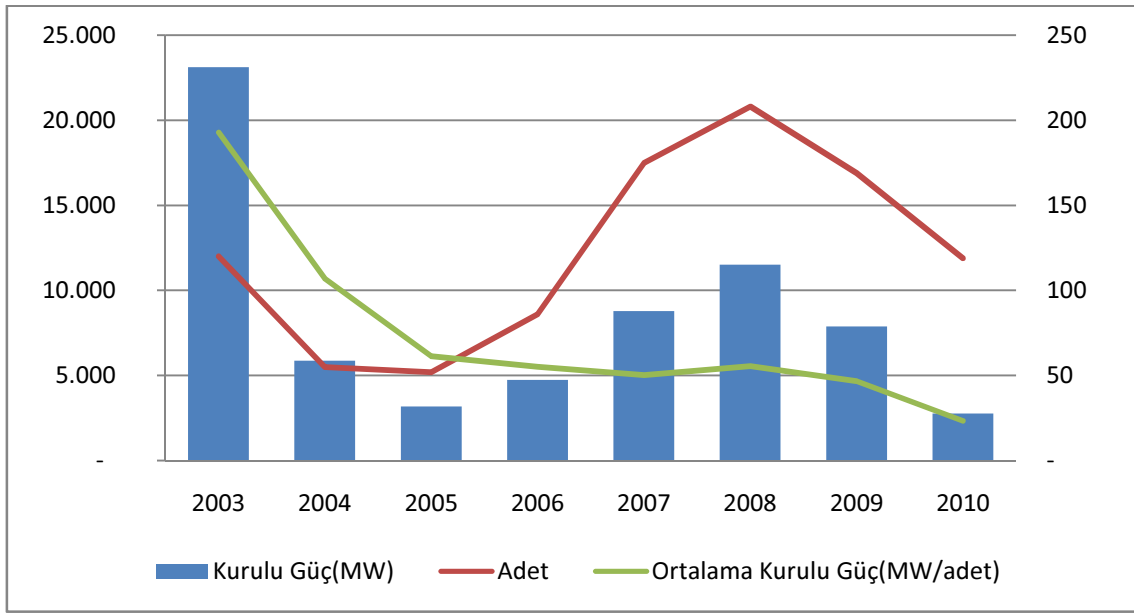
Şekil 3-1: Yıllar İtibarıyla EPDK'dan Lisans Alan Kapasitenin Gelişimi (MW)



Kaynak:EPDK

EPDK'dan alınan lisansların adedi, toplam ve ortalama kapasitesi Şekil 3-2'de gösterilmiştir. Mevcut kapasitenin lisanslandığı 2003 yılı hariç tutulduğunda, 2008 yılında alınan lisans âdeti ve kapasitesi en yüksek seviyesine ulaşmıştır. Öte yandan alınan lisansların ortalama kapasitesinde devamlı olarak azalma eğilimi görülmektedir. Bu durumda piyasada faaliyet gösteren santrallerin ortalama kapasitesinin düşmekte olduğu sonucuna varılmaktadır.

Şekil 3-2: EPDK'ya Yapılan Başvuru Sayısı ve Kapasite



Kaynak:EPDK

3.2 İŞLETMEDEKİ KAPASİTE

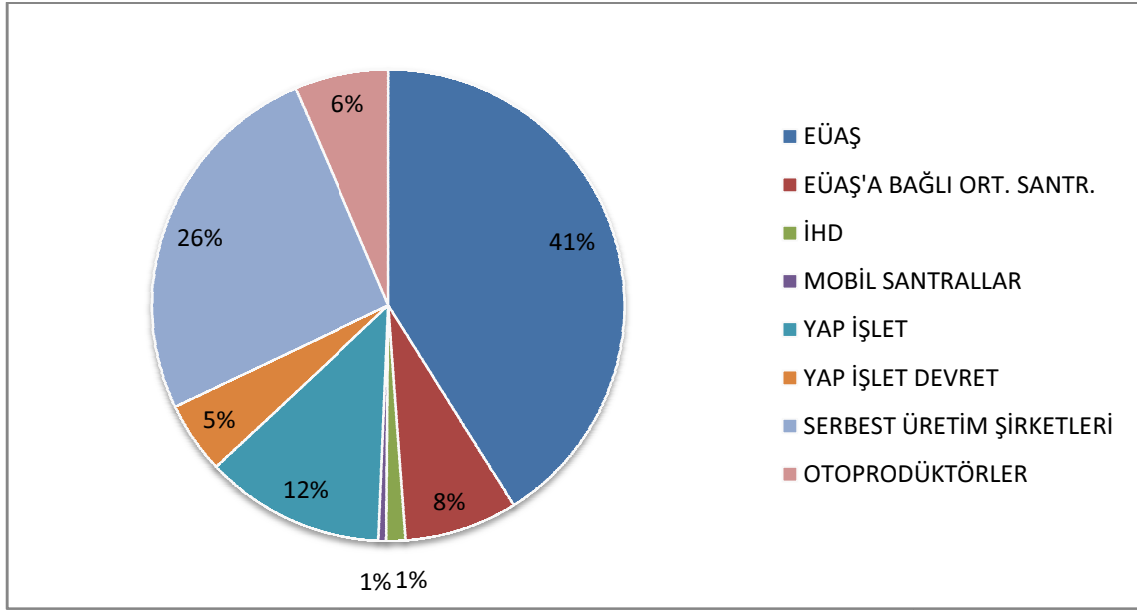
2010 sonu itibarıyla Türkiye toplam kurulu gücü 49.562 MW olup, işletmedeki kurulu gücün kuruluş bazında dağılımı incelendiğinde, piyasada kamunun önemli oranda ağırlığı olduğu görülmektedir. EÜAŞ, EÜAŞ Bağlı Ortaklıkları, İHD, Yİ, YİD olmak üzere kamu kontrolündeki kapasite toplam kurulu gücün yaklaşık olarak üçte ikisine ulaşmaktadır.

Çizelge 3-3: Türkiye Elektrik Enerjisi Kurulu Gücü (2010)

Şirket	Tipi	Santral Sayısı	Kurulu Güç (MW)	Toplam Güç (MW)
EÜAŞ	Termik	15	8.691	20.369
	Hidrolik	104	11.678	
EÜAŞ'a Bağlı Ortaklık Santralleri	Termik	5	3.834	3.834
İşletme Hakkı Devredilen Santraller	Termik	1	620	650
	Hidrolik	1	30	
Mobil Santraller	Termik	2	263	263
Yap İşlet	Termik	5	6.102	6.102
Yap İşlet Devret	Termik	4	1.450	2.439
	Hidrolik	17	972	
	Rüzgar	2	17	
Serbest Üretim Şirketleri	Termik	88	8.722	12.724
	Hidrolik	134	2.607	
	Jeoter.	6	94	
	Rüzgar	36	1.302	
Otoprodüktörler	Termik	144	2.636	3.181
	Hidrolik	4	544	
	Rüzgar	1	1	
Toplam	Termik	264	32.317	49.562
	Hidrolik	260	15.831	
	Jeoter.	6	94	
	Rüzgar	39	1.320	

Kaynak: TEİAŞ

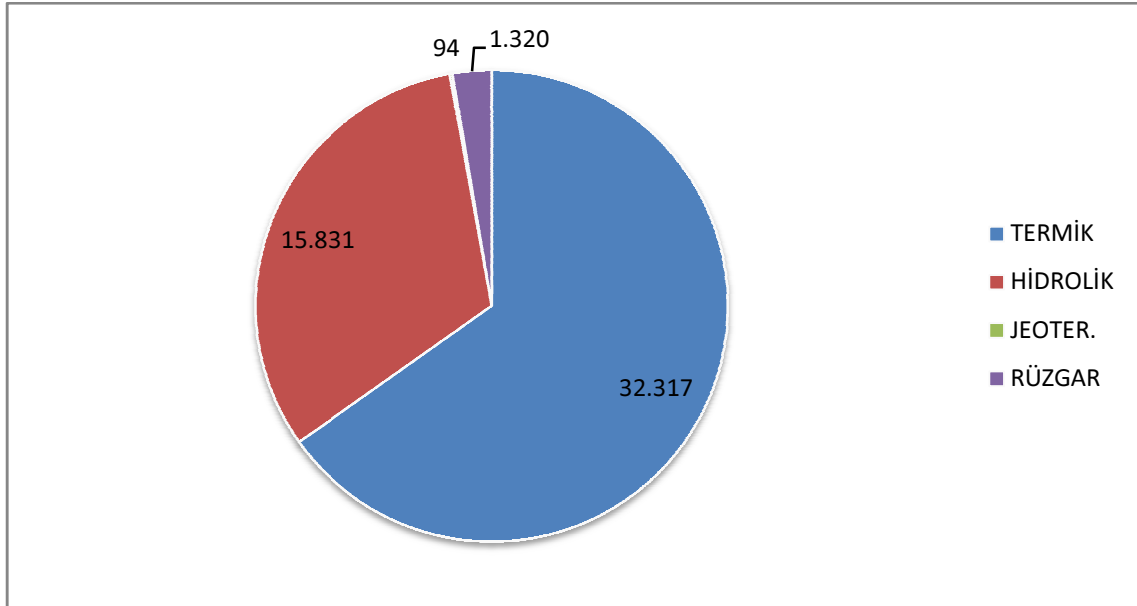
Şekil 3-3: 2010 Yılı Sonu İtibariyle İşletmedeki Kurulu Gücün Kuruluşlara Dağılımı



Kaynak: TEİAŞ

Öte yandan kurulu gücün kaynaklar dağılımı incelendiğinde kurulu gücün yaklaşık olarak üçte ikisinin termik santrallere ait olduğu görülmektedir. Hidrolik kapasite % 32 oranında olup, rüzgarın oranı %3'tür.

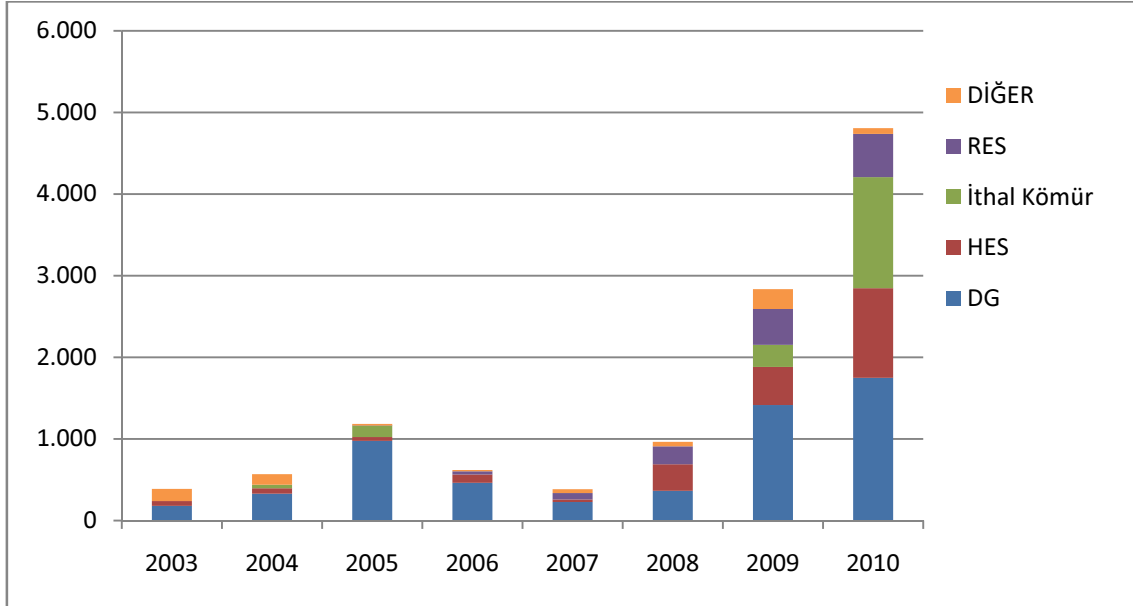
Şekil 3-4: Türkiye Kurulu Gücünün Kaynaklara Dağılımı (MW)



Kaynak: TEİAŞ

Aşağıdaki şekilde yıllar itibarıyla geçici kabulü yapılan santrallerin kurulu gücünün yakıt türleri bazında kırılımı gösterilmiştir. Şekil 3-6'da görüldüğü üzere, özel sektör tarafından yapılan linyit kaynaklı üretim tesisi yatırımının çok kısıtlı olduğu görülmektedir. Özel sektöre ait kurulu gücün büyük kısmını doğal gaz üretim tesisleri oluşturmaktadır.

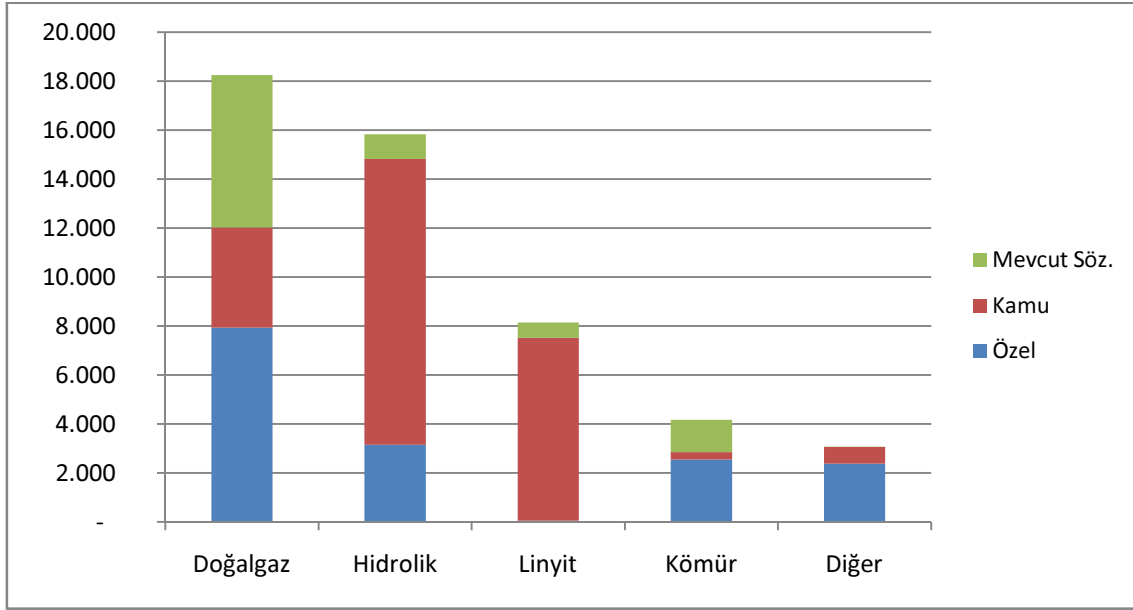
Şekil 3-5: Yıllara Göre Geçici Kabulü Yapılan Santrallerin Kurulu Gücü (MW)



Kaynak: ETKB

Şekilde görüldüğü üzere 2003 yılından 2007 yılına kadar devreye alınan kapasite azalırken, 2007 yılından itibaren devreye alınan kapasite ciddi oranda artmaktadır. Şekilde dikkati çeken diğer bir husus ise doğalgazın payının zamanla azalmasıdır.

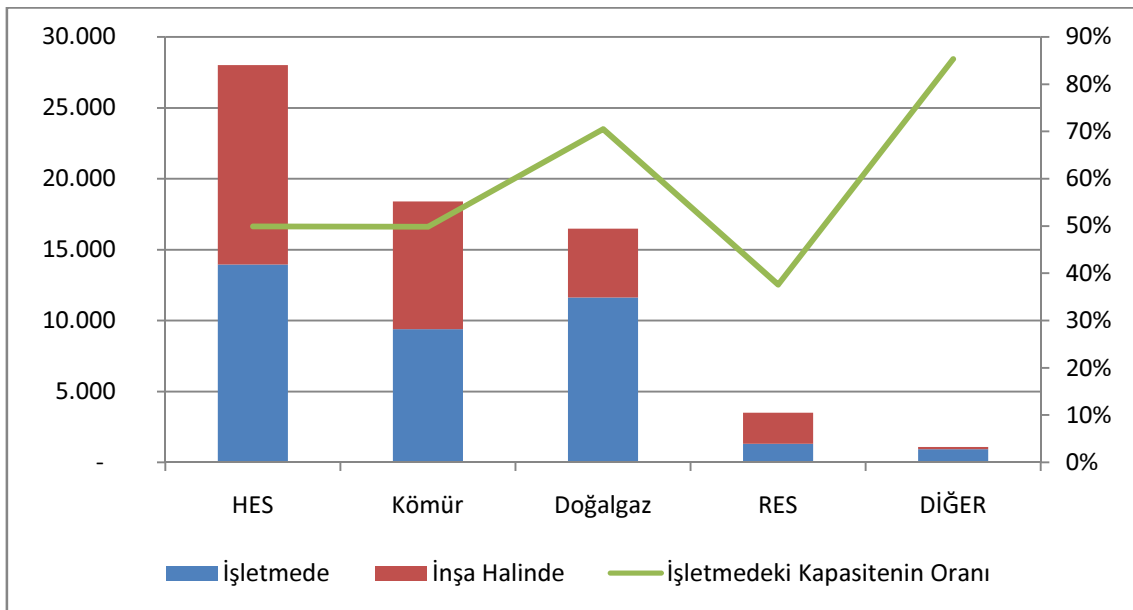
Şekil 3-6: Devreye Alınan Kapasitenin Yakıtlara Göre Dağılımı (MW)



Kaynak:EPDK

Söz konusu kapasitenin yakıt türleri bazında dağılımı aşağıdaki şekilde gösterilmiştir. Şekil 3-7’de görüldüğü üzere lisanslı kapasitenin büyük kısmını sırasıyla hidroelektrik, kömür ve doğal gaz santralleri oluşturmaktadır. İnşa süreleri nispeten daha uzun olan lisanslı HES ve kömür başvurularının yarısı işletmeye geçerken, daha kısa tesis inşa süresine sahip lisanslı doğal gaz başvurularının işletmeye geçme oranı % 70 oranındadır.

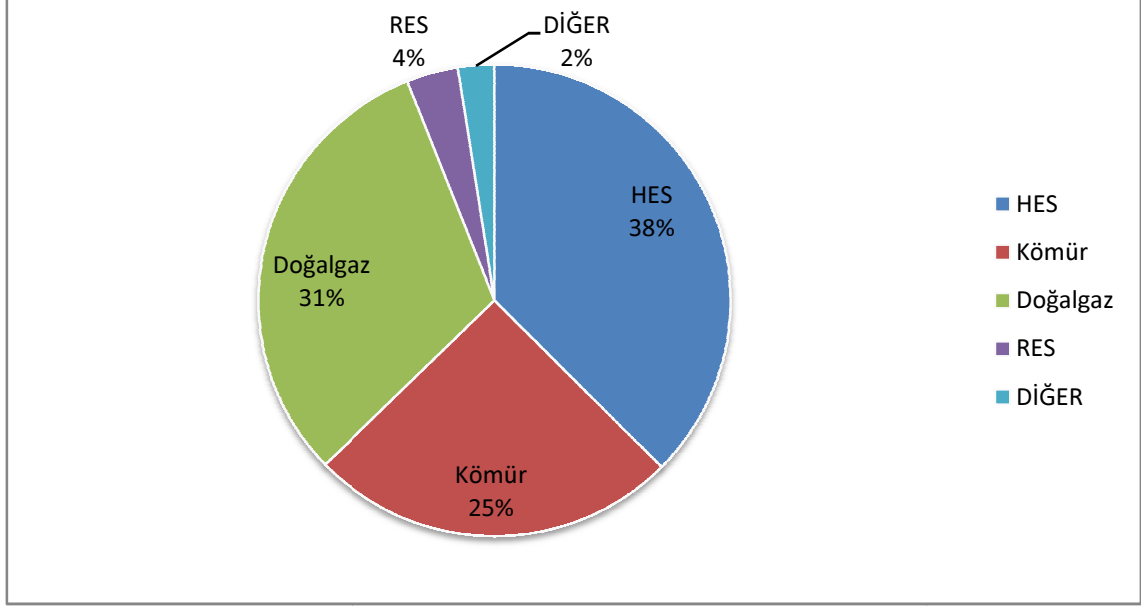
Şekil 3-7: EPDK’dan Lisans Alan Kapasitenin Yakıt Türlerine Göre Dağılımı (MW)



Kaynak:EPDK

EPDK'dan lisans alan işletmedeki kapasitenin² yakıt türlerine göre dağılımı incelendiğinde en yüksek paya sırasıyla hidroelektrik, doğal gaz ve kömür santrallerinin sahip olduğu görülmektedir.

Şekil 3-8: EPDK'dan Lisans Alan İşletmedeki Kapasitenin Yakıt Türlerine Göre Dağılımı

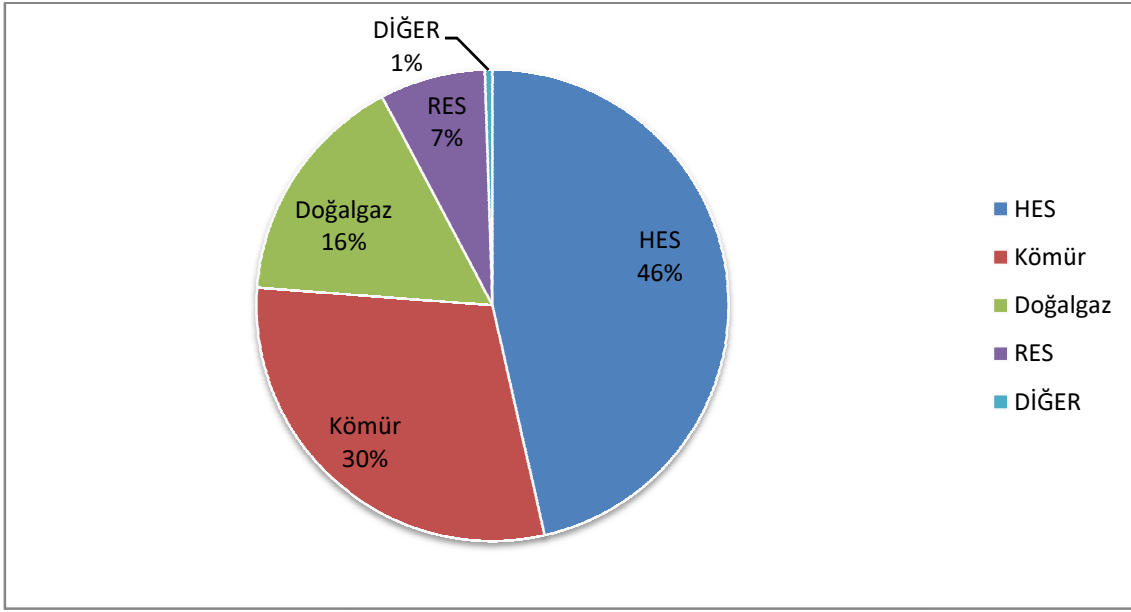


Kaynak: EPDK

Söz konusu veriler, inşa halindeki lisanslı kapasite ile birlikte değerlendirildiğinde en büyük paya yine bu üç santral tipinin sahip olduğu, ancak sıralamalarının farklı olduğu dikkat çekmektedir. Bu durumda inşa halindeki kapasitenin işletmeye geçmesi ile beraber hidroelektrik ve kömür santrallerinin kurulu güçteki payının artması beklenirken doğal gazın payının azalacağı öngörülmektedir. Benzer şekilde rüzgâr kapasitesinin toplam kurulu güç içerisindeki payının artacağı öngörülmektedir.

² Mevcut sözleşmeler kapsamında faaliyet gösteren yap-işlet, yap-işlet-devret ve işletme hakkı devri santralleri EPDK'dan lisans almamış olmaları nedeniyle tablolarda ve şekillerde yer almamaktadırlar.

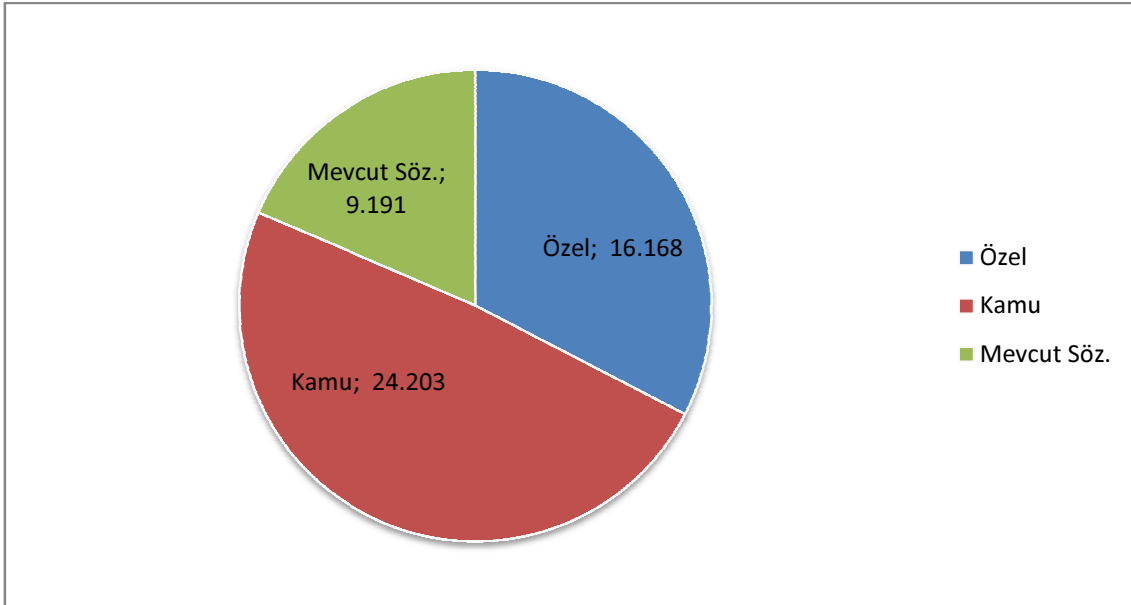
Şekil 3-9: EPDK'dan Lisans Alan İnşa Halindeki Kapasitenin Yakıt Türlerine Göre Dağılımı



Kaynak: EPDK

Ülkemizde 1980'li yıllardan itibaren elektrik üretimi konusunda farklı kanunların yürürlüğe girmesi nedeniyle elektrik piyasasında farklı düzenlemeler altında faaliyet gösteren üretim şirketleri bulunmaktadır. Aşağıdaki şekilde işletmedeki kurulu gücün kuruluşlara göre dağılımı yer almaktadır.

Şekil 3-10: Lisanslama Sürecinin Kuruluşlara Göre Dağılımı



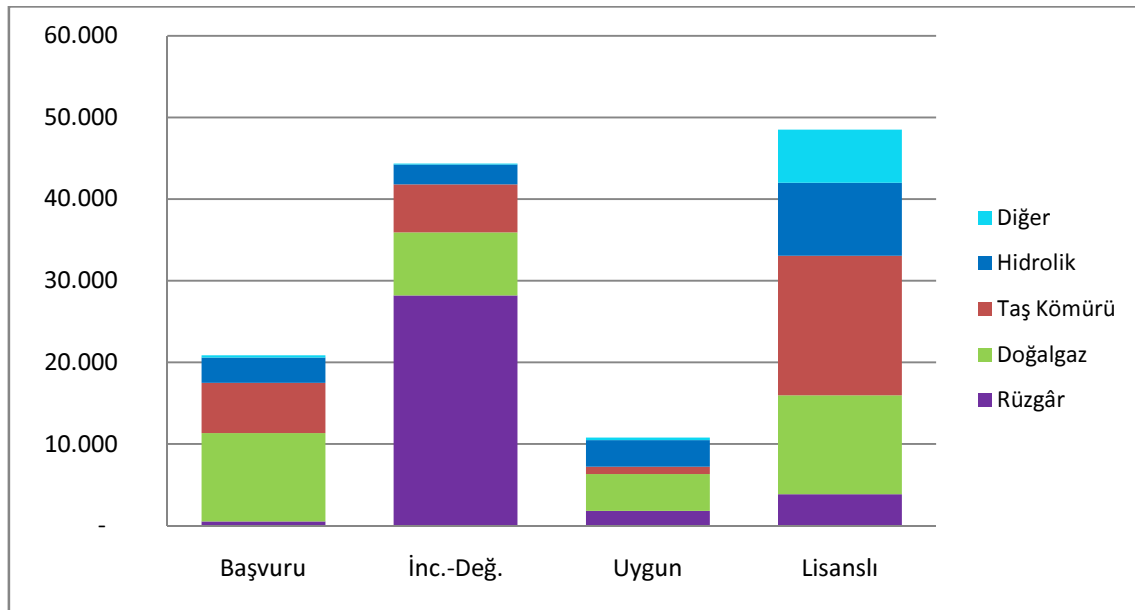
Kaynak:EPDK

Yukarıdaki şekilde görülebileceği üzere mevcut kapasitenin yaklaşık olarak yarısı kamuya, üçte biri ise özel şirketlere aittir. Mevcut sözleşmeler ile beraber kamu, piyasadaki işletmedeki kurulu gücün yaklaşık olarak üçte ikisini kontrol etmektedir.

3.3 LİSANSLAMA SÜRECİNDEKİ KAPASİTE

2010 yılı itibarıyla kamu santralleri dışındaki lisanslı toplam kapasite 50.000 MW'a ulaşmak üzeredir. Bunun yanında 76.000 MW'ın üzerinde bir kapasite lisanslama sürecinde yer almaktadır. Lisanslama sürecinde bulunan kapasitenin yarıdan fazlasını İnceleme-Değerlendirme aşamasında bulunan başvurular, 10.000 MW'dan fazla kısmı lisanslama sürecinin son kısmı olan uygun bulma aşamasındakiler oluşturmaktadır. Lisanslama sürecinde bulunan kapasitenin hâlihazırdaki lisanslı kapasiteye nispeten çok yüksek olduğu görülmektedir.

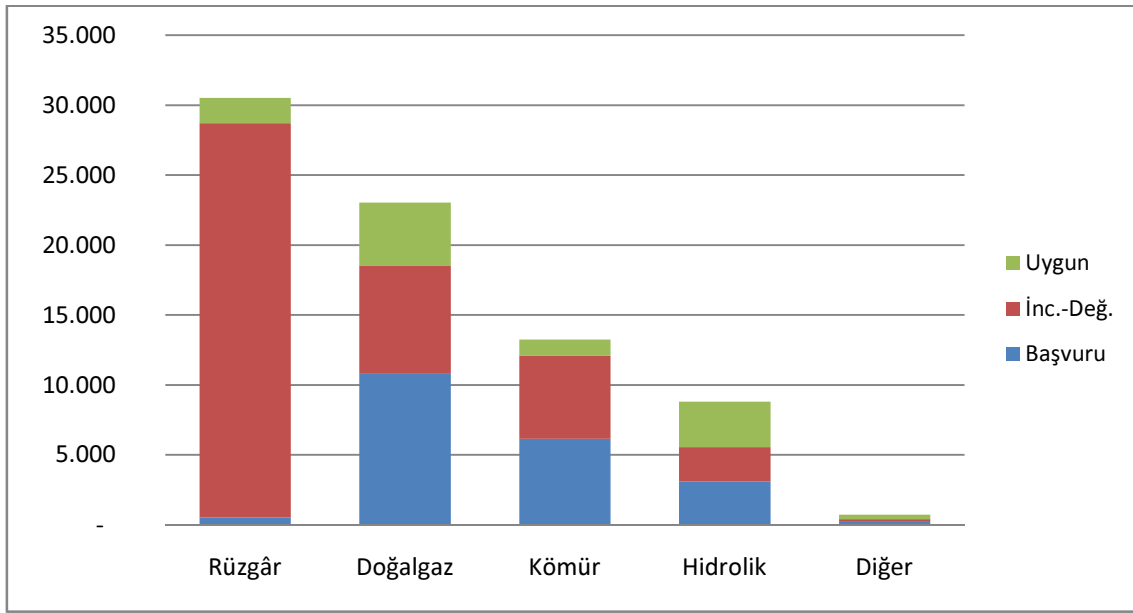
Şekil 3-11: Yakıt Türleri Bazında Lisanslama Süreci (MW)



Kaynak:EPDK

Lisanslama süreci ile ilgili diğer dikkat çekici bir husus, diğer tüm yakıt türleri için nispeten dengeli bir dağılım söz konusu olmakla beraber rüzgâr başvurularının tamamına yakın kısmının İnceleme-Değerlendirme aşamasında bulunmasıdır. İnceleme-Değerlendirme aşamasındaki kapasitenin yaklaşık olarak üçte ikisini rüzgâr başvuruları oluşturmaktadır. Bu durum lisanslama sürecinin yakıt türleri bazında gösterildiği aşağıdaki şekilde görülmektedir.

Şekil 3-12: Lisanslama Sürecinin Yakıtlara Göre Dağılımı (MW)



Kaynak:EPDK

3.4 TÜRKİYE’DE NÜKLEER GÜÇ SANTRALİ KURMA FAALİYETLERİ

Dünya elektrik enerjisinin yaklaşık % 14’ünü karşılayan 441 adet nükleer güç santralının 30 ülkede işletmede olduğu (376 GWe) ve 15 ülkede 63 adet santralin (65 GWe) inşa halinde olduğu günümüzde, ülkemizde işletmede veya yapım halinde nükleer güç santrali yoktur. Türkiye’de bir nükleer güç santrali kurma fikri 1960’lı yıllarda başlamıştır. O tarihlerde elektrik işlerinden sorumlu olan kuruluş Elektrik İşleri Etüt İdaresi (EİEİ) 400 MWe’lık bir nükleer santral kurmak üzere yola çıkmış ancak sonuç alınamamıştır.

İkinci defa nükleer santral kurma girişimleri 1970’li yıllarda tekrar gündeme gelmiştir ki bu yıllarda TEK Nükleer Santraller Dairesi kurulmuş ve yine nükleer santral kurma çalışmaları iptal edilmiştir. 1983 yılında üçüncü nükleer santral kurma girişiminde, Mersin Akkuyu’da iki ünite, Sinop’ta bir ünite nükleer güç santrali kurulması amaçlanmıştır. Ancak bu girişim, Hazine garantisinin hükümet tarafından uygun bulunmaması nedeniyle 1984 yılında sona ermiştir.

1993 yılında yapılan bir değişiklikle TEK, TEAŞ ve TEDAŞ olarak ikiye ayrılmış ve TEAŞ bünyesinde Nükleer Santraller Dairesi yeniden kurulmuştur. Dördüncü nükleer santral kurma girişimi çerçevesinde tekliflerin değerlendirilmesi tamamlanmış olmasına rağmen, 2000 yılında yapılan

Bakanlar Kurulu toplantısında, nükleer santral yapımı için elverişli koşullar oluşuncaya kadar Türkiye'nin Nükleer Programının ertelenmesine karar verildiği açıklanmıştır.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) 13 Nisan 2006 tarihinde özel sektörün ileri gelen firmalarının katılımı ile bir "Nükleer Zirve" düzenlemiş ve hükümetin nükleer güç santrallerinin özel sektör tarafından kurulmasını öngördüğünü belirtmiştir. Nükleer Güç Santrallerinin Kurulması ve İşletilmesi ile Enerji Satışına İlişkin 5710 sayılı Kanun, 21 Kasım 2007 tarihli Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe girmiş ve Kanun kapsamında tesis edilecek Nükleer Güç Santrali için TETAŞ tarafından yapılacak yarışmaya ilişkin şartname ile enerji alım sözleşmesinin hazırlanmasına yönelik çalışmalar Kasım 2007'de başlatılmıştır. Yapılan yasal ve idari düzenlemeler sonucunda yarışma tarihi 24 Eylül 2008 olarak duyurulmuştur.

Yarışma dokümanları çerçevesinde sürdürülen değerlendirme çalışmaları, Danıştay'ın yönetmeliğin bazı maddeleri için verdiği yürütmeyi durdurma kararının ardından kesintiye uğramıştır. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı temyize gitmeyerek, ihale sonucuna ilişkin raporu TETAŞ'a iade etmiştir. Nükleer Güç Santrali kurup işletecek ve TETAŞ'a elektrik enerjisi satacak Şirketin belirlenmesine ilişkin 24 Eylül 2008 tarihinde yapılan "yarışma", bu yönde hazırlanan Şartnamenin 31 inci Maddesi doğrultusunda iptal edilerek, ülkemizin nükleer güç santrali kurma hususundaki beşinci büyük projesi de sonuçsuz kalmıştır.

12 Mayıs 2010 tarihinde Ankara'da imzalanan "Türkiye Cumhuriyeti Hükümeti ile Rusya Federasyonu Hükümeti Arasında Türkiye Cumhuriyeti'nde Akkuyu Sahası'nda bir Nükleer Güç Santrali'nin Tesisine ve İşletimine Dair İşbirliğine İlişkin Anlaşma'nın onaylanmasının uygun bulunduğu Kanun Resmi Gazete de yayımlanmıştır. 14 Aralık 2010 tarihi itibarıyla da Akkuyu NGS Elektrik Üretim A.Ş. kurulmuştur.

Özellikle nükleer enerji programlarının ilk dönemlerinde, yerli uzmanların eğitiminin ve konusunda tecrübeli uzmanların yurt dışından sağlanması gerekebilir. Şu anda ülkemizde bu konuda yetişmiş insan gücünün büyük bölümü Türkiye Atom Enerjisi Kurumu (TAEK) bünyesinde bulunmaktadır.

Yerli katkı oranını nükleer enerji politikasıyla birlikte en hızlı artıran ülkeler Çin ve Güney Kore'dir. Bu ülkelerde nükleer santral yakıt fabrikası bulunup kendi yakıtlarını imal etmektedirler. Ülkelerin bu başarılarının arkasında yatan temel unsur; uzun dönemli ulusal planların yapılması ve bunların herhangi bir sapmaya uğratılmadan ciddiyetle uygulanmasıdır. Türkiye bu örnekten ciddi anlamda ders çıkartabilmelidir. Neticede, nükleer enerji gelişmiş ülkelerde yaygın olarak kullanılan ve

sürdürülebilir kalkınmanın en önemli kriterlerinden biri olan çevresel uyumluluk koşulunu sağlayan bir enerji şeklidir.

Günümüzde yapılan nükleer santraller, yüksek yük faktörleri ile çalışan güvenli tesislerdir. Ancak bu tesislerin çevreye ve halka zararının olmadığına uzmanlar tarafından biliniyor olması yeterli değildir. Bu nedenle, ülkemizde bu konunun daha geniş kitlelere anlatılması gerekmektedir. Çevreye ve insana zarar vermeyen, sürdürülebilir ve makul maliyetlerdeki bir nükleer projenin elektrik sistemine ve ülkenin gelişimine önemli faydalar sağlayacağı değerlendirilmektedir. Bunların başında özellikle baz yük talebinin karşılanmasına yönelik olarak, düşük maliyetli elektrik enerjisi temin edilmesi gelmektedir. Diğer önemli bir husus ise ülkemiz elektrik piyasasının fosil kaynaklara önemli oranda bağımlılığıdır. Ancak bu piyasalarda fiyatlar özellikle son yıllarda değişken ve yüksek olup, tedarikçi sayısı sınırlı olmaktadır. Öte yandan önemli oranda karbon salımına neden olmaktadır. Bu çerçevede, gerek arz güvenliği, gerekse arz çeşitliliğinin sağlanması açısından nükleer enerji önemli bir alternatif oluşturmaktadır. Nitekim çevresel kaygılar nedeniyle ABD ve AB’de birçok ülke nükleer kapasiteyi azaltma eğiliminde bulunmasına karşın, bahsedilen nedenlerle nükleer enerji tekrar bu ülkelerin gündemine girmiştir. Ancak, nükleer elektrik üretim teknolojisinin bir ülkeye transferi ve kullanılması, uzun dönemli planların yapılması ve bu planların devlet politikası olarak herhangi bir sapmaya uğratılmadan ciddiyetle uygulanması ile mümkündür.

Ülkemizin 15 Aralık 1994 tarihinde taraf olduğu "Nükleer Güvenlik Sözleşmesi" gibi milletlerarası antlaşmalar, uluslararası genel yaklaşımlar ve Avrupa Birliği (AB) mevzuatı, nükleer alanda düzenleyici kuruluşun nükleer santral ve reaktör kullanıcılarından bağımsız olmasını zorunlu kılmaktadır. Nükleer güç santrali sahibi bazı ülkelerin (örneğin Kore) yapmış olduğu gibi nükleer enerji kullanmaya başladıktan sonra yukarıda bahsi geçen bağımsız bir "nükleer düzenleme kurumu"nun kurulmasının daha uygun olacağı yönünde görüşler bulunmaktadır. Nükleer alanda lisanslama, düzenleme ve denetleme faaliyetleri ile uygulama ile araştırma ve geliştirme faaliyetlerinin yürütülmesine ilişkin mevzuatın yasalaşması gerekmektedir. Ülkemizde kurulacak nükleer güç santrallerinde yerli katkının en yüksek düzeye çıkarılabilmesi ve uygun standartlarda lisanslamanın yapılabilmesini temin etmek gereklidir.

Anlaşmaların yürürlüğe girmesini müteakip, Rus heyeti ile Türk tarafı arasındaki "yol haritası" konulu görüşmeler 17 Ocak 2011 tarihinde ETKB’de başlamıştır. Kamu kurum ve kuruluşların temsilcilerine "yol haritası" ile ilgili bilgi verilmiştir. Kamu kurum ve kuruluşlarının üst düzey yetkililerine bilgi vermek amacıyla bir toplantı yapılmış ve ilgili şirket tanıtılmıştır. Önümüzdeki günlerde kamuoyu bilgilendirmesi çalışmalarına başlanması gerekecektir. Bu çerçevede yapılması gereken işler sırasıyla;

- a) Kurucu olarak bildirim için TAEK'e başvurulması,
- b) Yer lisansı 1976 yılında TEK'e verilmiş olduğu için Akkuyu'da hemen çalışmalara başlamak için EÜAŞ ile Şirket arasında protokol yapılması,
- c) Çevresel Etki Değerlendirme Raporu için ilgili Kurumlara başvuru yapılması,
- d) TAEK'e yer lisansı için başvuruda bulunulması,
- e) EPDK'ya lisans için başvuru yapılması

olarak ifade edilebilir.

3.5 ELEKTRİK TALEBİNİN GELİŞİMİ

Gelişmekte olan bir ülke olarak Türkiye çok yüksek bir talep artış hızına sahiptir. 2010 yılı itibarıyla puant talep % 11,8'lik bir artışla 33.392 MW'a, enerji talebi ise %7,9'luk bir artışla 209 TWh'a ulaşmıştır. Böylece son on yıl içerisindeki puant talep ve enerji talebi için ortalama artış sırasıyla % 5,4 ve % 5,4 olarak gerçekleşmiştir.

Çizelge 3-4: Enerji ve Puant Talebin Gelişimi³

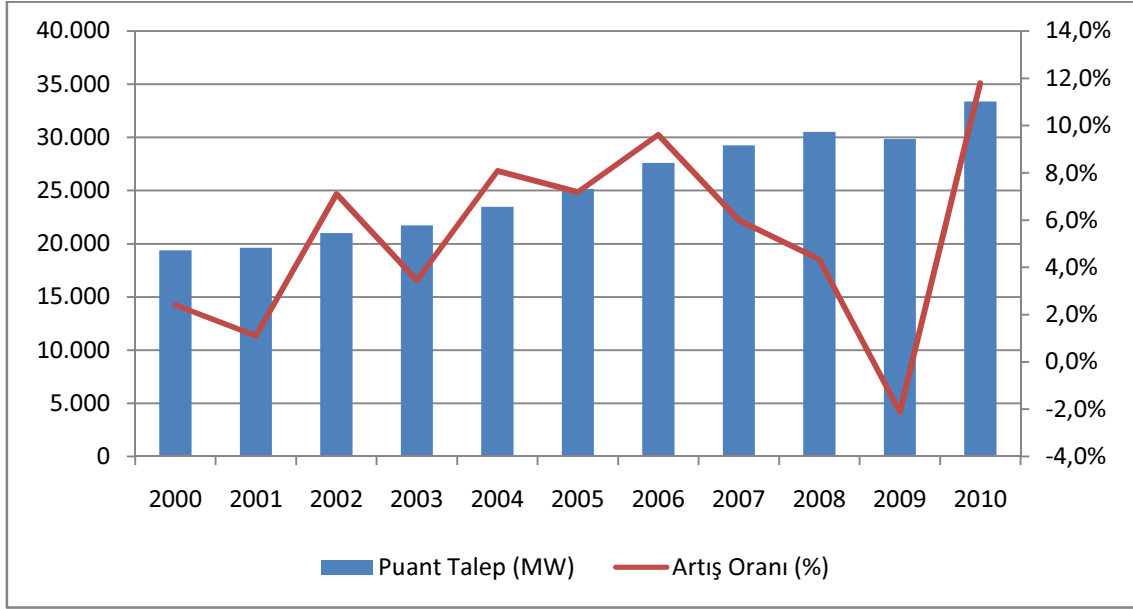
Yıl	Puant Talep (MW)	Artış Oranı (%)	Enerji Talebi (GWh)	Artış Oranı (%)
2000	19.390	2,4%	128.276	8,3%
2001	19.612	1,1%	126.871	-1,1%
2002	21.006	7,1%	132.553	4,5%
2003	21.729	3,4%	141.151	6,5%
2004	23.485	8,1%	150.018	6,3%
2005	25.174	7,2%	160.794	7,2%
2006	27.594	9,6%	174.637	8,6%
2007	29.249	6,0%	190.000	8,8%
2008	30.517	4,3%	198.085	4,2%
2009	29.870	-2,1%	194.079	-2,0%
2010	33.392	11,8%	209.390	7,9%
Ortalama		5,4%		5,4%

Kaynak: TEİAŞ

³ 2010 yılı verileri henüz kesinleşmemiştir.

Aşağıdaki şekilde puant talebin yıllar itibarıyla gelişimi görülmektedir. Puant talepte ekonomik krizin etkisiyle 2009 yılı itibarıyla düşüş gözlenmiş, ancak 2010 yılı itibarıyla son on yılın en yüksek artış oranı gerçekleşerek ekonomi toparlanma sürecine girmiştir.

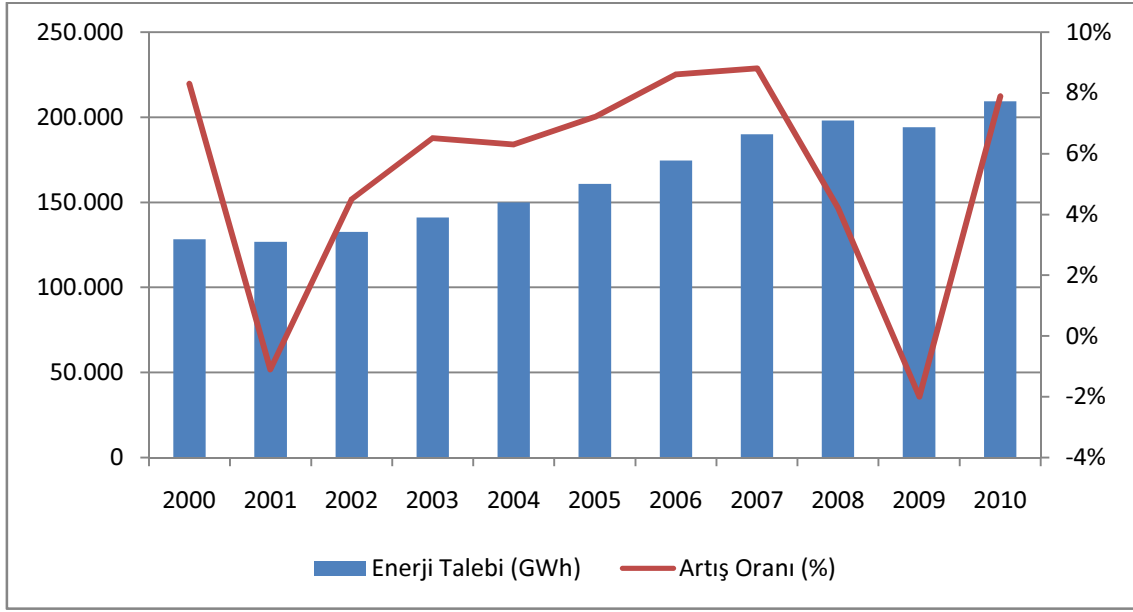
Şekil 3-13: Puant Talebin Yıllar İtibarıyla Gelişimi (MW)



Kaynak:TEİAŞ

Puant talepteki değişime benzer bir eğilim enerji talebi için de söz konusudur. Aşağıdaki şekilde görüldüğü üzere 2009 yılı itibarıyla enerji talebinde bir daralma söz konusu iken geçtiğimiz yıl itibarıyla elektrik enerji talebi son yılların en yüksek artışlarından birini gerçekleştirmiştir.

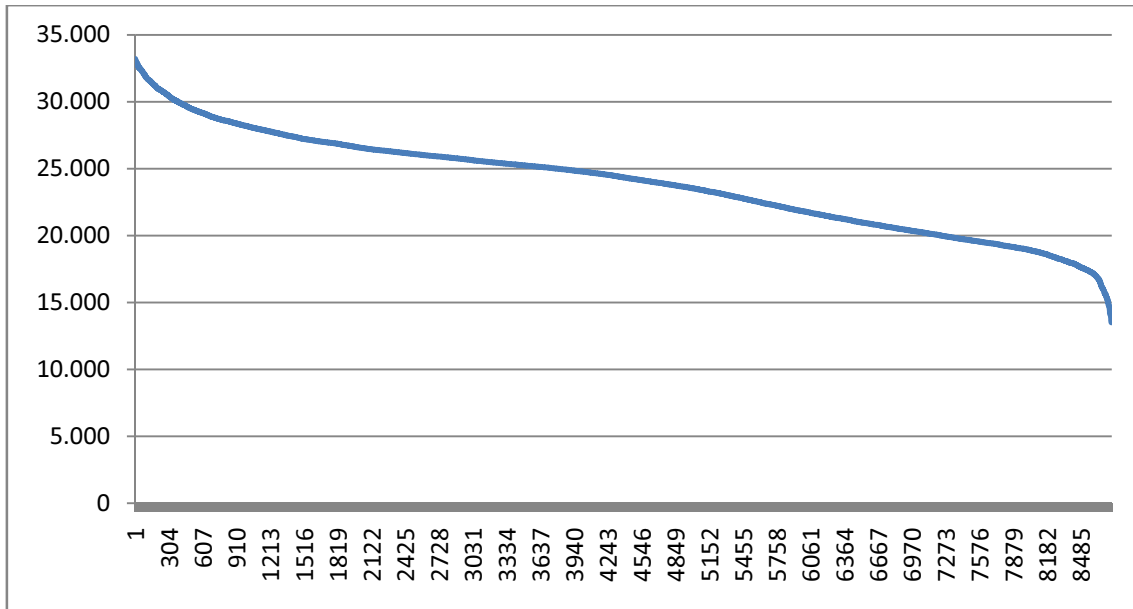
Şekil 3-14: Elektrik Enerji Talebinin Yıllar İtibarıyla Gelişimi (GWh)



Kaynak: TEİAŞ

Aşağıdaki şekilde tertiplenmiş yük eğrisi gösterilmektedir. Şekilde yer aldığı üzere talep, baz yük olan 13.513 MW ile puant talep olan 33.392 MW arasında değişmektedir.

Şekil 3-15: Tertiplenmiş Yük Eğrisi (MW)⁵



Kaynak: TEİAŞ

⁵ Yatay eksen yıllık toplam saati (8760) gösterir.

3.6 Arz Güvenliği

4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanuna göre ETKB, elektrik enerjisi arz güvenliğinin izlenmesinden ve arz güvenliğine ilişkin tedbirlerin alınmasından sorumludur. TEİAş,  retim kapasite projeksiyonu kapsamında, her yıl gelecek 5 yılı kapsayacak şekilde, Uzun Dönem Elektrik Enerjisi  retim Gelişim Planına göre gerçekleşmeler ile kısa ve orta dönem arz-talep dengesini belirleyerek Bakanlığa ve Kuruma sunar.

Dağıtım şirketleri tarafından hazırlanan talep tahminleri esas alınarak, TEİAş tarafından yapılan üretim kapasite projeksiyonu Kurul onayı ile y r rl l ğe girer. ETKB, her yıl 31 Aralık tarihine kadar, Kurum tarafından hazırlanan Elektrik Piyasası Gelişim Raporunun sonuçlarına göre arz-talep dengesini, kaynak çeşitliliğini, iletim ve dağıtım sistemi ile üretim tesislerinin durumunu dikkate alarak Elektrik Enerjisi Arz Güvenliği Raporunu hazırlar ve Bakanlar Kuruluna sunar. Rapor, elektrik piyasasının gelişimi ve işlemesi hakkında değerlendirmeleri ve arz güvenliği açısından tespitleri, sorunları ve çözüm önerilerini kapsar.

Yukarıda Kanun çerçevesinde yapılan değerlendirmeler sonrasında arz güvenliği yönünden hazırlanan üretim kapasite projeksiyonu açısından bakılacak olursa; elektrik enerjisi talebinde, 2009 yılındaki ekonomik krize bağlı olan düşüşten sonra 2010 yılının ilk 6 ayında görülen toparlanma dikkate alınarak, 2010 – 2011 yılındaki talep serisinin oluşturulduğu, sonrasında ise yüksek talep senaryosu için ortalama % 7,5, düşük talep senaryosu için ise ortalama % 6,7 büyümenin  ng r ld ğu talep tahminlerine göre, 2019 yılına kadarki dönem içerisine puant talep ve enerji talebi  izelge 3-5'teki gibi olduğu görülecektir.

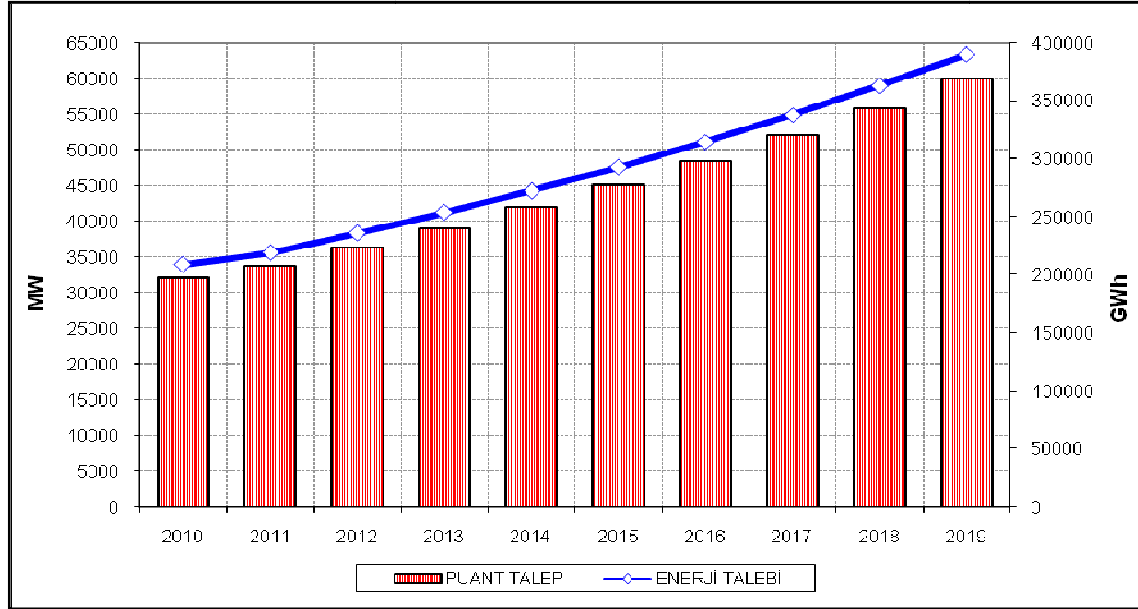
Çizelge 3-5: Yüksek ve Düşük Senaryoya Göre Puant ve Enerji Talebi Tahmini

YIL	Yüksek Talep				Düşük Talep			
	Puant Talep		Enerji Talebi		Puant Talep		Enerji Talebi	
	MW	Artış (%)	GWh	Artış (%)	MW	Artış (%)	GWh	Artış (%)
2010	32170	7,7	209000	7,7	32170	7,7	209000	7,7
2011	33780	5,0	219478	5,0	33780	5,0	219478	5,0
2012	36314	7,5	235939	7,5	36043	6,7	234183	6,7
2013	39037	7,5	253634	7,5	38458	6,7	249873	6,7
2014	41965	7,5	272657	7,5	41035	6,7	266615	6,7
2015	45112	7,5	293106	7,5	43784	6,7	284478	6,7
2016	48450	7,4	314796	7,4	46674	6,6	303254	6,6
2017	52036	7,4	338091	7,4	49754	6,6	323268	6,6
2018	55886	7,4	363110	7,4	53038	6,6	344604	6,6
2019	60022	7,4	389980	7,4	56539	6,6	367348	6,6

Kaynak: Üretim Kapasite Projeksiyonu

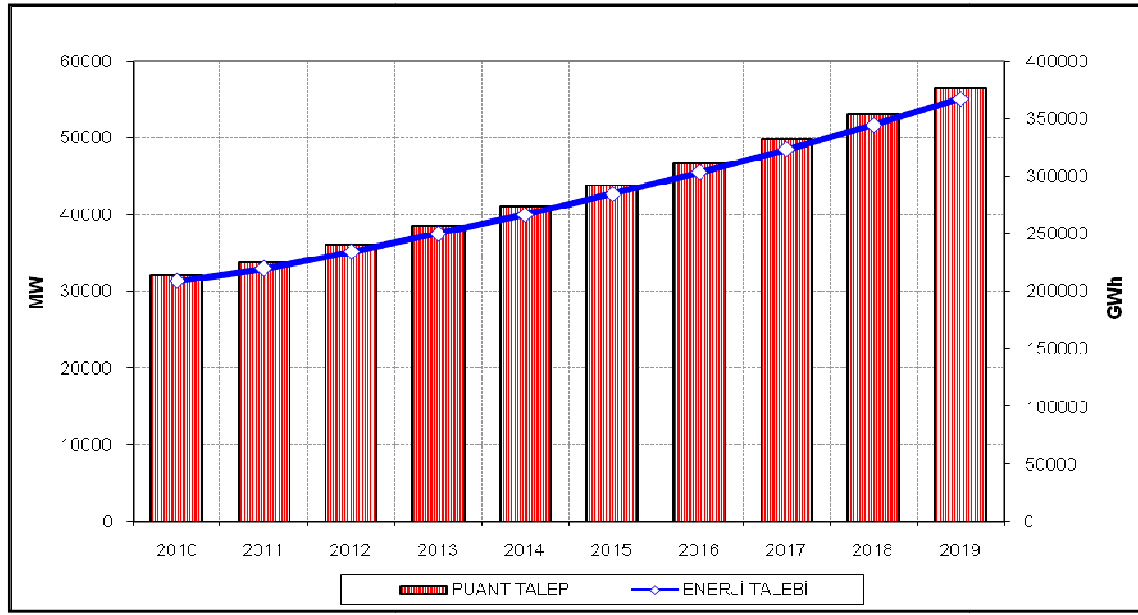
Bu veriler doğrultusunda yüksek ve düşük senaryolar için puant ve enerji talebi Şekil 3-16 ve 3-17’de görülmektedir.

Şekil 3-16: Yüksek Puant ve Enerji Talebi Senaryosu



Kaynak: Üretim Kapasite Projeksiyonu

Şekil 3-17: Düşük Puant ve Enerji Talebi Senaryosu



Kaynak: Üretim Kapasite Projeksiyonu

Bu talep serilerine karşılık; mevcut ve lisans almış olup inşaatı devam eden ve EPDK'ya sunulan Ocak 2010 dönemi ilerleme raporlarına göre öngörülen tarihlerde işletmeye girmesi beklenen üretim tesisleri dikkate alınarak oluşturulan iki farklı senaryoya (Senaryo 1-2) göre kurulu güç ile proje ve güvenilir üretim miktarının gelişimi Çizelge 3-5 ve Çizelge 3-6'da gösterilmektedir.

Çizelge 3-6: Senaryo 1 – 2 için Güvenilir ve Proje Üretimleri (GWh)

Yıllar	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Senaryo 1 –										
Güvenilir Üretim	233.021	247.578	262.009	284.040	292.192	299.367	305.599	304.900	305.740	305.515
Senaryo 1 –										
Proje Üretimi	270.998	287.173	304.215	325.119	331.819	339.445	346.388	345.168	346.017	345.791
Senaryo 2 –										
Güvenilir Üretim	232.455	245.697	255.699	275.614	287.058	295.963	302.195	301.497	302.336	302.111
Senaryo 2 –										
Proje Üretimi	270.083	284.313	296.751	315.424	324.867	333.893	340.836	339.616	340.465	340.239

Kaynak: Üretim Kapasite Projeksiyonu

Çizelge 3-7: Senaryo 1 – 2 İçin Kurulu Gücün Gelişimi(MW)

Yıllar	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Senaryo 1 – Kurulu Güç	49.087	51.807	55.415	58.172	59.700	60.900	61.700	61.700	61.700	61.700
Senaryo 2 – Kurulu Güç	48.545	50.664	53.386	56.497	58.062	59.262	60.062	60.062	60.062	60.062

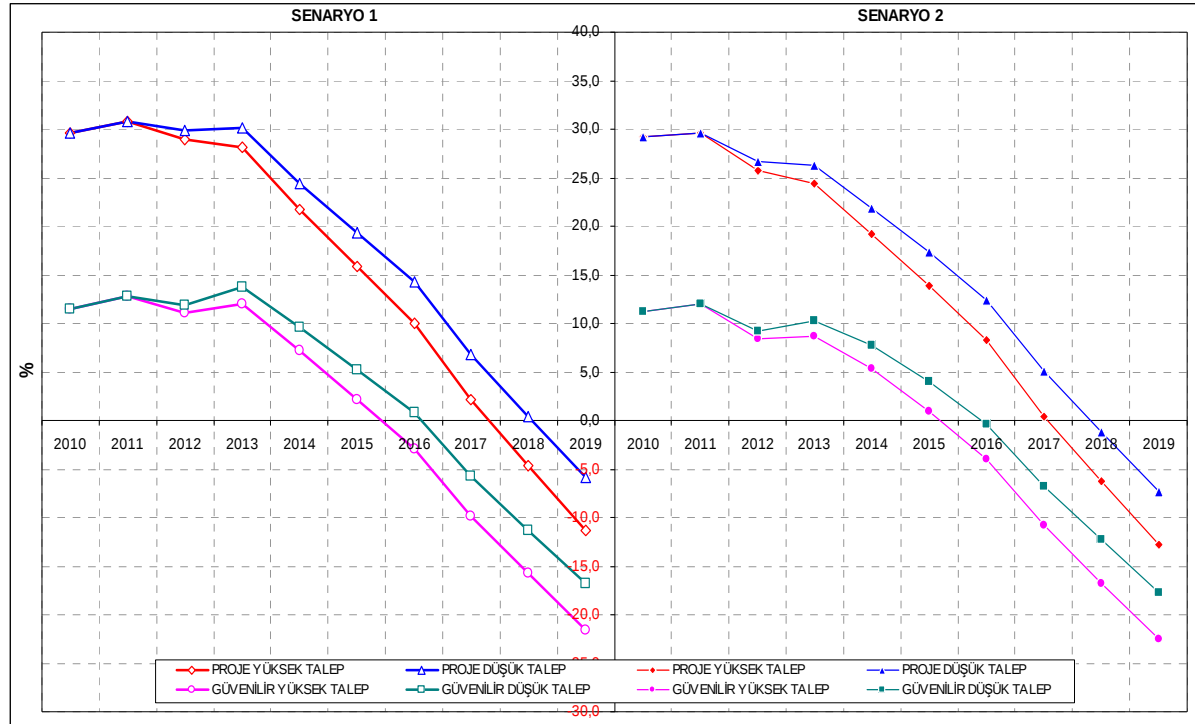
Kaynak: Üretim Kapasite Projeksiyonu

Bu tahminlere göre, Şekil 3-18 'de görüldüğü üzere;

- Senaryo 1’de;
 - o Proje üretim kapasitesine ve yüksek talep serisine göre 2018 yılında ve düşük talep serisine göre ise 2019 yılında,
 - o Güvenilir üretim kapasitesine ve yüksek talep serisine göre 2016 yılında ve düşük talep serisine göre ise 2017 yılında,
- Senaryo 2’de ise;
 - o Proje üretim kapasitesine ve yüksek ile düşük talep serilerine göre 2018 yılında,
 - o Güvenilir üretim kapasitesine ve yüksek ile düşük talep serilerine göre 2016 yılında

enerji açığı beklenmektedir.

Şekil 3-18: Senaryo 1 ve 2 İçin Yedek Oranları

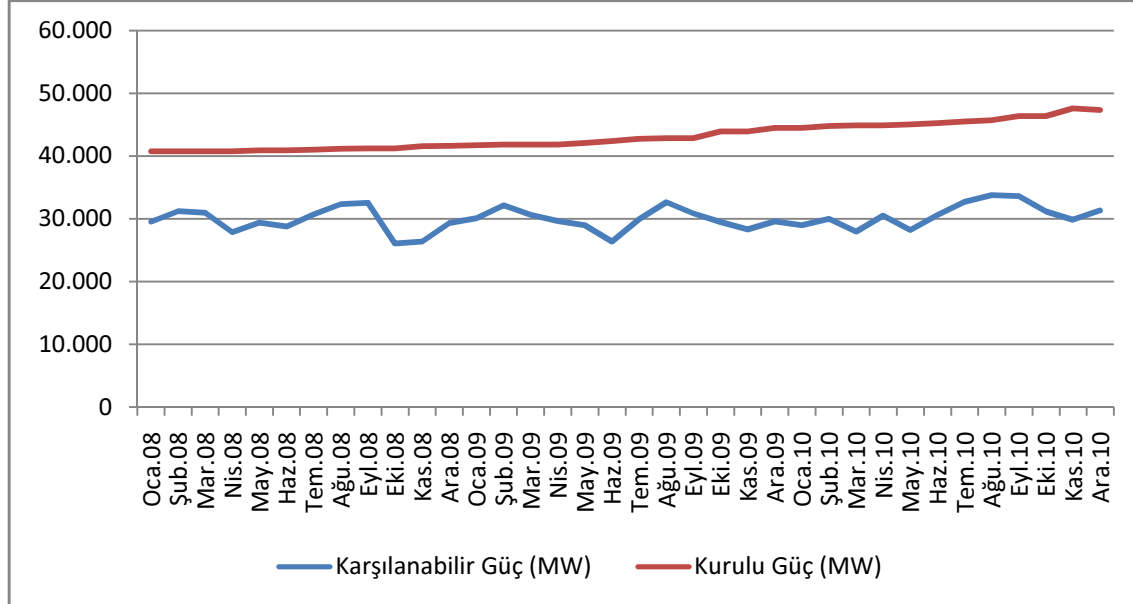


Kaynak: Üretim Kapasite Projeksiyonu

Bu çerçevede, en erken 2016 en geç ise 2019 yılında olmak üzere elektrik enerjisi arzının artan talebi karşılayamaması söz konusudur. Ancak, bu değerlendirmenin mevcut üretim tesisleri ile lisans almış ve inşaat süreci devam eden projeler baz alınarak yapıldığı dikkate alınmalıdır. Zira, lisans almış olmakla birlikte inşaatına başlanmamış tesisler ile henüz lisanslandırılmamış olan ve önemli bir kurulu güce karşılık gelen projelerin zaman içerisinde hayata geçirilmesi ile arz-talep dengesine ilişkin tahminlerde değişiklikler olacaktır. İyimser bir değerlendirme ile üretim tesisi kurmak üzere EPDK'ya yapılan lisans başvurularının önemli bir kısmının beklendiği şekilde olumlu sonuçlanması ve ilgili tesislerin devreye girmesi ile artan talebi karşılamak açısından yakın zamanda sıkıntı yaşanmaması muhtemel görülmektedir. Ancak talebin çok daha yüksek oranlarda artması ve hidrolik santrallerin su gelirlerinin azalması gibi durumlar başta olmak üzere arz-talep dengesini beklenmedik ölçüde bozabilecek gelişmelerin ortaya çıkabileceği de gözden kaçırılmamalıdır.

Öte yandan, mevcut kapasite karşılanabilir güç ile karşılaştırıldığında, arada önemli oranda fark olduğu görülmektedir. Başka bir ifade ile mevcut kapasitenin önemli bir kısmı puant talebin karşılanmasında kullanılamamaktadır. Bu farkın, emre amade kapasitesi düşük eski santraller ve yenilenebilir kaynaklara dayalı üretim yapan santrallerden kaynaklandığı değerlendirilmektedir.

Şekil 3-19: Kurulu Güç ve Karşılanabilir Güç (MW)



Kaynak: TEİAŞ

Söz konusu karşılanabilir güç, puant talep ile karşılaştırıldığında fiili rezervin kurulu güç dikkate alınarak hesaplanan değerden çok daha düşük olduğu anlaşılabacaktır. Geçtiğimiz yıl itibarıyla puant talebin % 11,8 arttığı dikkate alındığında özellikle puant talebin karşılanmasında ciddi sıkıntıların yaşanması olasılığı bulunmaktadır. Bu durum, özellikle puant talebin yaşandığı yaz dönemlerinde

toptan satış piyasası fiyatlarının yıllık ortalama değerinin çok üzerine çıkmasına ve yk atılmasına neden olabilir.

Bu çerçevede, acil olarak arz güvenliğine ilişkin kısa ve orta dönemli önlemlerin alınmasına ihtiyaç duyulmaktadır. 09/07/2008 tarih ve 5784 sayılı kanun ile arz güvenliğinin temin edilmesi hususu ETKB'nin sorumluluk alanına dahil edilmiştir. Söz konusu kanunda, öncelikli yaklaşım olarak elektrik sisteminde belirli bir miktarda kapasitenin hazır bulunmasına yönelik bir kapasite mekanizmasının geliştirilmesi kabuk edilmiştir. Ancak elektrik üretim yatırımlarının elektrik enerjisi talebini karşılayamaması ve/veya puant gücün belirli bir yedekle karşılanmasında yetersiz kalınacağının tespiti halinde, yeni kapasitenin temini için Bakanlık tarafından yarışma yapılması veya kamu şirketleri tarafından yeni tesis yapılması yöntemlerine de yer verilmiştir.

4. TOPTAN SATIŞ PİYASASI YAPISININ GELİŞİMİ VE ÖNGÖRÜLER

4.1 ELEKTRİK PİYASASI KAVRAMININ GELİŞİMİ

1980’li yıllardan beri uygulanan modeller ile beraber elektriğin ticari bir mal olarak işlem göreceği rekabetçi bir piyasa yapısının tesis edilebileceği dünya genelinde birçok ülkede kabul görmüştür. Diğer tüm mal piyasalarına benzer şekilde, elektrik piyasalarında da, arz-talep ilişkisi elektrik fiyatının belirleyicisi olabilmektedir. Ancak, elektriğin fiziksel yapısı elektriğin diğer mallardan farklı bir şekilde ele alınmasını gerektirmektedir. Bu farklılıkların temelinde elektrik şebekesinin elektrik enerjisini depolayamaması yatmaktadır. Bu nedenle üretim ile tüketimin anlık olarak devamlı eşitlenmesi gerekmektedir. Aksi durumlarda elektrik frekansının ve gerilim seviyesinin elektrik sisteminde belirlenen değerlerin dışına çıkması ile başlayan ve bütün sistemin oturması ile sonuçlanabilecek bir süreç başlamaktadır. Bu çerçevede tüm elektrik sistemleri yan hizmetler adı altında bir grup hizmeti tedarik etmek ve belirli bir oranda rezerv kapasite tutmak zorundadırlar.

Elektrik sisteminin tarihsel gelişimi incelendiğinde Avrupa ve ABD’de farklı yaklaşımların ve süreçlerin yaşandığı görülmektedir. ABD’de elektriğin icadından itibaren elektrik sektörünün işletilmesi özel sektör tarafından düzenlemeye tabi bir şekilde gerçekleştirilirken, elektrik sektörü faaliyetleri Avrupa’da bir kamu hizmeti olarak ele alınmış ve devlet eliyle yürütülmüştür. Genel olarak fiyatlar gerçek maliyetinin altında belirlenip, ekonomik ve sosyal politikalar için bir araç olarak kullanılmıştır.

Ancak 1980’li yıllardan itibaren, türbin teknolojisindeki ilerlemeler ve bilişim sektörünün gelişmesi ile beraber üretimde rekabetin mümkün ve ekonomik açıdan da verimli hale geldiği düşüncesi zamanla yaygınlaşmıştır. Sonuç olarak sektörün geleneksel olan dikey bütünleşik yapısının ayrıştırılıp, üretim seviyesinde rekabetin tesis edilerek, şebeke faaliyetlerinin düzenleneceği bir piyasa yapısının tesis edilebileceği anlaşılmıştır. Başta ABD, İngiltere ve Güney Amerika ülkeleri olmak üzere elektrik piyasası reformları dünyanın birçok ülkesinde uygulamaya konulmuştur.

4.2 TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASI MODELİNİN GELİŞİMİ

Özellikle 1980'li yılların sonundan itibaren yaygınlaşmaya başlayan serbestleşme eğilimi ile beraber birçok ülkede tekel özelliği gösteren dikey bütünleşik kamu şirketleri ayrıştırılarak, öncelikli olarak üretim ve toptan satış faaliyetlerinin, ardından da perakende satış faaliyetlerinin rekabete açılması süreci başlamıştır. Ülkemizde de benzer bir süreç yaşanmıştır. Bu çerçevede, elektrik enerjisi üretimi alanında ihtiyaç duyulan büyük miktardaki yatırımı çekebilmek amacıyla serbestleşme sürecine üretim seviyesinden başlanmıştır. İlk adım olarak, tek alıcı-tek satıcı modeli doğrultusunda önce Yap-İşlet-Devret (YİD) ve daha sonra da Yap-İşlet (Yİ) santrallerinin kurulması süreci başlamıştır. Başlangıçta Türkiye Elektrik Kurumu (TEK), ardından TEK ayrıştırılması ile oluşan TEAŞ, sektördeki tek alıcı olarak, YİD ve Yİ santralleri ile uzun dönemli alım anlaşmaları imzalamıştır.

Bu modelin rekabetçi yapıdan uzak olması ve maliyetleri yeterince düşürememesi nedeniyle, ilk dönem YİD, Yİ uygulamalarını izleyen süreçte uluslararası uygulamalar da dikkate alınarak dikey bütünleşik kamu şirketi olan TEK, üretim ve iletimden sorumlu (TEAŞ) ve dağıtımdan sorumlu (TEDAŞ) olarak ikiye ayrılmıştır. Ancak bu sürecin rekabetçi bir piyasa yapısı oluşturması için gerekli tamamlayıcı adımlar atılamamış, özellikle iletim ile üretimin ayrıştırılarak her iki faaliyetin de aynı kamu erki kontrolü altında olmasının önüne geçmek üzere gerekli üretim özelleştirmeleri yapılamamıştır. Bunu izleyen dönemde ülkemizde tam rekabetçi bir piyasa yapısına imkân sağlayacak yasal ve kurumsal yapının oluşturulması yönünde önemli bir gelişme kaydedilememiştir.

2001 yılına gelindiğinde uluslararası kuruluşların önerileri ve dünya uygulamaları ile uyumlu bir şekilde 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu (Kanun) çıkarılmış ve bu kapsamda öncelikle sektörün yeniden yapılandırılması ve akabinde özelleştirilmesi amacıyla TEAŞ yeniden yapılandırılarak üretim, iletim ve ticaret faaliyetleri birbirinden yasal olarak ayrıştırılmıştır. Bu esnada doğal tekel niteliği taşıyan iletim ve dağıtım faaliyetlerinin düzenlenmesi ve yatırımcılar açısından iletim ve dağıtım şebekelerine ayrımcı olmayan bir erişim rejimini temin etmek üzere Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) oluşturulmuştur.

Kanun'la öngörüldüğü şekilde özellikle üretim ve toptan satış alanlarında piyasa içerisinde rekabete izin verecek altyapıyı oluşturmak üzere bir toptan satış piyasası kurma hazırlıkları başlamıştır. Tüm dünyada yaşanan gelişmelere paralellik arz eden bu süreçte, dünyadaki diğer uygulamalardan esinlenilerek aşamalı bir piyasa tasarımı oluşturulmuştur. Kanun'da tesis edilmesi öngörülen enerji piyasasının gelişimini iki aşamada incelemek mümkündür.

4.3 ELEKTRİK PİYASASINDA MALİ UZLAŞTIRMA YAPILMASINA İLİŞKİN USUL VE ESASLAR HAKKINDA TEBLİĞ UYGULAMALARI DÖNEMİ

Kanun'un yürürlüğe girdiği 3.3.2001 tarihinden başlayarak devreye giren 24 aylık hazırlık dönemini müteakip, serbest tüketici uygulaması ile eş zamanlı olarak 3.3.2003 tarihinde toptan satış piyasasının temel unsurlarından biri olan Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği'nin uygulamaya konulması planlanmaktaydı. Ancak bu konudaki çalışmaların devam etmesi sebebiyle, ilk aşamada serbest tüketici hakkının kullanılmasında bir gecikmeye sebep olmayacak şekilde, bir ara adım olarak Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş. (TETAŞ) üzerinden sistemin dengelendiği uzlaştırma sistemini öngören bir yaklaşım geliştirilmiştir. Bu yaklaşım çerçevesinde, serbest arz ve talebin rekabetçi bir piyasa yapısında ticari olarak uygulandığı bir dönem başlamıştır.

30.3.2003 tarihinde yürürlüğe giren Elektrik Piyasasında Mali Uzlaştırma Yapılmasına İlişkin Usul ve Esaslar Hakkında Tebliğ (Tebliğ), sekiz aylık sanal uygulama sürecinde edinilen tecrübeler ışığında revize edilmiş ve 2003 yılı Aralık ayında fiilen uygulanmaya başlamıştır. Buna paralel olarak piyasa işletmeciliği görevini üstlenmek üzere Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi (PMUM), 20.7.2003 tarihinde TEİAŞ bünyesinde müstakil bir daire olarak yeniden yapılandırılmıştır. Elektrik piyasası oluşturma çalışmalarının birinci ayağını oluşturan Tebliğ kapsamındaki mali uzlaştırma uygulamaları Aralık 2003-Temmuz 2006 dönemini içermektedir. Bu uygulamalar kapsamında;

- Sadece özel sektör kuruluşları Tebliğ'e tabi tutulmuşlardır.
- Katılımcı şirketler tarafından, her ayın başında, o aya ilişkin tüketicilere elektrik enerjisi satış miktarlarını ve tüketicilere ilişkin sayaç bilgilerini içeren ikili anlaşma bildirimleri PMUM 'a iletilmiştir.
- Ayın sonunda TEİAŞ ve dağıtım şirketleri tarafından PMUM'a iletilen üretici ve tüketicilerin sayaç okuma bilgileri, ikili anlaşma bildirimleri ile karşılaştırılmıştır.
- İkili anlaşmalardan kaynaklanan elektrik üretim yükümlülüklerini karşılayamayan katılımcılara düştükleri enerji açığına karşılık, Kurul onaylı yük alma fiyatları esas alınarak, TETAŞ tarafından borç tahakkuk ettirilmiştir.
- Enerji fazlası veren üreticilere ise Kurul onaylı yük atma tarifeleri üzerinden TETAŞ tarafından ödeme yapılmıştır.

Türkiye elektrik piyasasında Dengeleme Uzlaştırma Yönetmeliğinin yürürlüğe girdiği dönemi Geçici DUY dönemi ve Nihai DUY dönemi olarak iki başlık altında incelemek mümkündür.

4.4.1 GEÇİCİ DUY (G-DUY) DÖNEMİ

Tebliğ kapsamındaki piyasa uygulamalarının, devam ettiği esnada, Kanun'un 1 inci maddesinin tanımlar kısmında yer alan "Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi tarafından hazırlanacak ve iletim lisansı hükümleri uyarınca piyasada faaliyet gösteren taraflar arasındaki anlaşmalar kapsamında elektrik enerjisi ve/veya kapasite alım-satımının gerçek zamanlı dengelenmesi ve mali uzlaştırmanın gerçekleştirilmesi ile ilgili ayrıntılı usul ve esasları belirleyen kuralları," ve söz konusu yönetmeliği hazırlamak hususunda TEİAŞ'a ve onaylama yönünde Kurula verilen görev uyarınca TEİAŞ tarafından 2004 yılı başında DUY'un hazırlanması faaliyetlerine başlanmıştır. Başlatılan çalışmaların ilk bölümünün sonucunda DUY'un ilk ana versiyonu (G-DUY) hazırlanmış ve 3 Kasım 2004 tarihli ve 25632 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe girmiştir.

Geçici DUY olarak nitelendirilen ve nihai olarak öngörülen piyasa yapısı ve buna uygun mevzuat sürecinde bir aşama olarak görülen G-DUY, 2004 yılı sonunda yürürlüğe girmesine ve buna ilişkin sayaç ve bilgi işlem altyapısının hazır olmasına rağmen, nakdi unsurlarıyla fiili olarak ancak Ağustos 2006 tarihinde, yani 1,5 yıllık bir gecikme ile uygulamaya geçmiştir. Bu sürecin başlaması, 01.07.2006 gecesi yaşanan kısmi elektrik sistem oturması sonrasında mümkün olabilmektedir. Söz konusu durum, özel sektör şirketlerinin Tebliğ uygulamaları kapsamında maliyetlerini karşılayamamaları nedeniyle üretim yapmak istememelerinden kaynaklanmıştır.

G-DUY, Elektrik Enerjisi Sektörü Reformu ve Özelleştirme Strateji Belgesi ve hazırlandığı tarih itibarıyla piyasa sistem altyapısının ve katılımcılarının hazırlık durumları göz önüne alınarak hazırlanmıştır. Ancak bir takım piyasa özellikleri nihai DUY'a bırakılmıştır. G-DUY'un temelinde, dengeleme mekanizması talimatlarının sonuçlarının, katılımcıların sahip oldukları ikili anlaşma miktarları ile beraber ele alınarak uzlaştırılması prensibi yer almaktadır. Bu düzenlemeler çerçevesinde,

- Üretim tesisleri kendi Günlük Üretim Programlarını hazırlamış;
- Üretim tesisleri, kendi programlarında belirttiklerinin üzerinde ya da altında yükte çalışmak için yük alma ve yük atma fiyat tekliflerini sunmuş;
- Üretim tesislerinin kendi programlarında belirttiklerinin üzerinde ya da altında yükte çalışmalarını sağlamak ve bu suretle sistemi dengede tutmak amacıyla Milli Yük Tevzi Merkezi (MYTM) tarafından yük alma ve yük atma teklifleri kabul edilmiş;
- Sözleşme değerleri (kabul edilen yük alma ve yük atma teklifleri birer sözleşme olarak değerlendirilmektedir) ve fiili veriş-çekiş değerleri arasında oluşan dengesizlikler (enerji açığı ya da enerji fazlası) ile kabul edilen yük alma ve yük atma tekliflerine ilişkin ödemeler, PMUM tarafından ay sonunda uzlaştırılmış;
- Sistem dengesizlikleri (enerji açık ya da fazlası) her uzlaştırma dönemi için tek bir sistem dengesizlik fiyatı üzerinden uzlaştırılmıştır.

Buna göre; gerçek zamanda ortaya çıkan dengesizlikler yük alma (YAL)-yük atma (YAT) fiyat teklifleri, teknik parametreler ve sistem kısıtları dikkate alınarak giderilmekte ve YAL-YAT yönünde oluşan sistem saatlik marjinal fiyatlarının ortalaması ile hesaplanan sistem dengesizlik fiyatları (SDF/ Gece, Gündüz ve Puant olmak üzere üç periyot için üç SDF oluşmaktadır.) üzerinden aylık olarak uzlaştırılmıştır.

4.4.2 NİHAİ DUY DÖNEMİ (N-DUY) UYGULAMASI

G-DUY'un yayımlanması ile birlikte nihai DUY (N-DUY) için çalışmalar başlatılmıştır. N-DUY'a ilişkin çalışmalar da G-DUY'un yürürlükte olduğu süre içerisinde gerekli hazırlıkların tamamlanarak aşağıdaki hedefleri sağlamak üzere altyapının oluşturulması için çalışmalar yapılmış ve bu esnada yeni bir DUY versiyonu hazırlamak için gerekli olan katılımcı sürecin işletilmesi için hazırlıklar yapılmıştır. Bu süreçte piyasa katılımcıları ile yapılan toplantılar sonucunda bir taslak oluşturulmuş, daha sonra söz konusu taslak tüm piyasa katılımcıları ile paylaşılarak taslağın nihai şekli hazırlanmıştır. Bu şekilde Kurul tarafından onaylanan yeni DUY, 14.4.2009 tarihli Resmi Gazete'de yayımlanmış ve 1.12.2009 tarihine kadar yapılan sanal uygulama sonucunda fiili uygulamaya başlanmıştır.

N-DUY ile birlikte 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ile öngörülen tam rekabeti sağlayacak bir piyasa yapısına ulaşılması için en uygun ortamı sağlayacak modelin ortaya konulduğu

değerlendirilmektedir. N-DUY çerçevesinde ortaya konulan piyasa kuralları çerçevesinde oluşturulan modelin en önemli özellikleri şunlardır:

a. Gün öncesi dengeleme ile gerçek zamanlı dengeleme aşamaları bir birinden ayrılmıştır:

Gün öncesi dengeleme, önce Gün Öncesi Planlama daha sonra gerekli hazırlıkların tamamlanmasını müteakip, Gün Öncesi Piyasası kapsamında yürütülecektir. Gün Öncesi Piyasasının işlemeye başlayacağı tarih Kurul Kararı ile 1.5.2011 olarak saptanmıştır. Gün Öncesi Piyasası ülkede mevcut arz ve talebin serbest olarak işlem göreceği organize bir elektrik borsası özelliğini taşıyacaktır. Bu piyasada verilen alış ve satış tekliflerinden oluşan arz ve talep eğrilerinin kesiştiği noktada elektriğin gerçek değerini yansıtan bir piyasa fiyatı oluşacak ve tüm ülkeye açıklanacaktır.

Gün Öncesi Piyasasında oluşan fiyatların, kısa vadede mevcut kapasitenin en verimli şekilde kullanımını sağlayacağı, uzun vadede ise üretim tesisi yatırımları hususunda yatırımcılara en doğru sinyalleri göstereceği beklenmektedir. Oluşan fiyatın aynı zamanda fiziki ve finansal anlaşmalar için de bir referans fiyatı özelliği taşıması öngörülmektedir. Gün Öncesi Piyasası ile getirilen çerçevede tüketicilerin de tedarikçileri vasıtasıyla Gün Öncesi Piyasasına katılma imkanı olacaktır. Böylece Gün Öncesi Piyasası fiyatının yükseldiği saatlerde imkanı olan tüketicilerin daha önceden satın almış oldukları enerjiyi piyasaya sunarak talep tarafında fiyat esnekliği sağlayacakları öngörülmektedir. Bunun ise elektrik piyasalarının karakteristik bir zaafı olarak görülen fiyat esnekliğinin düşük olması durumunu değiştireceği değerlendirilmektedir.

Piyasa katılımcılarının gerçek zamanda dengesizliğe düşmelerini önlemek ve Gün Öncesi Piyasasının kapanış saati itibarıyla dengeli bir alış/üretim-satış/çekiş dengesine sahip olmalarını sağlamak üzere dengeleme sorumluluğu kavramı getirilmiştir. Bu sayede, üreticiler ile tedarikçiler arasında piyasanın ana unsurunu oluşturması öngörülen uzun dönemli ikili anlaşmalar yapılması teşvik edilmektedir.

b. Portföyler üzerinde teklif verilmesi imkanı tanınmıştır:

Gün Öncesi Piyasasında piyasa katılımcılarına serbestçe alım satım hakkı verilerek kendi dengeleme sorumluluklarını yerine getirmek şartıyla üretim ve tüketimden oluşan fiziksel portföylerini optimizasyon imkanı tanınmaktadır. Bu optimizasyon sonucunda, gerçek zamandaki sapmalar hariç olmak üzere ülkedeki tüketimin en düşük maliyete sahip üretim kompozisyonu ile karşılanması amaçlanmıştır. Benzer şekilde piyasa katılımcıları bir araya gelerek dengeden sorumlu grup oluşturabilir ve bu şekilde grup bazında toplam dengesizliklerini azaltabilirler.

Son olarak yukarıdaki temel değişikliklerin yanında, sistem işletmecisine sistem kısıtlarını gün öncesi dengeleme aşamasında ele alarak gerçek zamanda olası sistem kısıtlarını çözme imkanı tanınmıştır.

4.4.2.1 Dengeleme Faaliyetleri

Dengeleme faaliyetleri “Gün Öncesi Dengeleme” ve “Gerçek Zamanlı Dengeleme” faaliyetlerinden oluşmaktadır. Gün öncesi dengeleme Gün Öncesi Piyasası, gerçek zamanlı dengeleme ise Dengeleme Güç Piyasası ve bu piyasada tanımlanmış olan kurallar çerçevesinde gerçekleştirilmektedir.

Gerçek zamanlı dengeleme, sistem aktif elektrik enerjisi arz ve talebinin eş zamanlı olarak dengede tutulması amacıyla MYTM tarafından yürütölen faaliyetlerdir. Bu faaliyetler; yük alma tekliflerinin kabul edilmesi suretiyle, dengeleme birimlerinin üretimlerinin arttırılması; yük atma tekliflerinin kabul edilmesi suretiyle, dengeleme birimlerinin üretimlerinin azaltılması ve bu şekilde frekans kontrolü için gerekli tersiyer rezervin temin edilmesi ile Elektrik Piyasası Şebeke Yönetmeliği’nde yer alan teknik özellikleri sağlayacak olan primer ve sekonder frekans kontrol hizmetlerinin Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği çerçevesinde temin edilmesini kapsamaktadır.

Dengeleme güç piyasası katılımcıları, piyasada üretim faaliyeti gösteren tüzel kişilerden oluşmaktadır. Üretim faaliyeti gösteren katılımcının dengeleme sistemi katılımcısı olması için kendi adına kayıtlı en az bir adet dengeleme biriminin olması gereklidir. Aşağıda belirtilen üretim tesisleri dengeleme birimi olmaktan muaftır:

- a) Kanal veya nehir tipi hidroelektrik üretim tesisleri,
- b) Rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesisleri,
- c) Güneş enerjisine dayalı üretim tesisleri,
- d) Dalga enerjisine dayalı üretim tesisleri,
- e) Gel-git enerjisine dayalı üretim tesisleri,

- f) Kojenerasyon tesisleri,
- g) Jeotermal üretim tesisleri.

Ancak, bu üretim tesisleri, katılımcı tarafından talep edilmesi ve TEİAŞ-MYTM tarafından uygun bulunması halinde dengeleme faaliyetine katılabilmektedir.

4.4.2.2 ELEKTRİK PİYASASI YAN HİZMETLER FAALİYETLERİ

Yan hizmetler Kurumumuz tarafından yayımlanan Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği çerçevesinde düzenlenerek yürürlüğe konulmuştur. Yan hizmetler tüm elektrik piyasası tasarımlarında enerji piyasası ile entegre ve karşılıklı etkileşimlere sahip bir hizmet olması nedeniyle önemli bir role sahiptir. Bilindiği üzere, elektriğin kendine özgü nitelikleri nedeniyle elektrik sisteminde, üretim ve tüketimin eş zamanlı olarak dengelenmesi zorunluluğu mevcuttur. Bu çerçevede, yan hizmetler kapsamında işletilen santraller, sistemde dengesizlik durumunda ilk tepkiyi vermektedirler. Üretim ve tüketim dengesinde sapma olması durumunda, ilk olarak sistemde her an devreye girmeye hazır tutulan primer frekans kontrolü rezervi ve bunu müteakip sekonder frekans kontrol rezervi dengeyi tekrar sağlamak üzere otomatik kontrol sistemleri tarafından harekete geçirilmektedir.

Yan hizmetler birçok ülkede zorunlu olarak ve bedel ödenmeksizin sistem kullanıcılarından temin edilmekte ise de ülkemizde benimsenen yan hizmet tedarik esaslarında sistem işletmecisine temin edilen her yan hizmet için tedarikçiye bir bedel ödenmesi prensibi kabul edilmiştir. Buna göre temin edilen primer frekans kontrol rezervine karşılık, geçmiş dönemdeki sistem fiyatlarına ve verilen tekliflerin ortalamasına dayalı bir ortalama fırsat maliyetinin karşılanması; sekonder frekans kontrol rezerv hizmeti için ise tedarikçiye fiili fırsat maliyetine dayalı bir ödemenin yapılması benimsenmiştir.

Yan hizmetler arasında dengeleme mekanizması ile en ilişkili olan primer ve sekonder frekans kontrol rezervlerinin tedarik metodu doğrudan bu hizmetler için ayrı bir piyasa veya ihale yapılmasını öngörmeyip bu tedarikçiler tarafından zaten dengeleme güç piyasasına verilmiş olan tekliflerin kullanılmasını öngörmüştür. Bu itibarla primer ve sekonder frekans kontrol rezervlerinin temini için bir piyasa veya rekabete dayalı bir yapı olduğu söylenemez. Bunun istisnası mevzuat ile primer frekans kontrol rezervi temin etmekle yükümlü olan üreticiler arasında yükümlülüğün transferine izin verilmiş olmasıdır. Böylece üreticiler arasında primer frekans kontrol rezervinin gerçek değerini

yansıtan bir ikili anlaşma fiyatı oluşması için zemin oluşturulmuştur. Bu durumda, söz konusu fiyat; gerçek arz ve talebin kesişmesi sonucunda oluşan değerini vererek bir piyasadan beklenen en önemli unsurlar arasında yer alan yatırımcılara ve tüketicilere fiyat sinyali üretmesi görevini üstlenebilmektedir.

Primer ve sekonder frekans kontrol rezervi dışında Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği ile sistem işletmecisi konumundaki TEİAŞ'a bekleme yedekleri ve bölgesel kapasite kiralama amaçlarıyla ihale yapma imkanı tanınmıştır. Bu yan hizmetler henüz TEİAŞ tarafından kullanılmaya başlanmamıştır.

5. TOPTAN SATIŞ PİYASASININ İNCELENMESİ

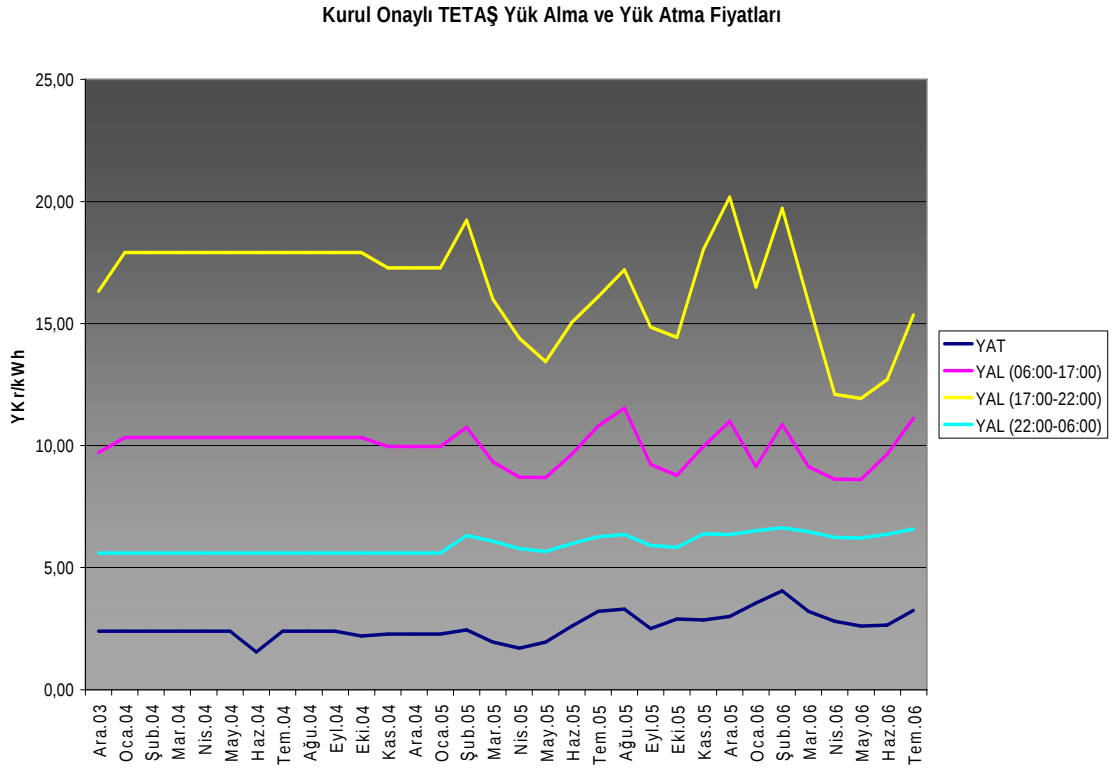
Bu bölümde Elektrik Piyasasında Mali Uzlaştırma Yapılmasına İlişkin Usul ve Esaslar Hakkında Tebliğ'in (Tebliğ) ve DUY'un uygulamada bulunduğu dönemlere ait elde edilen sonuçlar resmi veriler yoluyla ortaya konulmaya çalışılmıştır. Elektrik Piyasası Kanunu'nun devreye girmesinden itibaren toptan satış piyasasının kat ettiği süreçler tebliğ dönemi ve DUY dönemi ana başlıkları altında incelenmiştir.

5.1 TEBLİĞ KAPSAMINDAKİ UYGULAMALAR

Tebliğ hükümleri çerçevesinde ilk mali uzlaştırma uygulaması (PMUM tarafından) 2003 Aralık ayına ilişkin olarak yapılmıştır. Bu tarihten başlayarak "Elektrik Piyasasında Mali Uzlaştırma Yapılmasına İlişkin Usul ve Esaslar Hakkında Tebliğin Yürürlükten Kaldırılmasına Dair Tebliğ" in 26 Temmuz 2006 tarihli ve 26240 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanarak 1 Ağustos 2006 tarihinde yürürlüğe girmesine kadar geçen süre içerisinde, en son Temmuz 2006 dönemi dahil olmak üzere toplam 32 ay Tebliğ kapsamında mali uzlaştırma gerçekleştirilmiştir.

Bu döneme ilişkin Kurulca onaylanan yük alma ve yük atma fiyatları aşağıdaki şekilde gösterilmektedir.

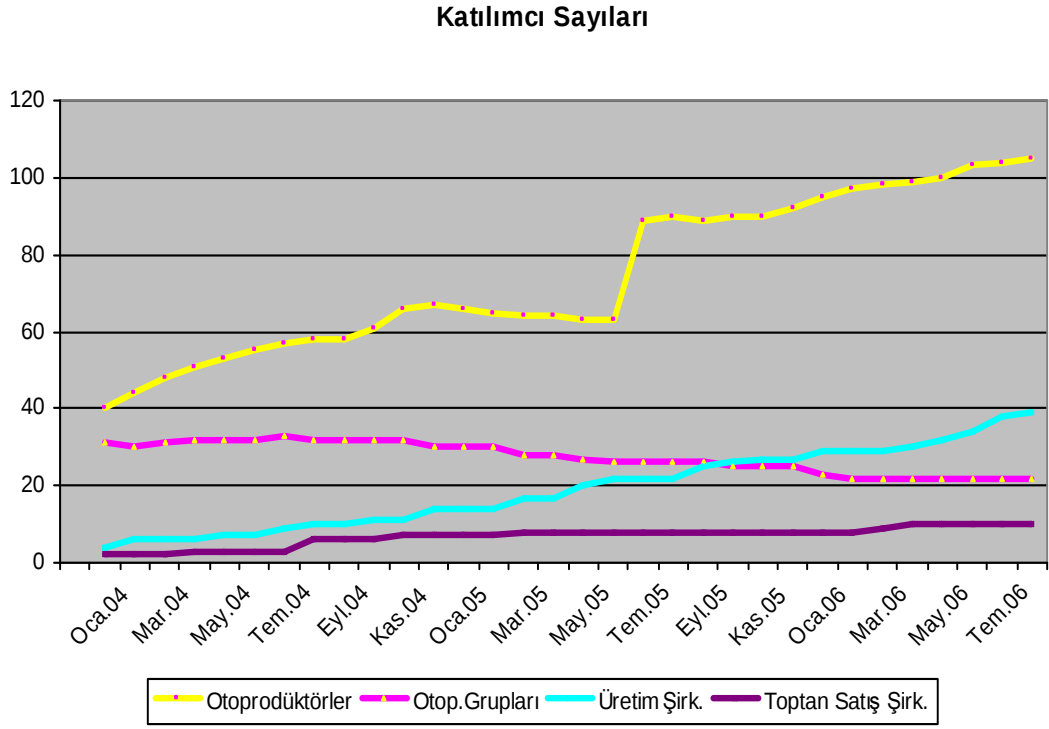
Şekil 5-1: TETAŞ, YAL ve YAT Fiyatları



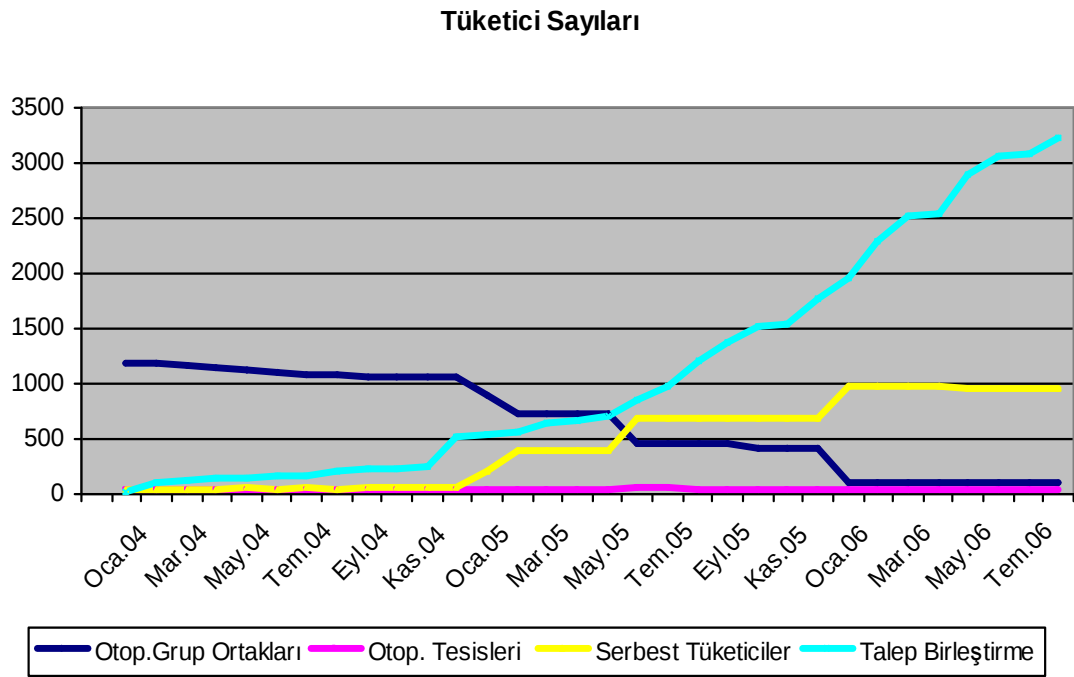
Kaynak: EPDK

Tebliğ'in 6 ncı maddesinde katılımcı olarak kabul edilecek kişiler, üretim faaliyeti göstermek üzere lisans almış tüzel kişiler ile ikili anlaşmalar kapsamında serbest tüketicilere satış yapan perakende ve toptan satış lisansı sahibi tüzel kişiler olarak sayılmıştır. Bu çerçevede PMUM'a kayıtlı gerçek ve tüzel kişi sayısı Aralık 2003 döneminde toplam 77 katılımcı ve 1290 tüketici ile başlayarak Temmuz 2006 döneminde 176 katılımcı ve 4324 tüketiciye (talep birleştiren tüketiciler dahil) ulaşmıştır.

Şekil 5-2: Tebliğ Döneminde PMUM'a Kayıtlı Gerçek ve Tüzel Kişi Sayısı



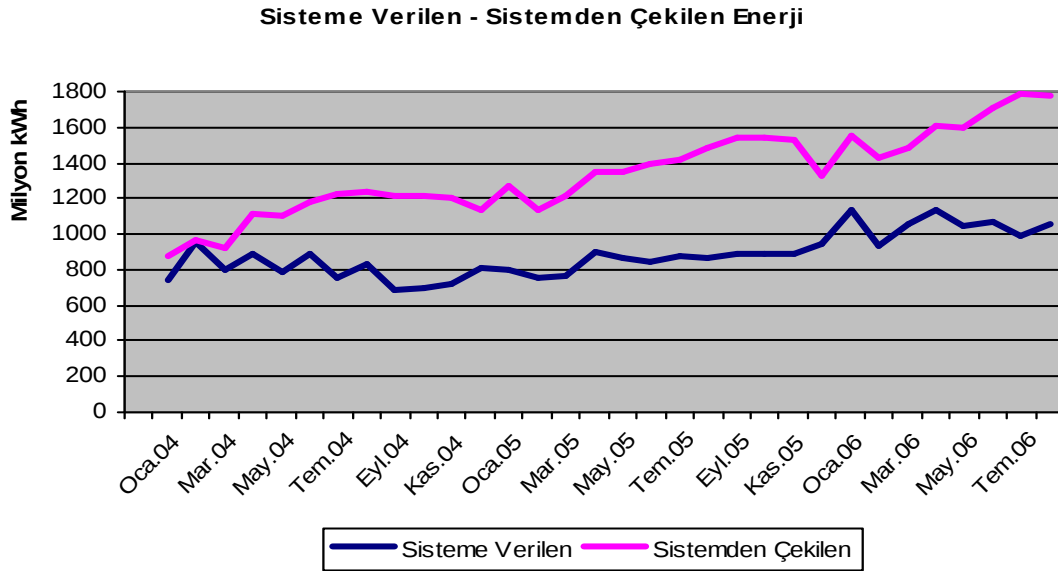
Kaynak: PMUM verileri



Kaynak: PMUM verileri

PMUM’a kayıtlı üretim tesislerince bir ay içerisinde sisteme verilen toplam elektrik enerjisi miktarı 750 milyon kWh civarından başlayarak dönem sonunda 1 milyar kWh’a çıkmış; buna karşılık sistemden çekilen elektrik enerjisi miktarı 900 milyon kWh civarından başlayarak dönem sonunda 1,8 milyar kWh’a kadar ulaşmıştır.

Şekil 5-3: Elektrik Sistemine Verilen ve Sistemden Çekilen Enerji Miktarı



Kaynak: PMUM verileri

5.2 Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği Kapsamındaki Uygulamalar

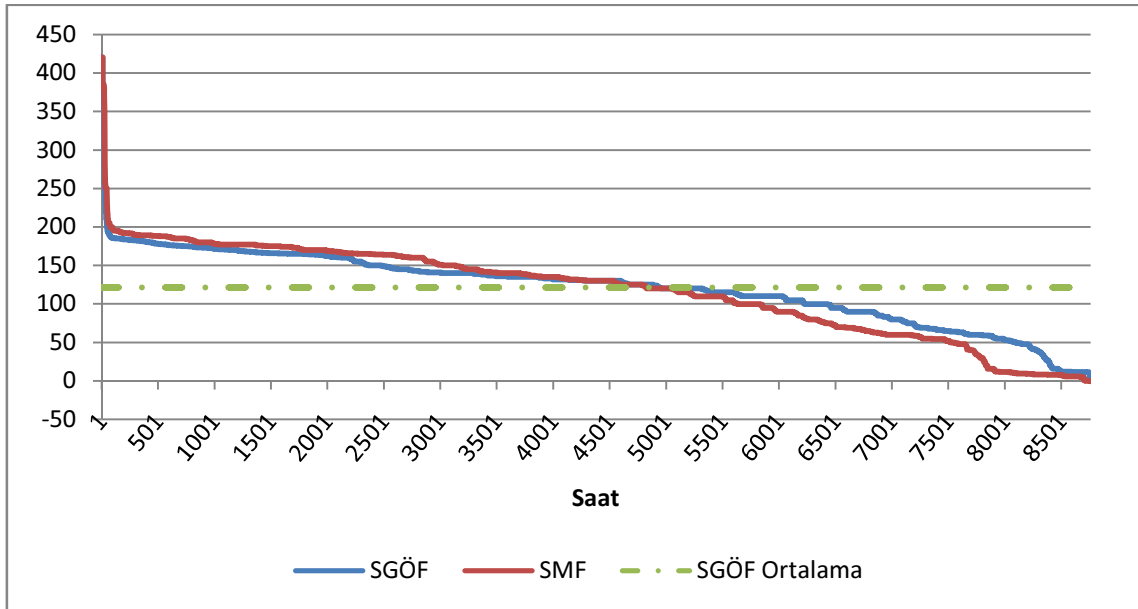
5.2.1 NİHAİ DUY DÖNEMİ UYGULAMASI (N-DUY)

N-DUY uygulaması, Gün Öncesi Planlama (GÖP) ve Dengeleme Güç Piyasası (DGP) olmak üzere iki piyasadan oluşmaktadır. Bu iki uygulama ilişkin düzenlemeler DUY’da yer almaktadır. 2011 yılı içerisinde Gün Öncesi Planlama, yapılacak çeşitli değişikliklerle Gün Öncesi Piyasası haline gelecektir.

5.2.1.1 FİYATLAR

2010 yılında GÖP ve DGP’de saatlik olarak oluşan fiyatları gösteren tertiplenmiş fiyat eğrileri aşağıdaki şekilde yer almaktadır. Şekilde görüldüğü üzere her iki piyasa fiyatı da 400 TL/MWh’in üzerine kadar çıkmış, 0 TL/MWh’e kadar da inmiştir. Ancak Sistem Marjinal Fiyatı (SMF) ve Sistem Gün Öncesi Fiyatı’nın (SGÖF) 200 TL/MWh’tin üzerine çıktığı saat sayısı birkaç adet olup, yıllık zaman dilimi içerisinde çok kısıtlı bir aralığa karşılık gelmektedir. Başka bir ifade ile fiyatlar çok kısıtlı bir zaman aralığında 200 TL/MWh’in üzerinde seyretmiştir. Yılın yaklaşık 8000 saatinde fiyat 50 TL/MWh ile 200 TL/MWh arasında gerçekleşmiştir. Aşağıdaki şekilde yer aldığı üzere piyasa fiyatlarının dengeli bir şekilde dağıldığı değerlendirilmektedir.

Şekil 5-4: 2010 yılı GÖP ve DGP için Yıllık Tertiplenmiş Fiyat Eğrileri (TL/MWh)



Kaynak: TEİAŞ

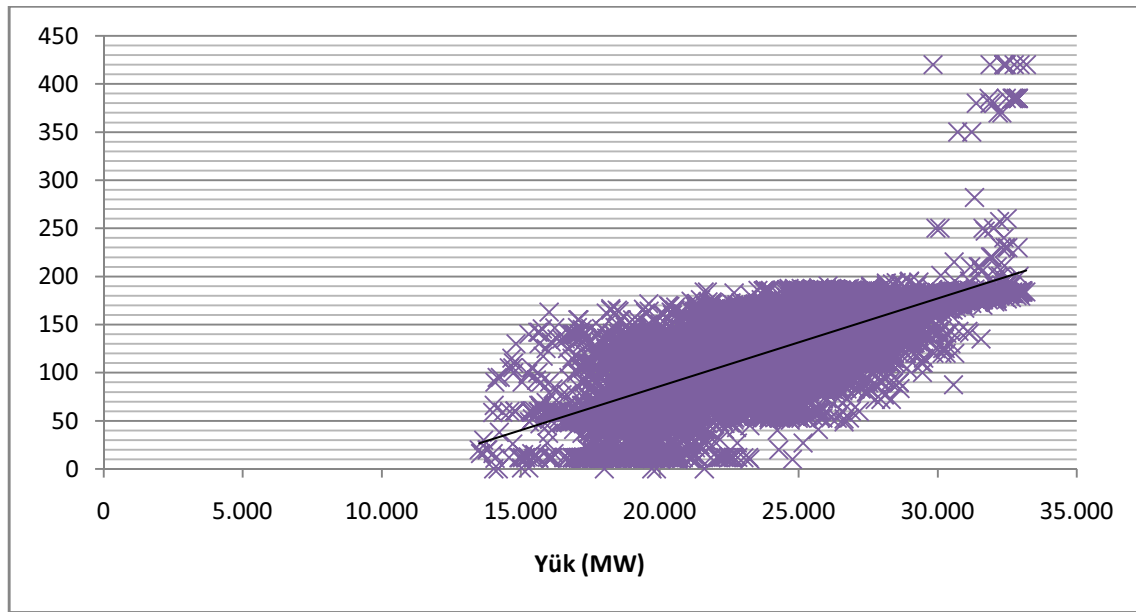
Yukarıdaki şekilde dikkat çeken bir husus, SMF eğrisinin SGÖF eğrisinden daha yüksek bir eğime sahip olmasıdır. Bu durumun GÖP ve DGP’nin yapısından kaynaklandığı değerlendirilmektedir. GÖP’ün temel amacı piyasa katılımcılarının gün öncesinde öngörülebilir dengesizliklerini gidermeleri olup ilgili mevzuat ile tüm santrallerin katılımına izin verilmiştir. Öte yandan, DGP’de temel amaç gerçek zamana yakın olarak sistemin anlık dengelenmesi olup, dengeleme hizmeti veremeyecek belirli santral tipleri ve 15 dakika içerisinde 10 MWh yük alıp atamayan santrallerin katılımına izin verilmemiştir. Bu nedenle DGP’de oluşan arz eğrisi daha büyük bir eğime sahip olmaktadır. Şekilde

ayrıca GÖP'te gerçekleşen ortalama fiyata da yer verilmiştir. Ortalama fiyat 121,6 TL/MWh olarak gerçekleşmiş olup, SGÖF'ün ortalamanın üzerinde gerçekleştiği saat sayısı 4800 civarında olmuştur.

Şekil 5-4'te tertiplenmiş fiyat eğrileri, Şekil 3-15'te yer alan tertiplenmiş yük eğrisi ile karşılaştırıldığında şeklin uç noktalarında fiyat eğrilerinin çok daha keskin bir yükselişe sahip olduğu görülmektedir. Bu durumun, talebin çok yükseldiği durumda rezerv kapasitenin azalarak pahalı santrallerin de devreye girmesinden kaynaklandığı değerlendirilmektedir. Bununla beraber, fiyatların bu davranışı kapasite kısıtlarına ilişkin piyasaya bilgi vererek yeni yatırımlar için sinyal oluşturmaktadır.

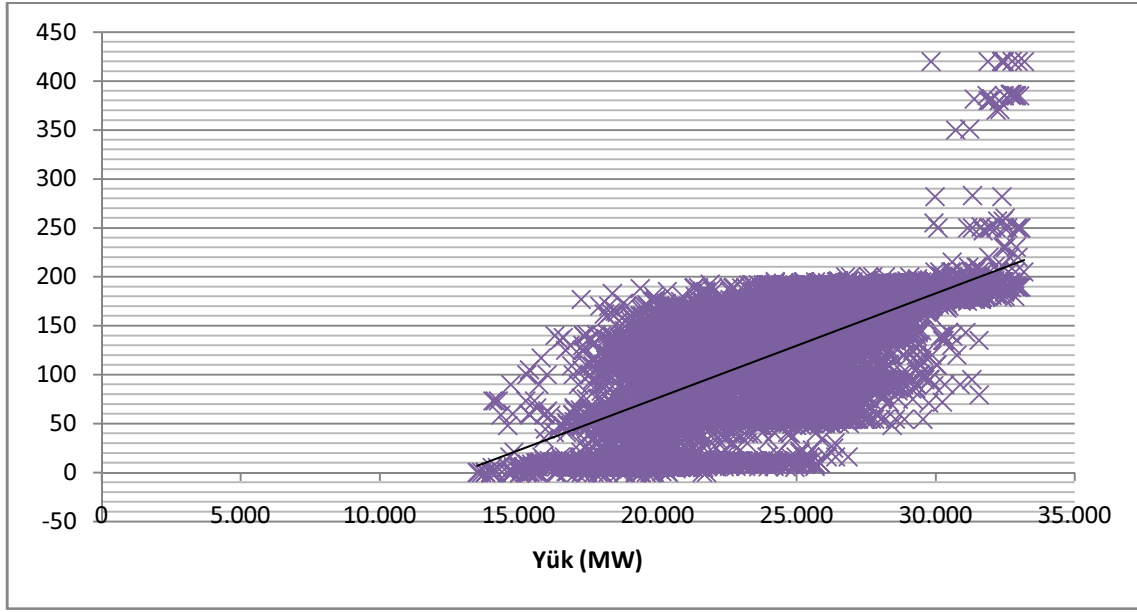
Aşağıdaki şekillerde, SGÖF ve SMF'nin saatlik yük ile olan ilişkileri gösterilmiştir. Şekilde görüldüğü üzere her iki fiyat da artan yük ile beraber yükselmektedir. Piyasa, arz/talep ilişkisine bağlı yani sağlıklı fiyat sinyalleri üretmektedir. Nitekim her iki piyasada da en yüksek fiyat olan 420 TL/MWh, yükün en yüksek olduğu saat olan yıllık puantın gerçekleştiği zaman diliminde oluşmuştur.

Şekil 5-5: SGÖF'ün Saatlik Yük ile İlişkisi (TL/MWh)



Kaynak: TEİAŞ - PMUM verileri

Şekil 5-6: SMF'nin Saatlık Yük ile İlişkisi (TL/MWh)

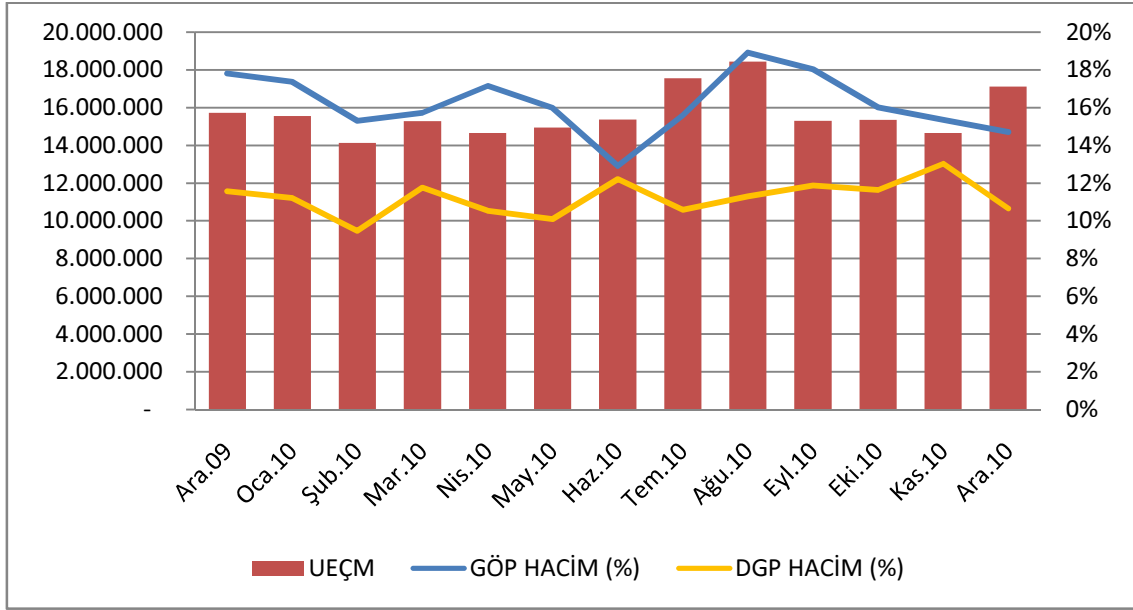


Kaynak: TEİAŞ- PMUM verileri

5.2.1.2 İŞLEM HACMİ

Sağlıklı işleyen bir piyasanın önemli özelliklerinden biri de yeterli piyasa hacminin bulunmasıdır. Piyasada yeterli işlem hacminin bulunması sağlıklı fiyat oluşumu ve toptan satış piyasasına ilişkin fiyat sinyalinin üretilmesi açısından önem arz etmektedir. Bu konuda net bir ölçü bulunmamakla beraber genel olarak sağlıklı bir elektrik piyasasında GÖP hacminin toplam elektrik piyasası hacminin en az % 5 ila % 15'i arasında olması gerektiği kabul edilmektedir.

Şekil 5-7: GÖP ve DGP Hacimleri (MWh)



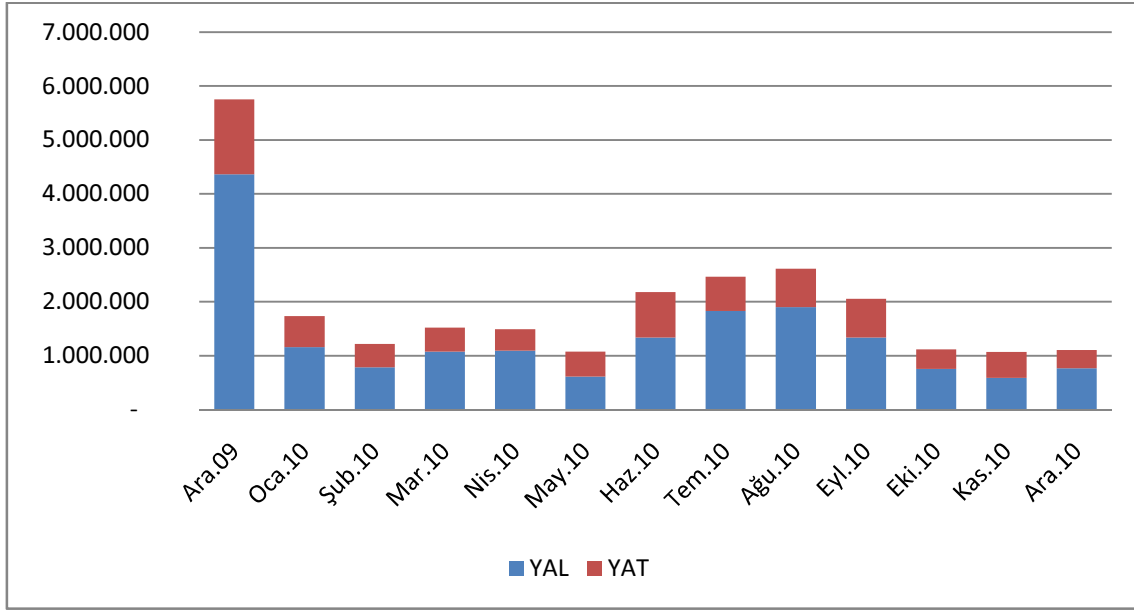
Kaynak: TEİAŞ- PMUM verileri

Yukarıdaki şekilde GÖP ve DGP hacimleri Uzlaştırmaya Esas Veriş Miktarı (UEÇM) ile beraber gösterilmiştir. Şekilde görüldüğü üzere GÖP'te işlem gören piyasa hacmi DGP'den daha yüksek seyretmektedir. 2011 yılı başında tarife mekanizmasında yapılan değişiklik ile tarifesi düzenlemeye tabi perakende satış lisansı sahibi dağıtım şirketlerinin dengesizliklerinin neden olduğu ek maliyetlere katlanması öngörülmüş olup, buna bağlı olarak ilerleyen dönemde DGP hacminin azalması, GÖP hacminin artması beklenmektedir. Her iki piyasa hacmi de UEÇM'den etkilenmekte olup, bu etki GÖP için daha belirgin görülmektedir. Söz konusu piyasalarda işlem gören toplam hacim oransal olarak % 20 ila % 30 arasında değişmektedir.

5.2.1.3 GÖP VE DGP'YE SUNULAN TEKLİFLER

DUY çerçevesinde GÖP ve DGP'de üretilen yük alma (YAL) ve yük atma talimatlarının (YAT) toplam hacimleri aşağıdaki şekilde gösterilmiştir. Toplam hacim, Gün Öncesi Planlamanın devreye girdiği ilk ay olan Aralık 2009 itibarıyla çok yüksek gerçekleşmiş ise de 2010 yılının başından itibaren yaklaşık üçte birine düşmüş ve bu seviyede seyretmiştir.

Şekil 5-8: GÖP ve DGP’de Üretilen YAL ve YAT Talimatlarının Toplam Hacmi (MWh)

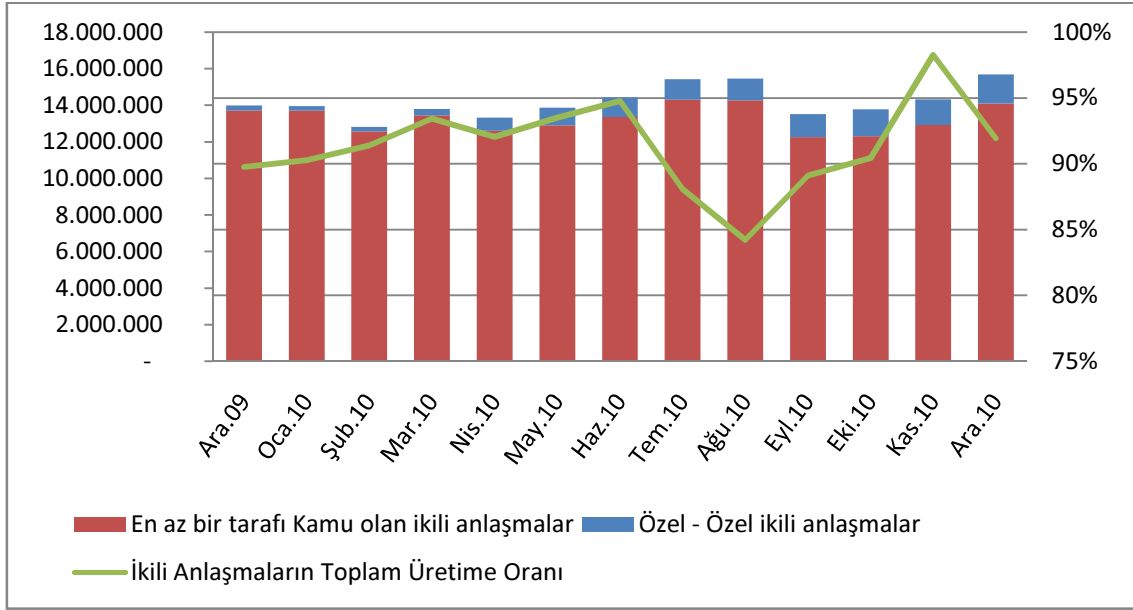


Kaynak: TEİAŞ- PMUM verileri

5.2.1.4 İKİLİ ANLAŞMALAR PİYASASI

Sağlıklı bir piyasanın en önemli unsurlarından birisini de ikili anlaşmalar piyasası oluşturmaktadır. İkili anlaşmalar DGP ve GÖP’e nazaran daha istikrarlı fiyat yapısına sahip olup, üreticiler ve tüketiciler için değişken fiyatlara karşı bir koruma sağlamaktadır. Aynı zamanda uzun dönemli ikili anlaşmalar, yeni yatırımcılar için piyasaya giriş riskini ve engelini azaltmaktadır.

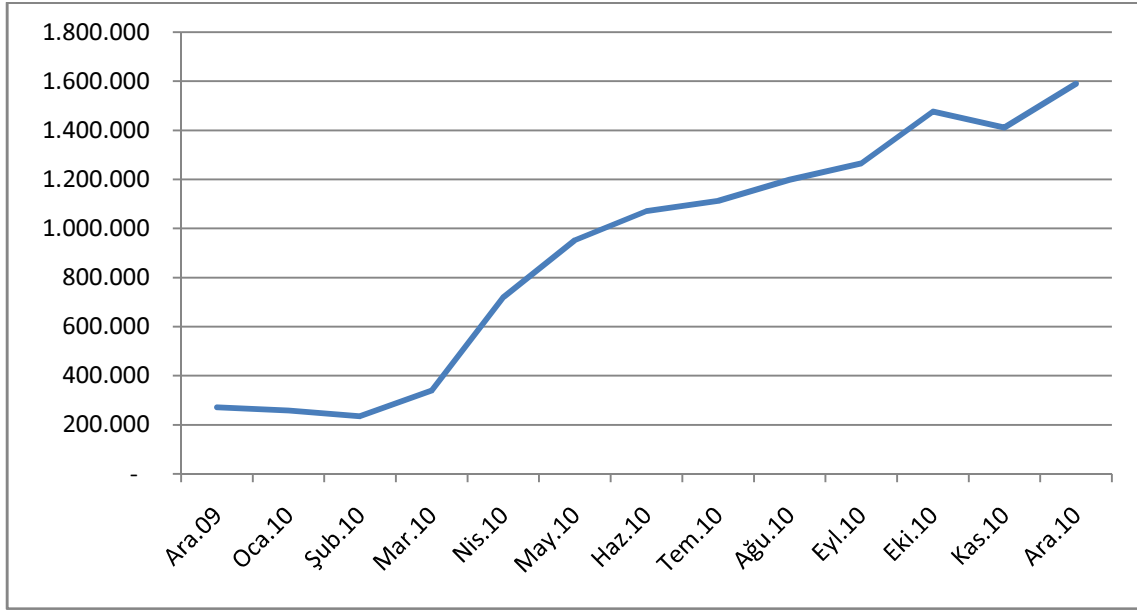
Şekil 5-9: İkili Anlaşma Hacminin Gelişimi (MWh)



Kaynak: TEİAŞ- PMUM verileri

Yukarıdaki şekilde ikili anlaşma hacimlerinin kırımlı bir şekilde gelişimi görülmektedir. Görüldüğü üzere piyasadaki toplam ikili anlaşma miktarı önemli değişiklikler göstermemekle beraber aylık ortalama 14 TWh civarında seyretmektedir. Bu hacmin çok az kısmını özel tarafların kendi aralarında imzaladıkları ikili anlaşmalar oluşturmaktadır. Ancak şekilde de görüldüğü üzere bu oran giderek artmaktadır. İkili anlaşmaların toplam üretime oranı, bu anlaşmaların birden fazla el değiştirebilme niteliği çerçevesinde özellikle de türev piyasalarını ihtiva eden yüksek likiditeye sahip piyasalarda % 400 - % 500'ler mertebesine çıkabilmektedir. Bu oran Türkiye piyasası için 2010 yılında %84-98 bandında seyretmiştir.

Şekil 5-10: Özel-Özel İkili Analaşmaların Gelişimi (MWh)

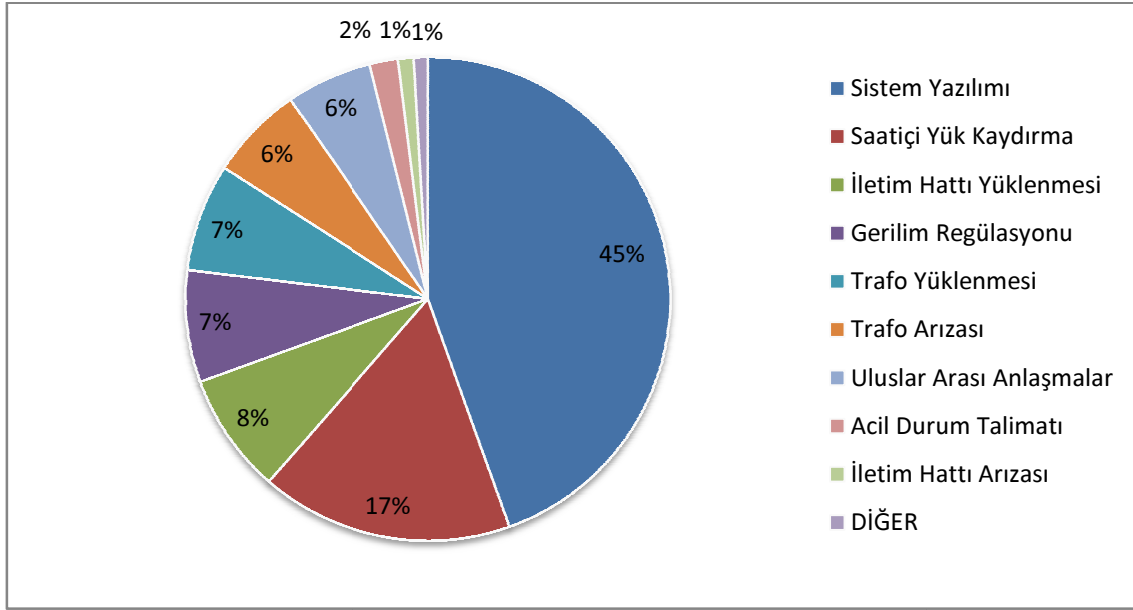


Kaynak: TEİAŞ- PMUM verileri

5.2.1.5 Sistem Kısıtları

Piyananın işleyişine ilişkin diğör önemli bir husus ise kısıt maliyetleridir. Kısıt maliyetleri ifadesi, sistemdeki teknik kısıtlar nedeniyle enerji üretiminde daha pahalı kaynakların kullanılması nedeni ile oluşan ek maliyetleri ifade etmektedir. Ülkemizde kısıt maliyetleri sosyalleştirilerek tüm tüketicilere tüketimleri oranında yansıtılmaktadır. Ancak DUY kapsamında, kısıtların ve kısıtlara ilişkin maliyetlerin, piyasa bölünmesi yöntemiyle Türkiye elektrik piyasasının farklı bölgelere ayrılması suretiyle yönetilmesine imkan tanıyan düzenleme de mevcuttur.

Şekil 5-11: Kısıt Ek Maliyetleri (%)

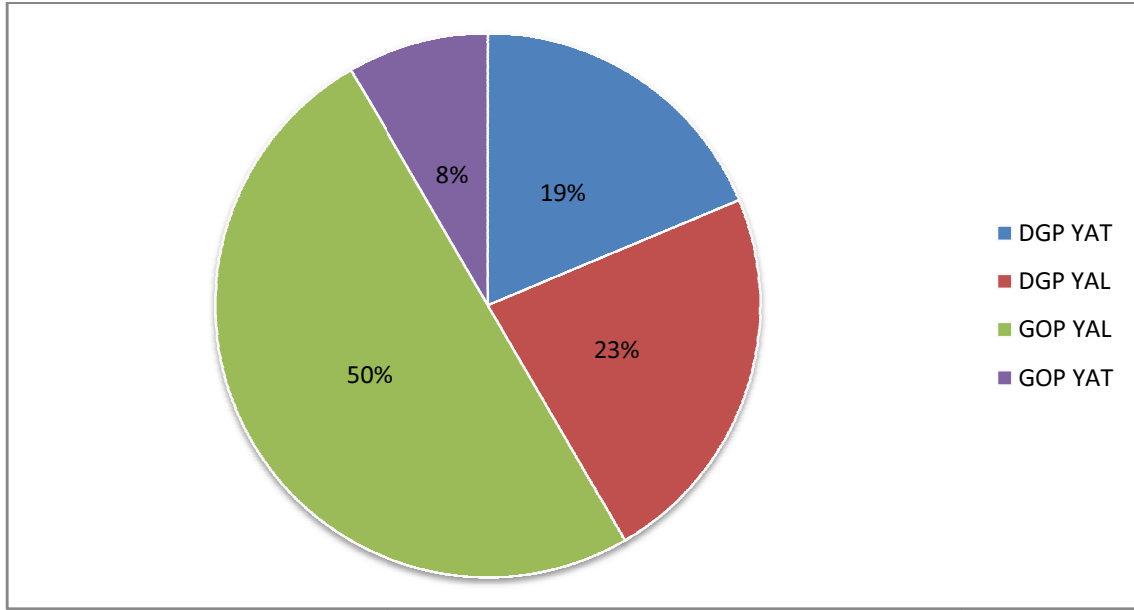


Kaynak: TEİAŞ- PMUM verileri

2010 yılı itibarıyla kısıtların sisteme toplam maliyeti 952 Milyon TL olarak gerçekleşmiştir. Yukarıda Şekil 5-11’de görüldüğü üzere, kısıt maliyetlerinin en önemli kalemini piyasa işletimini sağlayan Piyasa Yönetim Sistemi yazılımı tarafından kısıtların giderilmesine yönelik üretilen talimatlar oluşturmaktadır. Bu tutar, toplam kısıt ek maliyetlerinin yarısına yakın kısmını oluşturmaktadır. Daha sonra saat içi yük kaydırma ve iletim hattı yüklenmesine ilişkin maliyetler gelmektedir.

Aşağıda yer alan Şekil 5-12’te kısıt ek maliyetlerinin oranları gösterilmektedir. Şekilde görüldüğü üzere söz konusu maliyetlerin % 58’lik kısmı GÖP’te verilen talimatlar sonucunda oluşmuştur. Öte yandan, maliyetler talimat türü bazında incelendiğinde ek maliyetlerin % 73’ünün verilen YAL talimatları tarafından oluşturulduğu görülmektedir.

Şekil 5-12: DGP ve GÖP'te YAL ve YAT Ek Maliyet Oranları (%)

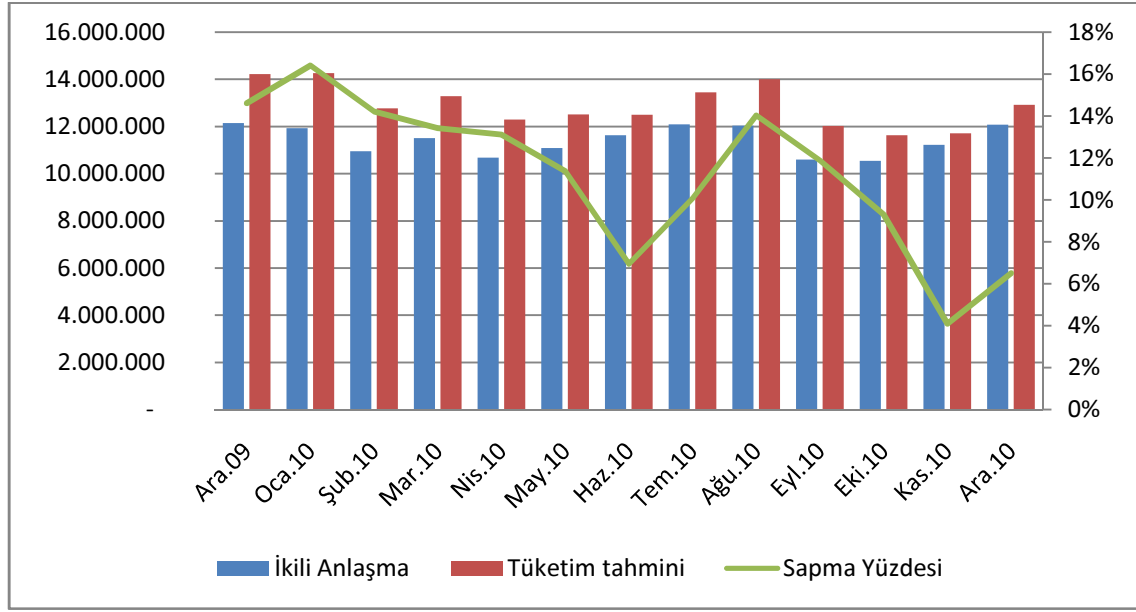


Kaynak: TEİAŞ- PMUM verileri

5.2.1.6 DAĞITIM ŞİRKETLERİNİN HAREKETLERİ

Tüketim tarafında, GÖP'te faaliyet gösteren en önemli oyuncuların birini dağıtım şirketleri oluşturmaktadır. Aşağıdaki şekilde, dağıtım şirketlerinin toplamda imzalamış oldukları ikili anlaşma miktarları tüketim tahminleri ile beraber gösterilmiştir. Şekilde görüldüğü üzere ikili anlaşma miktarları tüketim miktarlarının % 84'ü ile % 96'sı arasında değişmektedir. İkili anlaşmaların tüketimleri karşılama oranında yükselme trendi görülmekle beraber, yaz aylarında söz konusu oranda bir düşüş kaydedilmiş, kış aylarında oran tekrar yükselmiştir.

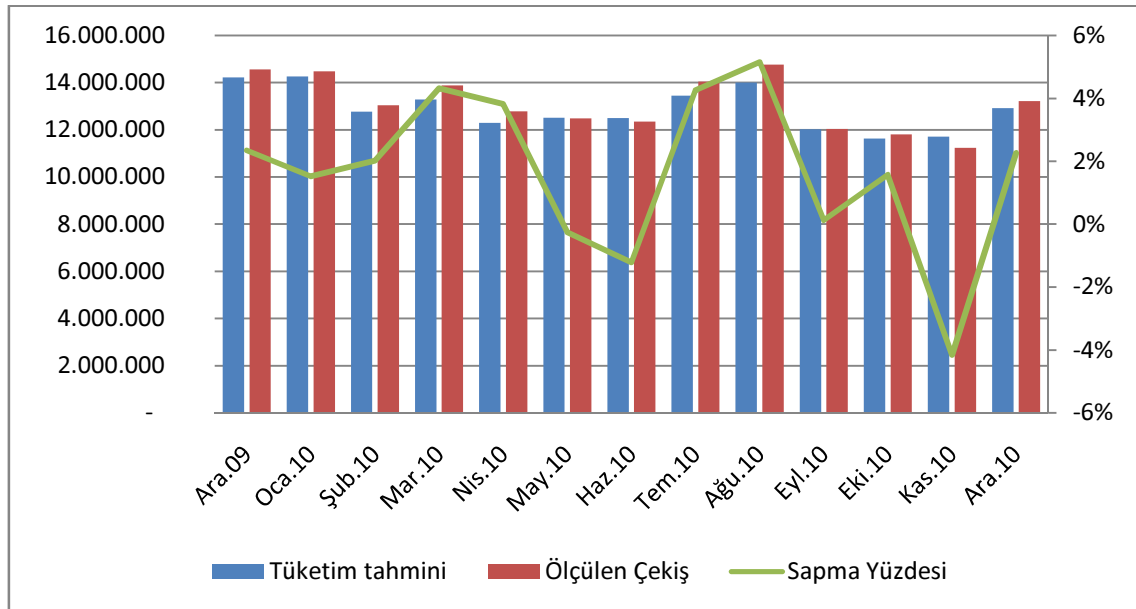
Şekil 5-13: Dağıtım Şirketlerinin İkili Anlaşma Miktarlarının Gelişimi (MWh)



Kaynak: TEİAŞ- PMUM verileri

Aşağıdaki şekilde dağıtım şirketlerinin gerçek zamandaki aylık toplam tüketimleri ve tüketim tahminleri beraber gösterilmiştir.

Şekil 5-14: Dağıtım Şirketlerinin Tüketim Tahminleri ve Sapma Oranları (MWh)



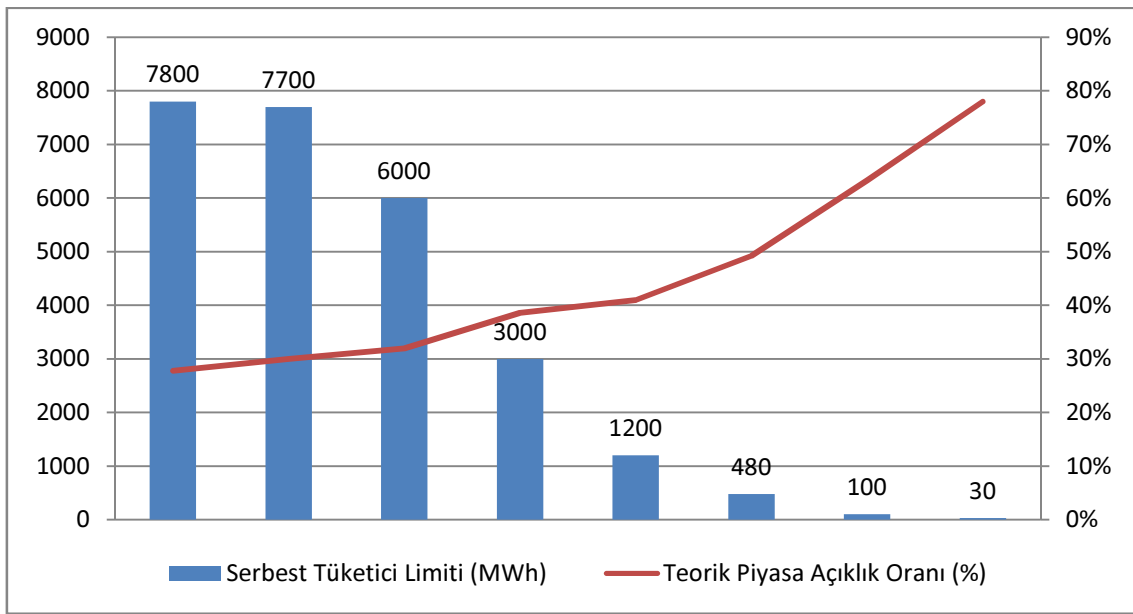
Kaynak: TEİAŞ- PMUM verileri

Şekilde görüldüğü üzere, aylık toplam değerler üzerinden tüketim tahminlerinin sapma oranı % ± 4 arasında değişmektedir.

5.3 REKABETİN GELİŞİMİ

Türkiye elektrik piyasasında hedef, ikili anlaşmalara ve GÖP'e dayalı, tamamen rekabete açık bir piyasa oluşturmaktır. Bu amaca yönelik olarak serbest tüketici limiti her yıl indirilmekte ve tüketicilerin tedarikçilerini ikili anlaşma yoluyla serbestçe belirlemelerine imkan tanınmaktadır. 2003-2011 yılları için tespit edilen serbest tüketici limitleri ve bunlara tekabül eden teorik piyasa açıklık oranları şekilde gösterilmiştir.

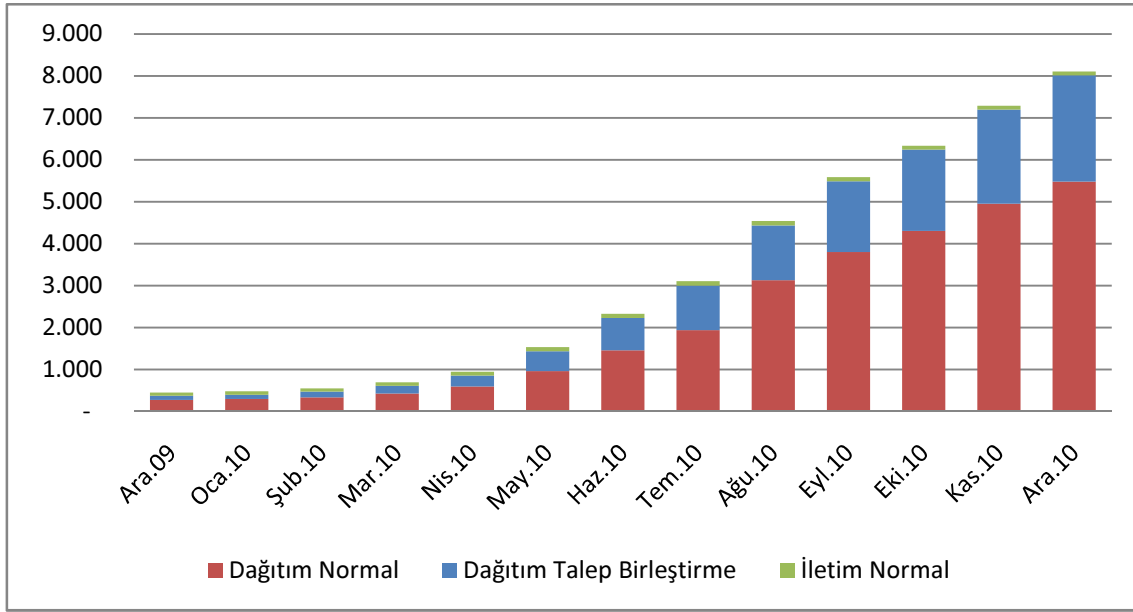
Şekil 5-15: Serbest Tüketici Limitinin ve Piyasa Açıklık Oranın Gelişimi



Kaynak: EPDK

Bu limitler dahilinde oluşan serbest tüketici hakkını kullanmış olan tüketicilerin ve sayaçlarının sayısal verileri ise şöyle gerçekleşmiştir:

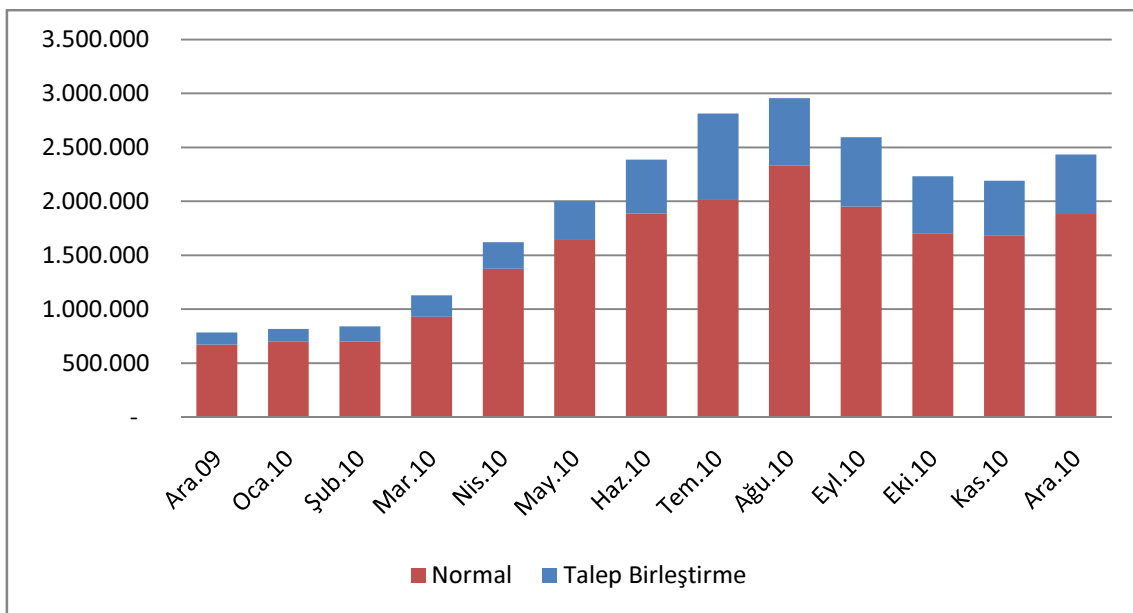
Şekil 5-16: Serbest Tüketici Sayısının Gelişimi



Kaynak: TEİAŞ- PMUM verileri

Görüldüğü gibi, serbest tüketici sayısı 2010 yılı başından itibaren belirgin bir artış göstermiştir. Bunda serbest tüketici limitindeki büyük indirimin (480 MWh'ten 100 MWh'e) ve bunu takip eden dönemde DUY fiyatlarının düşük seyretmesinin etkili olduğu değerlendirilmektedir. Serbest tüketici sayısına bakıldığında 2009 sonu itibarıyla 372 olan sayının 2010 yılında hızlı bir şekilde artarak 2010 Aralık itibarıyla 8013'e çıktığı görülmektedir.

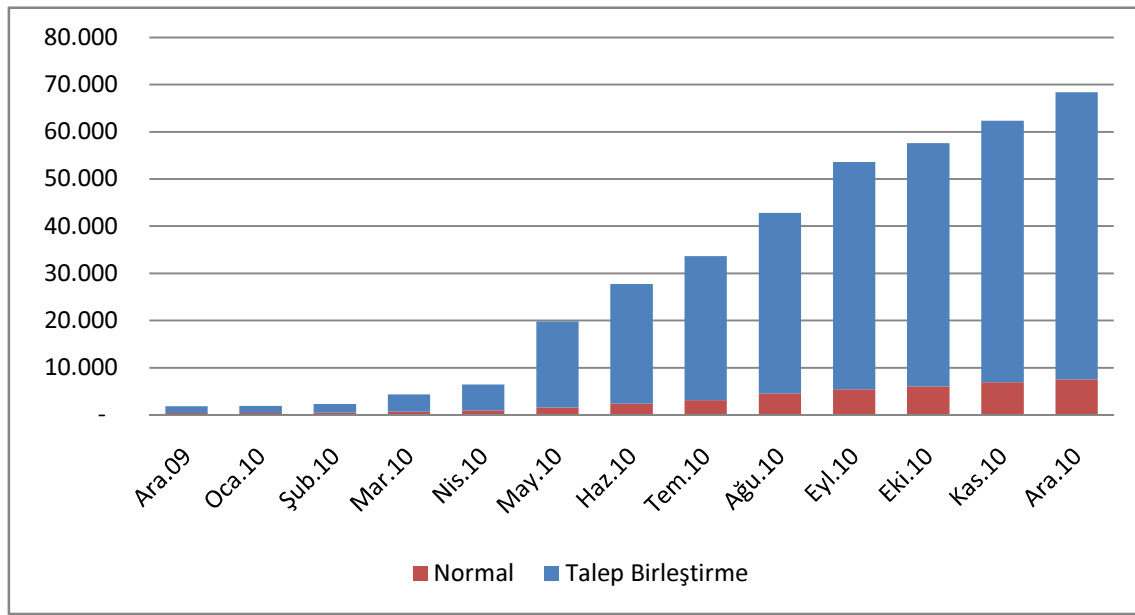
Şekil 5-17: Serbest Tüketicilerin Toplam Tüketimleri (MWh)



Kaynak: TEİAŞ- PMUM verileri

Serbest tüketici hakkını kullanan tüketicilerin toplam tüketimlerinde önemli oranda artış olmasına karşın, bu artış Şekil 5-17'deki kadar keskin değildir. Bunun nedeni, serbest tüketici limitinin düşürülmesi ile beraber daha küçük tüketicilerin de serbest tüketici hakkını kullanabilmesi, yani serbest tüketici başına tüketim değerinin düşmesidir. Bu durumda sayının artış hızı ile aynı oranda tüketim miktarı artmamıştır. Aynı zamanda talep eğrisinde serbest tüketici sayısı artışına rağmen mevsimsel değişimi takip eden düşüş görmek de mümkündür. Öte yandan, sayaç sayısını gösteren Şekil 5-18, şekil 5-17 ile karşılaştırıldığında talep birleştirmenin etkisi nedeniyle sayaç sayısındaki artış hızının çok daha yüksek olduğu görülmektedir.

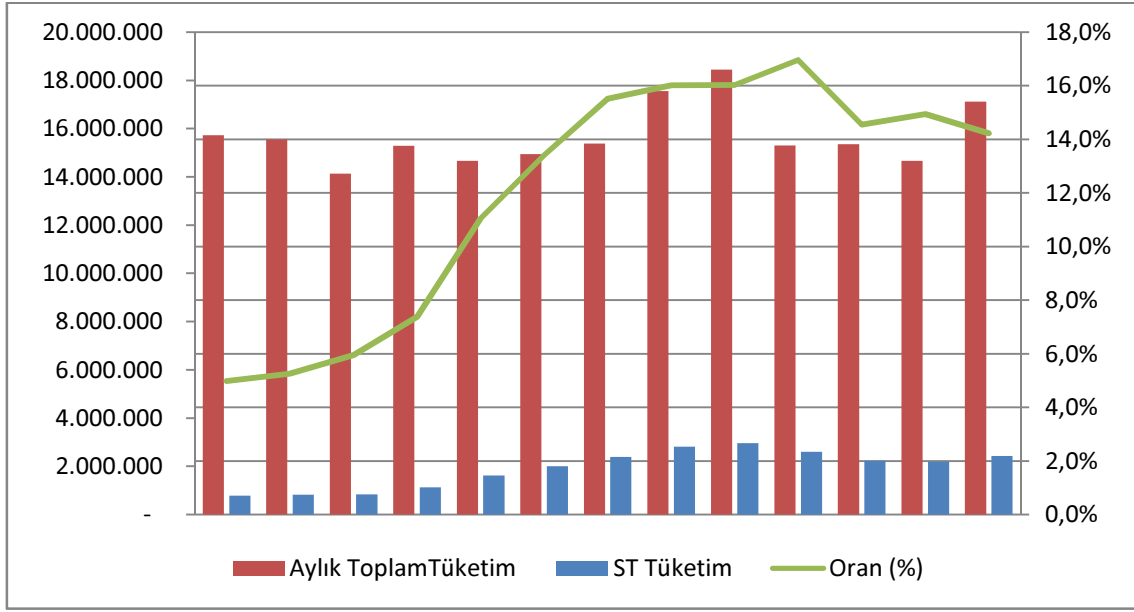
Şekil 5-18: Serbest Tüketici Sayaç Sayısının Gelişimi



Kaynak: TEİAŞ- PMUM verileri

2010 yılı için 100 MWh olarak belirlenen serbest tüketici limitine göre hesaplanan teorik piyasa açıklık oranının % 63,3 olmasına karşın elektrik sektörünün rekabete açık kısmının, üretim tarafı itibarıyla kurulu güçler dikkate alındığında tüm piyasanın % 30,7'si olduğu, tüketim tarafı itibarıyla ise 2010 yılında serbest tüketici hakkını kullanan tüketicilerin gerçekleştiren tüketimleri dikkate alındığında fiili piyasa açıklık oranının en yüksek % 17 olarak gerçekleştiği görülmektedir.

Şekil 5-19: Serbest Tüketici Tüketiminin Toplam Tüketime Oranı (MWh)



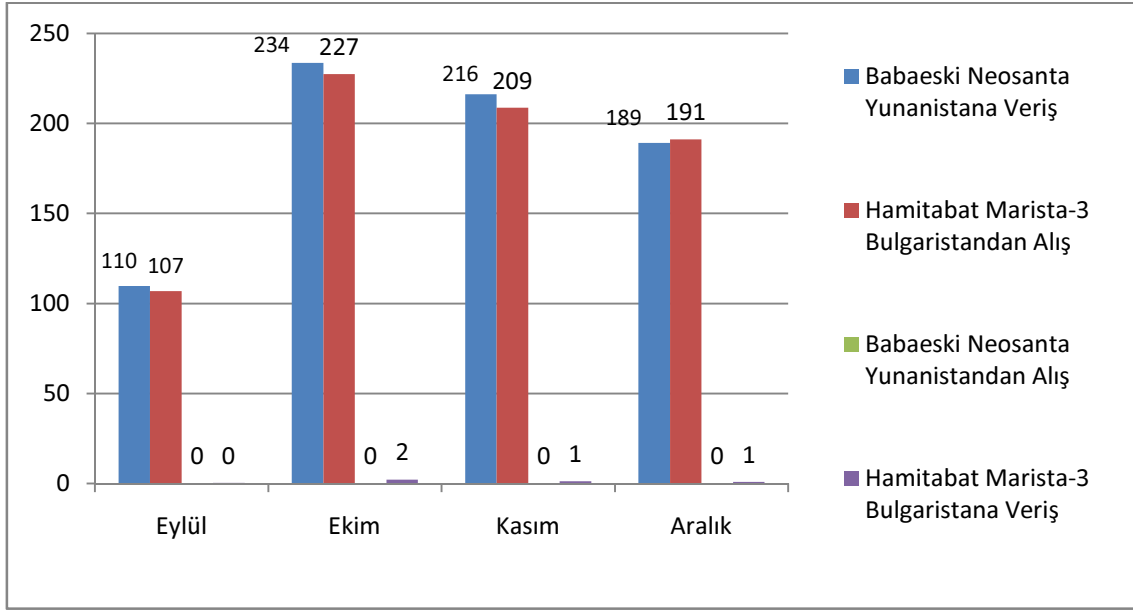
Kaynak: TEİAŞ- PMUM verileri

6. İTHALAT-İHRACAT FAALİYETLERİ

Elektrik enerjisinin ithalat ve/veya ihracatının gerçekleştirilebilmesi için öncelikle ilgili ülkelerin elektrik sistemleriyle bağlantı kurulması gerekmektedir. İletim ve dağıtım sistemlerinin toplamından oluşan ulusal elektrik sisteminin diğer bir ülkeye ait elektrik sistemine bağlanması enterkonneksiyon olarak adlandırılmaktadır. Uluslararası enterkonneksiyon şartı açısından; elektrik sisteminin diğer ülkelere ait elektrik sistemi ile senkron paralel, asenkron paralel (DC) veya ünite yönlendirmesi yöntemlerinden birinin kullanılmasıyla veya komşu ülkede oluşturulacak izole bölgenin beslenmesi yöntemiyle enterkonneksiyon yapılması gerekmektedir. Nitekim Elektrik Piyasası İthalat ve İhracat Yönetmeliğinin 5 inci maddesi uyarınca, sadece uluslararası enterkonneksiyon şartı oluşmuş ülkelere veya bu ülkelere elektrik enerjisi ithalatı ve/veya ihracatı, Kurul onayı ile yapılabilmektedir. Bununla beraber; söz konusu yönetmelik kapsamında, uluslararası enterkonneksiyon şartı oluşana kadar ihracat kaydıyla elektrik enerjisi ithalat faaliyetine Bakanlık ve TEİAŞ'ın görüşleri çerçevesinde Kurum tarafından izin verilebilmektedir.

Türkiye Doğu Avrupa'yı kapsayan enterkonnekte sistemin içinde yer almaya çalışmaktadır. Bu çerçevede, 21 Mart 2000 tarihinde TEAŞ tarafından (şu an TEİAŞ) Avrupa Kıtası Senkron Bölgesi Şebekesini düzenlemek için 1950 yılında kurulan UCTE (1 Temmuz 2009'dan itibaren ENTSO-E) sistemine senkron paralel bağlanmak ve üye olmak üzere başvuru yapılmıştır. Söz konusu başvurunun akabinde oluşturulan proje grubu tarafından; Bağlantı için Tamamlayıcı Teknik Çalışmalar ve Türkiye Elektrik Sistemi Frekans Kontrol Performansının İyileştirilmesi yönlerindeki projeler gerçekleştirilerek, 2010 yılı içerisinde gerekli testler tamamlanmış ve Türkiye Elektrik Sisteminin ENTSO-E sistemine 18 Eylül 2010 tarihi itibarı ile bir yıllık Deneme Senkron Paralel İşletme aşamasına geçilmiştir. Böylece; Türkiye Elektrik Sistemi, ENTSO-E üyeleri olan Bulgaristan Elektrik Sistemine iki 400 kV iletim hattı ile Yunanistan Elektrik Sistemine ise bir 400 kV iletim hattı ile bağlanmıştır. Bu çerçevede 2010 yılında Bulgaristan ve Yunanistan üzerinden ticari amaçlı olmayan toplam 753,21 GWh enerji verışı ve 734,26 GWh enerji alışı gerçekleştirilmiştir.

Şekil 6-1: ENTSO-E Deneme İşletmesi İçin 2010 Yılında Yapılan Enerji Alışverişleri (GWh)



Kaynak: TEİAŞ

Bu enerji alışverişlerinin enterkonneksiyon noktaları ile beraber daha detaylı gösterildiği aşağıdaki şekle bakıldığında, bu süreçte genel itibarıyla Yunanistan'a enerji verildiği ve Bulgaristan'dan ise enerji alındığı, bunun haricinde enerji alışverişlerin ise çok düşük düzeylerde kaldığı görülmektedir. Türkiye'nin tüm komşu ülkelerle olan enterkonneksiyon kapasitesine yönelik özet bilgiler Çizelge 6-1'de gösterilmiştir:

Çizelge 6-1: 18.01.2011 itibarıyla Türkiye'nin komşu ülkelerle olan enterkonneksiyon kapasitesi

Nereden	Nereye	Tahsis Dönemi	Bağlantı Yöntemi	NTK (MW)	TEK (MW)	KAK (MW)
Türkiye	Bulgaristan	Aylık	Senkron Paralel	Her ay belirlenecek	0	Her ay belirlenecek
Bulgaristan	Türkiye	Aylık	Senkron Paralel	Her ay belirlenecek	0	Her ay belirlenecek
Türkiye	Yunanistan	Aylık	Senkron Paralel	Her ay belirlenecek	0	Her ay belirlenecek
Yunanistan	Türkiye	Aylık	Senkron Paralel	Her ay belirlenecek	0	Her ay belirlenecek
Türkiye	Gürcistan	Yıllık	Ünite Yönlendirme	150	0	150
Türkiye	Gürcistan	Yıllık	İzole Bölge	150	0	150
Gürcistan	Türkiye	Yıllık	Ünite Yönlendirme	150	150	0

Gürcistan	Türkiye	Yıllık	İzole Bölge	150	150	0
Türkiye	Ermenistan	-	Ünite Yönlendirme	0	0	0
Türkiye	Ermenistan	-	İzole Bölge	0	0	0
Ermenistan	Türkiye	-	Ünite Yönlendirme	0	0	0
Ermenistan	Türkiye	-	İzole Bölge	0	0	0
Türkiye	Azerbaycan	Yıllık	Ünite Yönlendirme	0	0	0
Türkiye	Azerbaycan	Yıllık	İzole Bölge	50	0	50
Azerbaycan	Türkiye	Yıllık	Ünite Yönlendirme	100	20	80
Azerbaycan	Türkiye	Yıllık	İzole Bölge	30-70	20	10-50
Türkiye	İran (1)	Yıllık	Ünite Yönlendirme	0	0	0
Türkiye	İran (1)	Yıllık	İzole Bölge	Belirlenecek	0	Belirlenecek
İran (1)	Türkiye	Yıllık	Ünite Yönlendirme	0	0	0
İran (1)	Türkiye	Yıllık	İzole Bölge	40	40	0
Türkiye	İran (2)	Yıllık	Ünite Yönlendirme	0	0	0
Türkiye	İran (2)	Yıllık	İzole Bölge	0	0	0
İran (2)	Türkiye	Yıllık	Ünite Yönlendirme	105	80	25
İran (2)	Türkiye	Yıllık	İzole Bölge	150	80	70
Türkiye	Irak	Yıllık	Ünite Yönlendirme	0	0	0
Türkiye	Irak	Yıllık	İzole Bölge	200	200	0
Irak	Türkiye	Yıllık	Ünite Yönlendirme	0	0	0
Irak	Türkiye	Yıllık	İzole Bölge	Belirlenecek	0	Belirlenecek
Türkiye	Suriye	Yıllık	Ünite Yönlendirme	500	0	500
Türkiye	Suriye	Yıllık	İzole Bölge	Belirlenecek	250	Belirlenecek
Suriye	Türkiye	Yıllık	Ünite Yönlendirme	230	0	230
Suriye	Türkiye	Yıllık	İzole Bölge	0	0	0

TEK: Tahsis Edilmiş Kapasite

KAK: Kullanıma Açık Kapasite

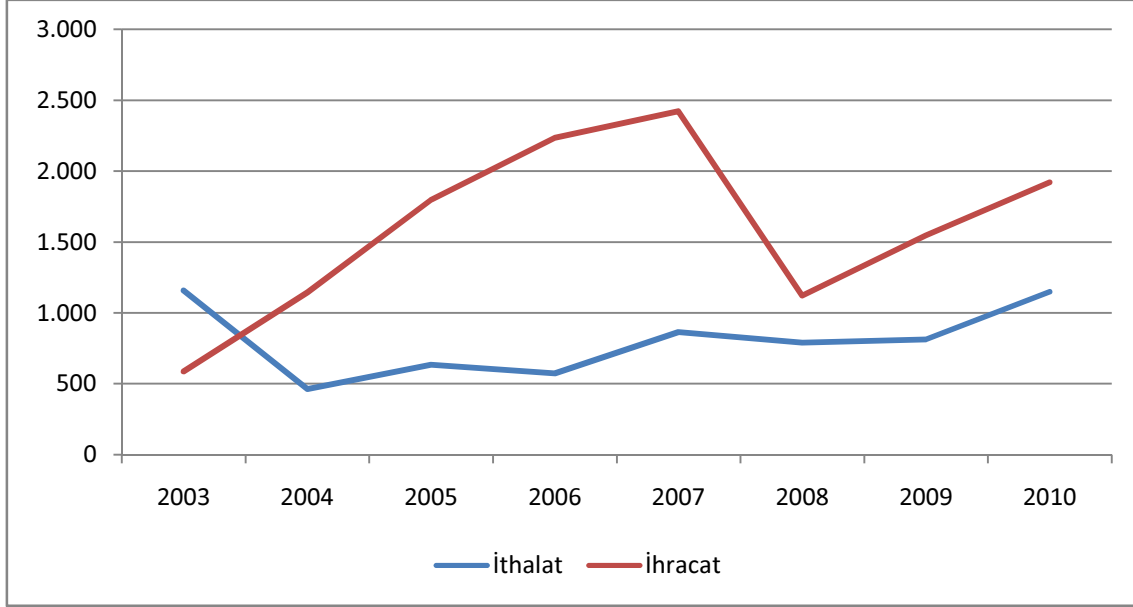
NTK: Net Transfer Kapasitesi

Kaynak: TEİAŞ

Türkiye ile Ermenistan arasında Kars-Gumri Enerji İletim Hattı bulunmaktadır. Ancak, teknik olarak Kars TM'de 154/220 kV trafo mevcut olmadığından; halihazırda bu hat üzerinden ihracat veya ithalat mümkün değildir. Çizelge'de kapasitenin sıfır olarak gösterildiği yerlerde; mevcut durum açısından uygun ünitenin (santral) bulunmaması, teknik kısıtlar veya Türkiye'nin bu bölgesinde izole bölge oluşturulmasının mümkün olmaması gibi sebepler bulunmaktadır.

Türkiye'nin toplam elektrik ithalat ve ihracat miktarlarının 2003 yılından itibaren yıllara göre gelişimi⁶ aşağıdaki şekilde gösterilmiştir:

Şekil 6-2: Elektrik İthalat ve İhracat Miktarlarının Yıllara Göre Gelişimi (GWh)



Kaynak: TEİAŞ

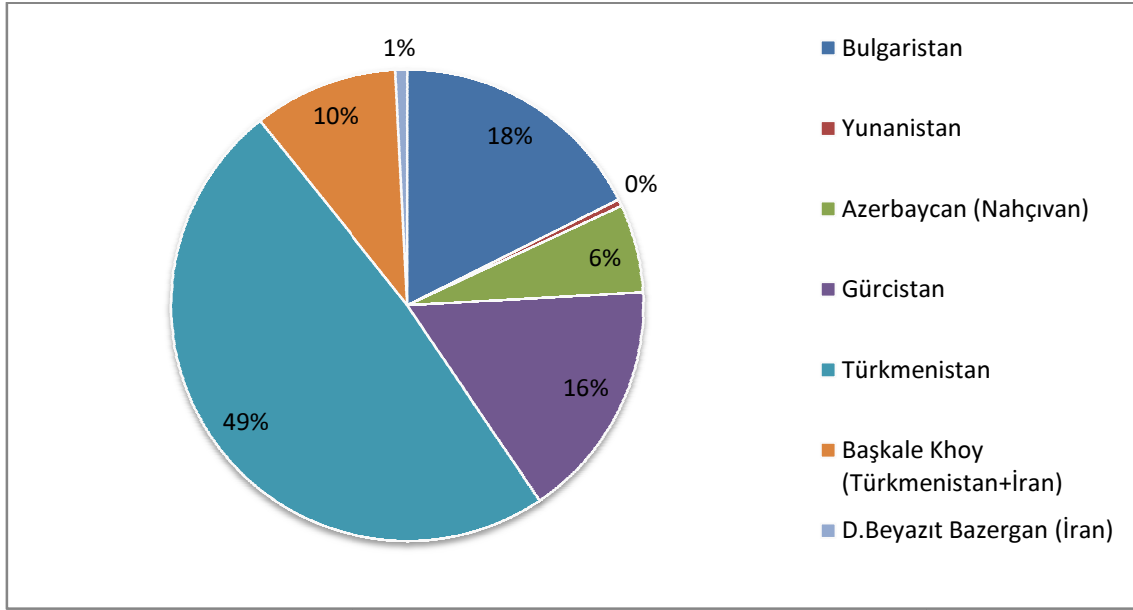
Türkiye'nin toplam elektrik ithalat miktarı 2003 yılında ihracat miktarından yüksek gerçekleşmişken, diğer yıllarda hep ihracat miktarının altında kalmıştır. Nitekim 2004 yılından 2008 yılına kadar ihracat miktarları ithalat miktarlarının üç katı civarında seyretmiştir.

Yıllara göre ihracat miktarında sadece 2008 yılında azalma yaşanmış olup, bu azalma da yaklaşık % 60 seviyesindedir. Söz konusu azalmanın küresel ekonomik krizden kaynaklandığı değerlendirilmektedir. 2009 ve 2010 yıllarında ise hem ithalat hem de ihracat miktarlarında yeniden artış kaydedilmiştir.

Şekil 6-3'te görüleceği üzere, ithalat miktarlarında 2004 yılından itibaren 2010 yılına kadar Türkmenistan'ın payının baskın olduğu görülmektedir. Nitekim 2003 yılından itibaren toplam ithalatın yaklaşık yarısı bu ülkeden gerçekleştirilmiştir. 2003 yılından itibaren ithalat yapılan ülkeler içerisinde Bulgaristan ve Gürcistan ise Türkmenistan'ın hemen ardından gelmektedir.

⁶ ENTSO-E Deneme Senkron Paralel İşletmesi kapsamında Bulgaristan ve Yunanistan üzerinden gerçekleştirilen toplam 753,21 GWh enerji verisi ve 734,26 GWh enerji alışı, ticari amaçlı olmaması nedeniyle 2010 yılı ithalat ve ihracat verileri içerisinde gösterilmemiştir.

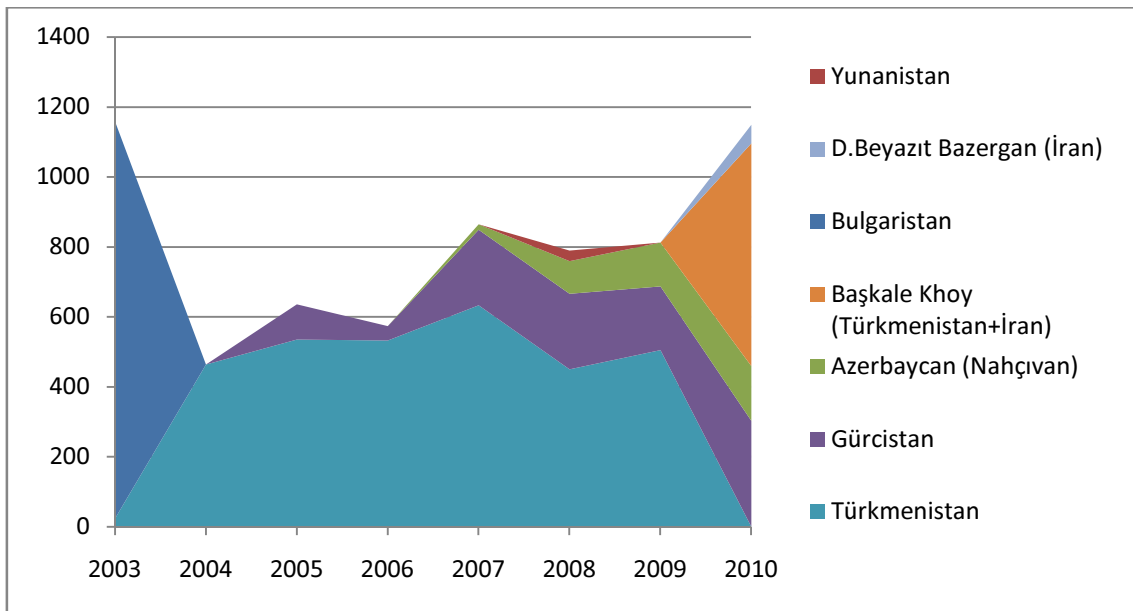
ŞEKİL 6-3: 2003 Yılından İtibaren Yapılan Toplam İthalatın Ülkelere Dağılımı (GWh)



Kaynak: TEİAŞ

İthalatın ülkelere göre dağılımının verildiği Şekil 6-4'e bakıldığında, Bulgaristan'dan sadece 2003 yılında ithalat yapılmış olup, söz konusu ülkeden daha sonra hiç ithalat gerçekleştirilmemiştir. Gürcistan ise Türkmenistan ile beraber çoğu yıllar toplam ithalatın tamamını veya büyük çoğunluğunu karşılamıştır.

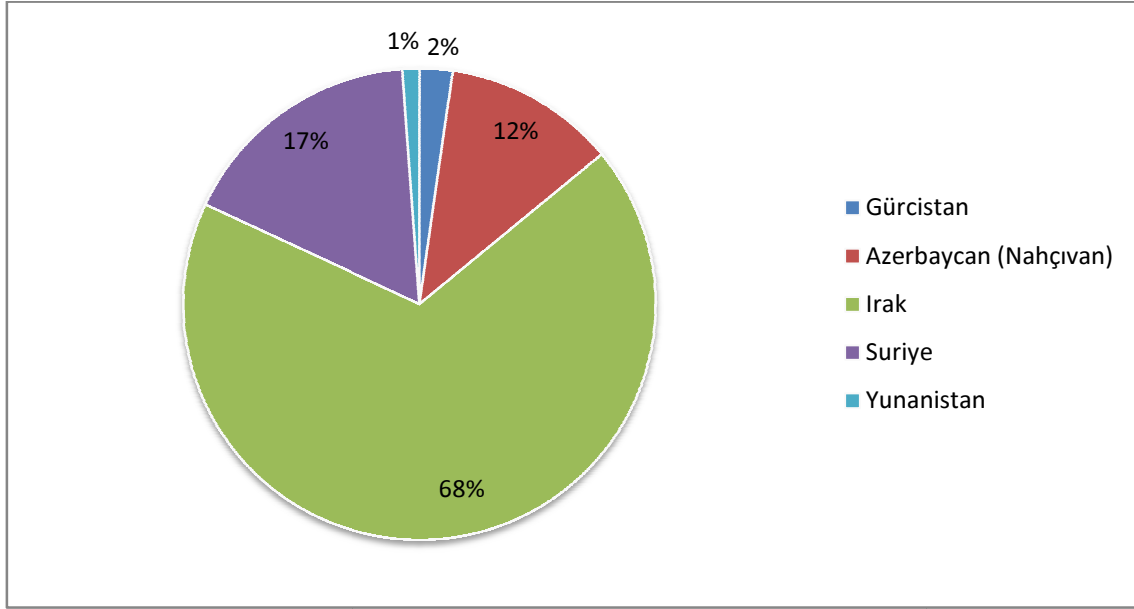
Şekil 6-4: 2003 Yılından İtibaren Yıllar İtibarıyla İthalatın Ülkeler Bazında Dağılımı (GWh)



Kaynak: TEİAŞ

Aşağıdaki şekilde görüleceği üzere, 2003 yılından itibaren Türkiye ihracatının büyük çoğunluğu Irak'a gerçekleştirilmektedir. Irak'ı bu konuda sırasıyla Suriye ve Azerbaycan - Nahçıvan takip etmektedir.

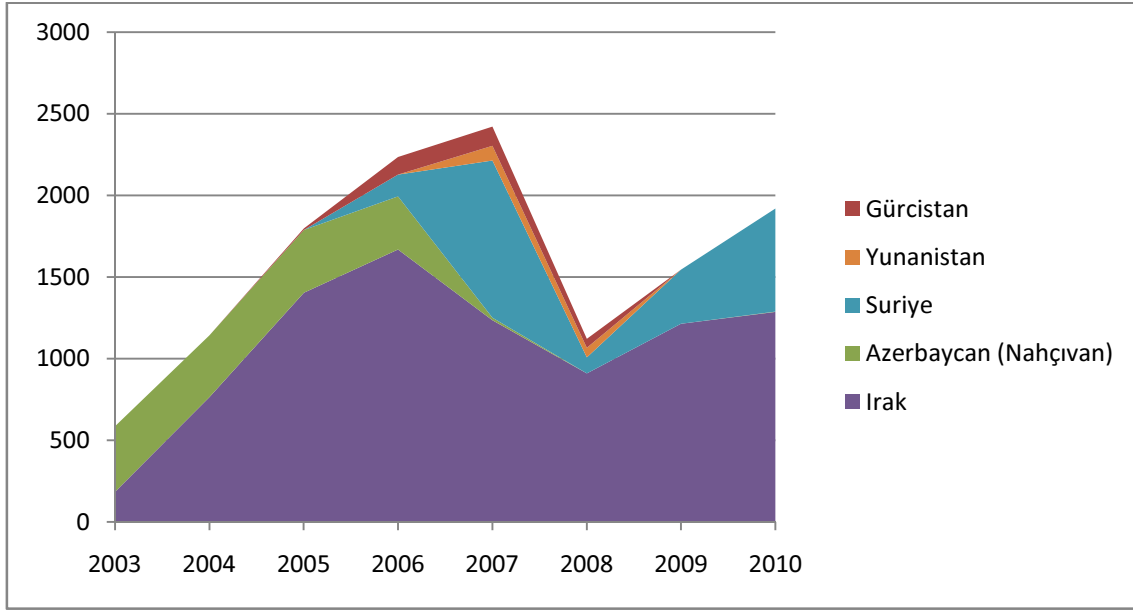
Şekil 6-5: 2003 Yılından İtibaren Yapılan Toplam İhracatın Ükelere Göre Dağılımı (GWh)



Kaynak: TEİAŞ

Şekil 6-6'da verilen ülkelerin yıllara göre ihracattaki paylarına bakıldığında; toplam ihracatın tamamına yakını 2007 yılına kadar Irak ile beraber Azerbaycan'a yapılmışken, 2007 yılından itibaren bu konuda Azerbaycan'ın yerini Suriye'nin ikame ettiği ve son yıllardaki ihracatın tamamına yakınının Suriye ve Irak'a gerçekleştirildiği görülmektedir.

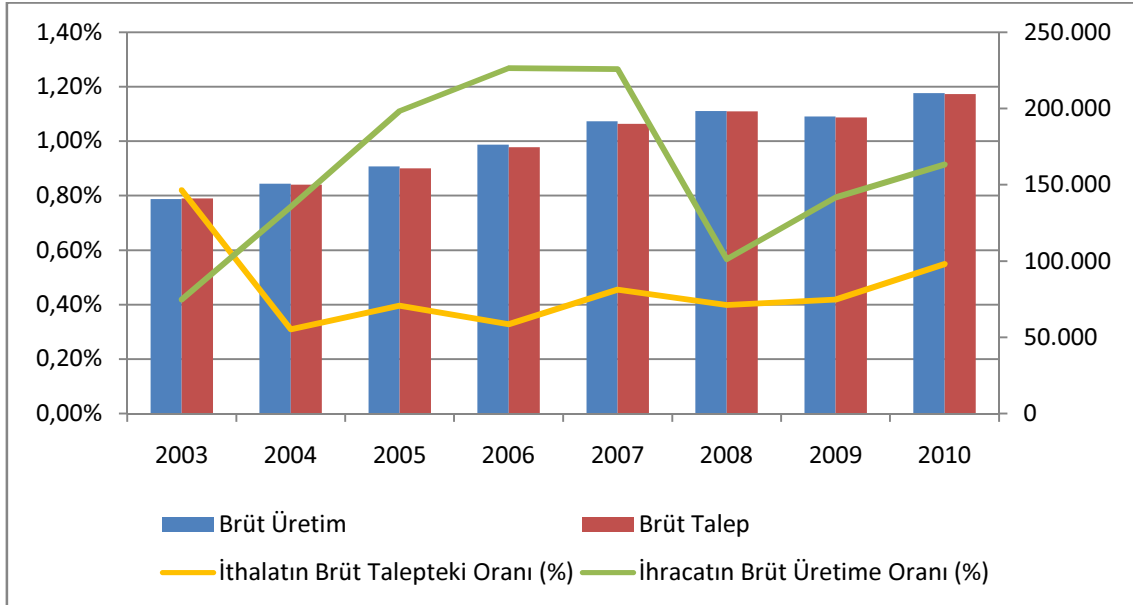
Şekil 6-6: 2003 Yılından İtibaren Yıllar İtibarıyla İhracatın Ülkeler Bazında Gelişimi (GWh)



Kaynak: TEİAŞ

2003 yılından itibaren Türkiye'nin ithalat ve ihracat oranları ile brüt üretim ve brüt talep (Brüt Talep=Elektrik Gerekliliği=Görünen Tüketim=Brüt Üretim+İthalat-İhracat) bilgileri Şekil 6-7'de gösterilmiştir:

Şekil 6-7:2003'den İtibaren Yıllar İtibarıyla İthalat, İhracat, Brüt Üretim ve Talebin Gelişimi (GWh)



Kaynak: TEİAŞ

Yukarıdaki şekil incelendiğinde; Türkiye'nin ithalatının brüt talebine oranının 2004 yılından 2010 yılına kadar % 0,4 seviyesinde iken 2010 yılında % 0,55 seviyesine yükseldiği görülmektedir. Brüt üretime oranla ihracat miktarlarının ise, 2007 yılındaki duraklama ve 2008 yılındaki ciddi düşüş dışında, genelde yükselme eğiliminde olduğu görülmektedir.

7. İLETİM FAALİYETLERİ

Türkiye’de doğal tekel olarak düzenlemeye tabi elektrik iletim faaliyeti konusunda lisans sahibi tek kuruluş TEİAŞ’tır. TEİAŞ, bünyesindeki PMUM ve Milli Yük Tevzi Merkezi (MYTM) vasıtasıyla, Türkiye elektrik piyasası ve Türkiye elektrik sisteminin işletmecisi konumdadır. EPDK’dan lisanslı tüm üretim ve dağıtım şirketleri, 4628 sayılı Kanun ve ilgili mevzuat çerçevesinde TEİAŞ ile bağlantı anlaşması ve sistem kullanım anlaşması yapmak sureti ile eşit taraflar arasında ayırım gözetilmeksizin Türkiye elektrik iletim sistemine bağlanabilir ve iletim sistemini kullanabilirler. İletim planlaması ve buna paralel üretim ve dağıtım planlaması da TEİAŞ’ın oluşturduğu kapasite projeksiyonu üzerinden yapılmaktadır. Yeni piyasa yapısı TEİAŞ’a, iletim hatları ve trafo merkezleri işletmeciliği dışında çok farklı ve önemli görev ve sorumluluklar yüklemektedir. Türkiye elektrik iletim sistemi işletmecisi olan TEİAŞ’ın görev ve sorumlulukları;

- Türkiye iletim sistemi genişleme ve yenileme yatırımlarını yapmak,
- Türkiye iletim sisteminin işletmesini ve bakımını yapmak,
- Bağlantı ve Sistem Kullanım Anlaşmaları çerçevesinde eşit taraflar arasında ayırım gözetilmeksizin kullanıcıların iletim sistemine bağlanmalarını ve iletim sistemini kullanmalarını sağlamak,
- Üretim Kapasite Projeksiyonunu hazırlamak,
- Piyasa Mali Uzlaştırma Sistemini işletmek,
- Gerçek zamanda sistem güvenilirliğini izlemek,
- Yan hizmetleri satın almak ve izlemek,
- Uluslararası enterkonneksiyon çalışmalarını yapmak

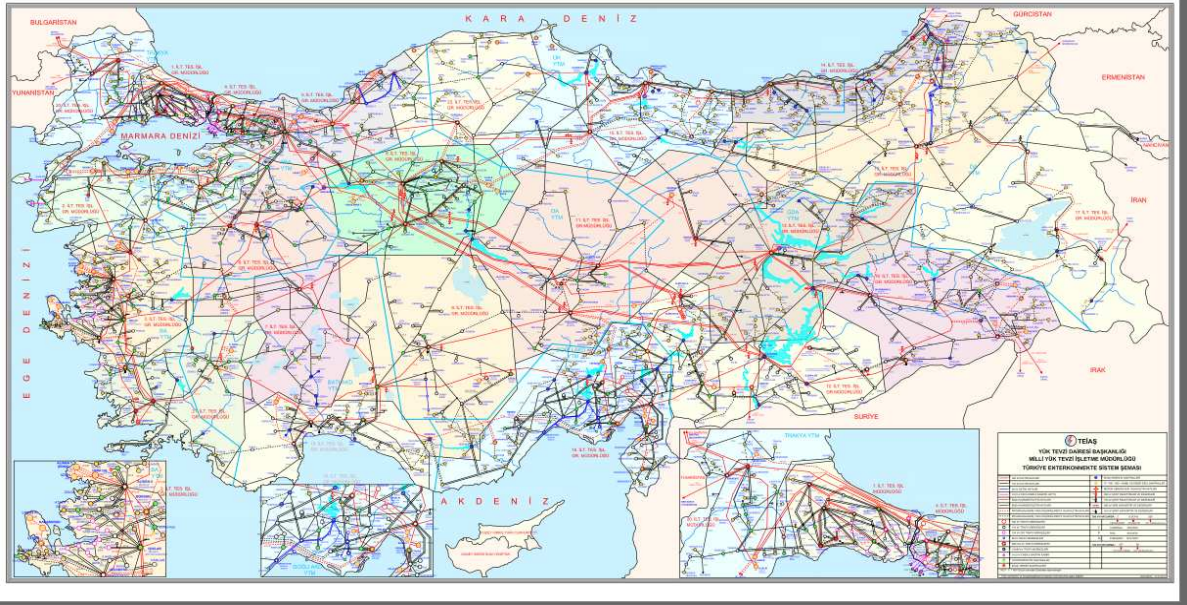
olarak özetlenebilir. Türkiye’de iletim sisteminin işletmecisi, TEİAŞ bünyesinde Ankara’nın Gölbaşı ilçesinde bulunan MYTM’dir. Bunun yanı sıra aşağıdaki Bölgesel Yük Tevzi Merkezleri (BYTM) bulunmaktadır:

- Trakya YTM- İstanbul
- Kuzey Batı Anadolu YTM - Adapazarı
- Orta Karadeniz YTM - Samsun
- Batı Anadolu YTM - İzmir
- Batı Akdeniz YTM - Antalya
- Orta Anadolu YTM - Ankara
- Doğu Anadolu YTM - Erzurum

- Güneydoğu Anadolu YTM - Elazığ
- Doğu Akdeniz YTM - Adana

Türkiye elektrik iletim sisteminin şeması Şekil 7-1'de görülmektedir.

Şekil 7-1:2010 Yılı İtibarıyla Türkiye İletim Elektrifikasyon Şeması



Kaynak: TEİAŞ

Aşağıdaki Çizelge'de 2010 yılı itibarıyla iletim hatlarının gerilim seviyeleri ve uzunlukları görülmektedir.

Çizelge 7-1: İletim Hatlarının Gerilim Seviyeleri ve Uzunlukları

	Gerilim seviyesi (kV)	Hat uzunluğu (km)
Havai hatlar	400	14.623
	220	84,5
	154	31.932
	66	508,5
Toplam		47.148
Yer altı kablosu	154	170,9
	380	22,3
Toplam		193,2

Kaynak: TEİAŞ

Aşağıdaki Çizelge’de 2010 yılı itibarıyla trafo sayısı ve kurulu gücü gösterilmektedir.

Çizelge 7-2: Trafo Sayısı ve Kurulu Gücü

Gerilim seviyesi (kV)	Trafo sayısı	Kurulu gücü (MVA)
400	184	35.020
154	1034	58.015
66	54	637

Kaynak: TEİAŞ

Elektrik Piyasası Tarifeler Yönetmeliği’nin 6 ncı ve 8 inci maddelerinde iletim bağlantı tarifesı ve iletim tarifesı düzenlenmiştir. Buna göre, TEİAŞ tarafından hazırlanan iletim tarifesı; iletim sistemi kullanım fiyatı, iletim sistemi işletim fiyatı ve piyasa işletim ücreti ile tarifenin uygulanmasına ilişkin usul ve esaslardan oluşmaktadır. İletim bağlantı tarifesı ise iletim bağlantı bedeli ile tarifenin uygulanmasına ilişkin usul ve esaslardan oluşmaktadır. Ancak, iletim bağlantı tarifesı Kurul tarafından onaylanan iletim tarifesının ekinde yer alan Bağlantı Bedelleri Metodolojisi/Hesaplama Yöntem Bildirimi kapsamında onaylanmaktadır.

TEİAŞ’ın ilk iletim tarifesı 19.03.2003 tarihli ve 103 sayılı Kurul Kararıyla, 01.04.2003 tarihinden geçerli olmak ve bu konuda yeni bir düzenleme yapılncaya kadar uygulanmak üzere onaylanmıştır. Ancak, Çukurova Elektrik A.Ş. ve Kepez Elektrik T.A.Ş. görev bölgelerine ait maliyetlerin konsolide edilmesi sonucunda meydana gelebilecek değişikliklerden dolayı TEİAŞ tarafından başka bir tarife önerisi sunulması üzerine, 24.07.2003 tarihli ve 103 sayılı Kurul Kararıyla, iletim tarifesı aynı yıl 01.08.2003 tarihinden geçerli olmak ve bu konuda yeni bir düzenleme yapılncaya kadar uygulanmak üzere değiştirilerek yeniden onaylanmıştır.

2004 ve 2005 yılındaki yeni iletim tarifeleri sırasıyla 01.04.2004 ve 01.05.2005 tarihlerinden itibaren geçerli olmak ve bu konuda yeni bir düzenleme yapılncaya kadar uygulanmak üzere Kurul tarafından onaylanmıştır. 2006 yılında, 03.11.2004 tarihli ve 25632 Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği’nin nakdi uygulamasına başlanması nedeniyle, 04.08.2006 tarihli ve 849 sayılı Kurul Kararıyla 01.08.2006 tarihi itibarıyla uygulanacak olan yeni iletim tarifesı onaylanmıştır. Buna göre; organize toptan elektrik piyasasında nakdi uygulamanın başlaması nedeniyle, piyasa işletim ücreti ilk defa ayrı bir tarife kalemi olarak belirlenmiştir. 2007 yılından itibaren onaylanan tüm iletim tarifelerinde ise üç yıllık uygulama dönemleri olarak takvim yılları esas alınmıştır. Tüm tarife

kalemleri, iletim tarifesi üzerinden Kurum adına tahsil edilebilecek ücret olan iletim ek ücreti dahil olarak belirlenmektedir⁷.

7.1 İLETİM SİSTEMİ KULLANIM FİYATI

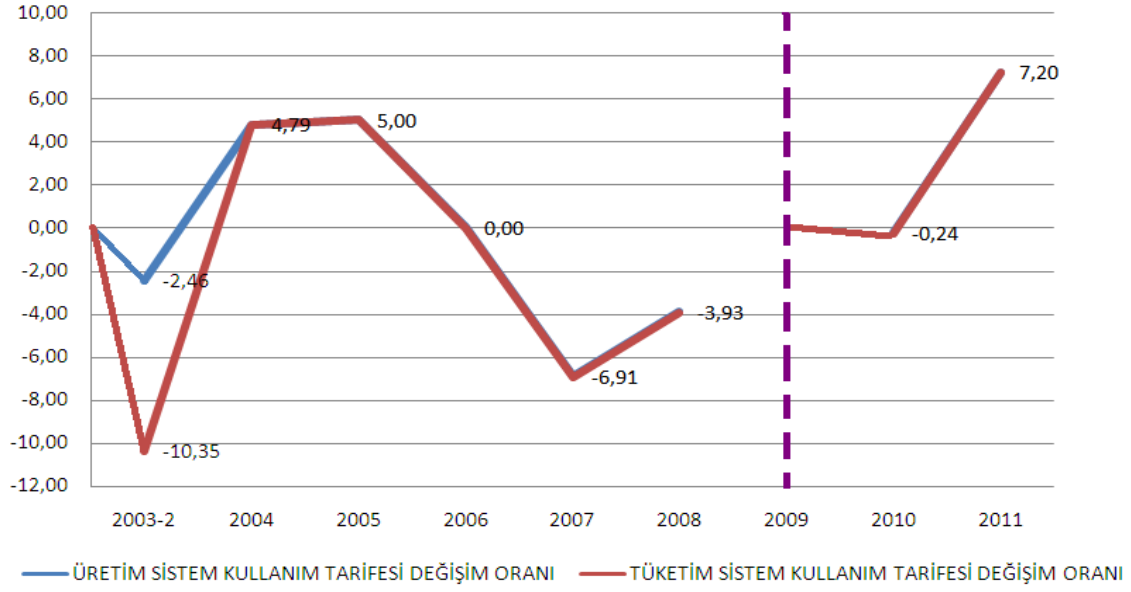
19.03.2003 tarihli ve 103 sayılı Kurul Kararı ile onaylanan ilk iletim tarifesinde iletim sistemi 22 bölgeye ayrılarak tüm trafo merkezlerinin bağlı oldukları bölgeler Karar ekinde belirtilmiş ve iletim sistemi kullanım fiyatı her bir bölge için üretim ve tüketim sistem kullanım tarifesi şeklinde ayrı ayrı belirlenmiştir. 01.04.2004 tarihinden itibaren, ithalat ve ihracat faaliyetleri için ihtiyaç duyulması üzerine, bu bölgelere 23. bölge ilave edilmiş ve bu bölgedeki sistem kullanım tarifelerinde üretim kısmındaki fiyatlar ithalata, tüketim kısmındaki fiyatlar ise, ihracata uygulanacak tarifeler olarak belirlenmiştir.

2009 yılına kadar 23 bölge uygulamasına devam edilmiş, 2009 yılından itibaren ise trafo merkezlerinin bağlı oldukları bölge sayısı 14'e düşürülerek ithalat/ihracat faaliyetleri için kullanılan bölge ile beraber 15 bölgeye yönelik tarife uygulamasına geçilmiştir.

İletim sistem kullanım tarifelerinde ilgili bölgeler için ilk fiyatlar belirlendikten sonra her yıl tüm bölgeler için aynı oranda artış veya indirimler uygulanmıştır. İlk tarife değişikliği dışındaki tüm tarife değişikliklerinde gerek üretim gerekse tüketim sistem kullanım tarifeleri tüm bölgeler için aynı oranda arttırılmış veya azaltılmıştır, buna bağlı olarak Şekil 7-2 üzerindeki eğriler 2003 yılı dışında üst üste çıkmıştır. İletim sistemi üretim ve tüketim kullanım tarifelerindeki yıllık değişim oranları Şekil 7-2'de gösterilmiştir. Bölge sayısındaki değişim nedeniyle 2009 yılından itibaren değişim oranları aynı şekil üzerinde ayrı olarak gösterilmiştir.

⁷ İletim ek ücreti Kurul tarafından 2003 yılında % 0,7 ve diğer yıllarda ise % 0,5 olarak belirlenmiştir.

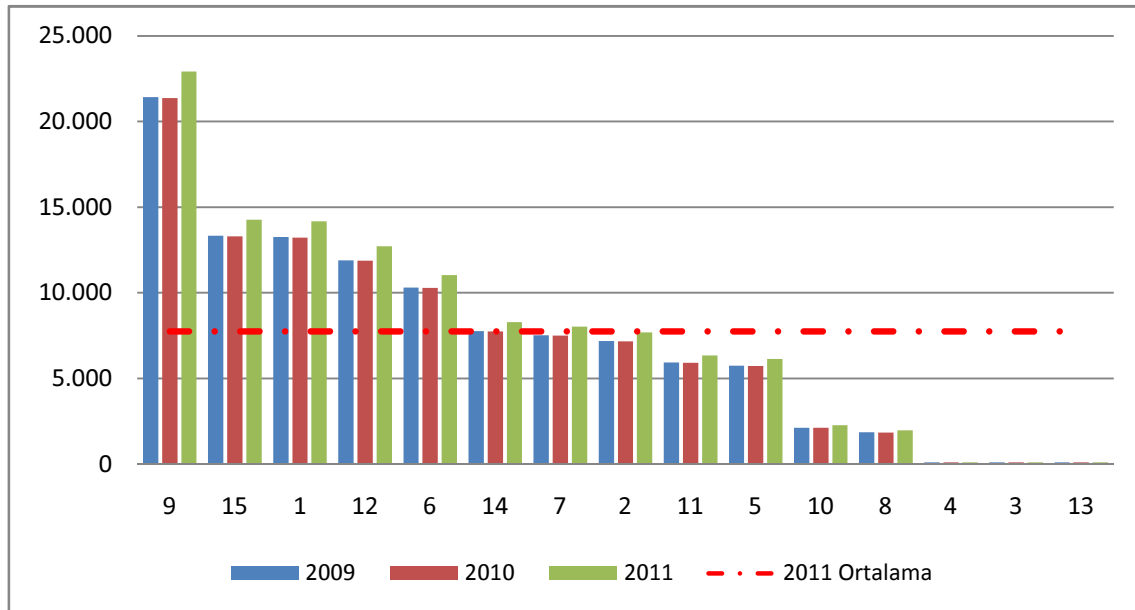
Şekil 7-2: İletim Sistemi Üretim ve Tüketim Kullanım Tarifeleri Yıllara Göre Değişimi (%)



Kaynak: EPDK

Özellikle son yıllardaki iletim tarife bölgelerinin tarifelerini daha iyi inceleyebilmek amacıyla 2009, 2010 ve 2011 yılı İletim Sistemi Üretim ve Tüketim Kullanım Tarifeleri Şekil 7-3 ve Şekil 7-4'te gösterilmiştir:

Şekil 7-3: Yıllar İtibarıyla Bölgelere Göre İletim Sistem Kullanım Tarifesi - Üretim (TL/MW-Yıl)

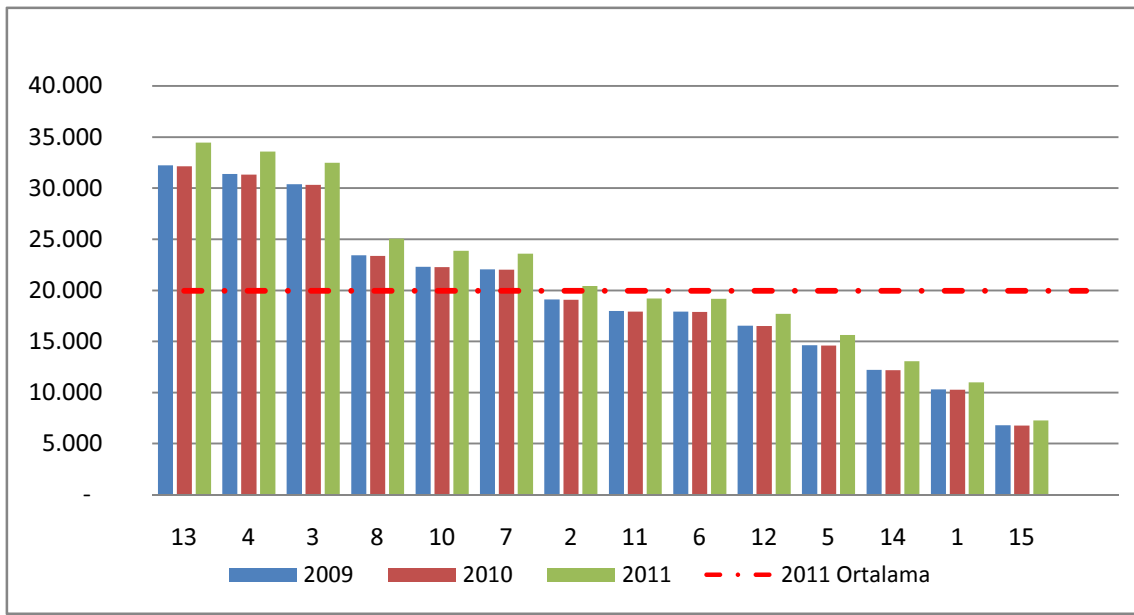


Kaynak: EPDK

Üretim için İletim Sistem Kullanım Tarifelerine bakıldığında; 1, 9 ve 15 numaralı bölgelerde tarifenin yüksek olduğu, 13, 3 ve 4 numaralı bölgelerde ise düşük olduğu görülmektedir. Tüketim için İletim Sistem Kullanım Tarifelerine bakıldığında da tam aksine 1, 9 ve 15 numaralı bölgelerde tarifenin düşük olduğu; 13, 3 ve 4 numaralı bölgelerde ise yüksek olduğu görülmektedir.

15 numaralı bölgenin ithalat/ihracat bölgesi olduğu, 1 ve 9 numaralı bölgelerdeki trafo merkezlerinin ise genelde üretim faaliyetlerin yoğunlaştığı Ege ve Güney Marmara bölgelerinde bulundukları görülmektedir.

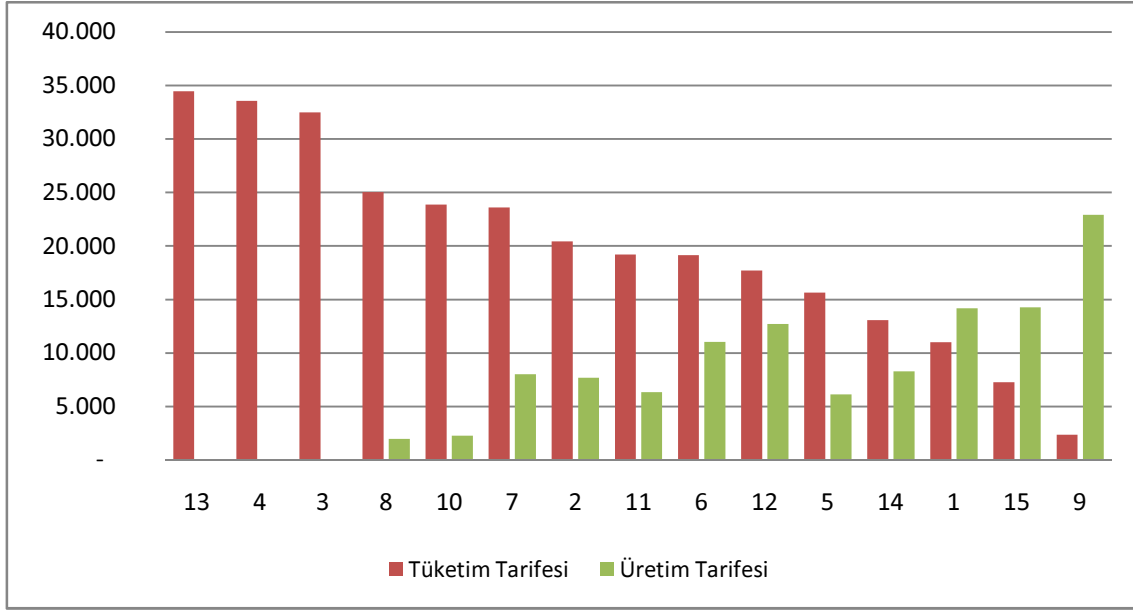
Şekil 7-4: Yıllar İtibarıyla Bölgelere Göre İletim Sistem Kullanım Tarifeleri – Tüketim (TL/MW-Yıl)



Kaynak: EPDK

3, 4 ve 13 numaralı bölgeler ise, üretime nazaran tüketimin yoğun olduğu Türkiye'nin Kuzey Doğu, Doğu ve Güney bölgelerini içermektedir.

Şekil 7-5: 2011 Yılı Bölgelere Göre İletim Sistemi Üretim ve Tüketim Kullanım Tarifeleri (TL/MW-Yıl)

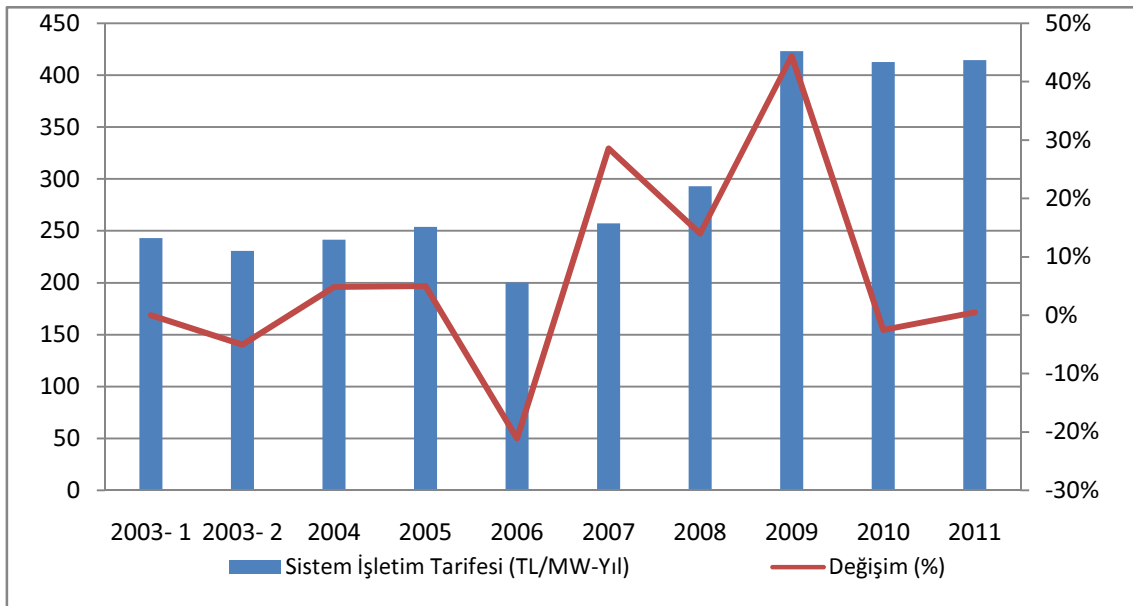


Kaynak: EPDK

7.2 İLETİM SİSTEMİ İŞLETİM FİYATI

Tüm tarife bölgelerinde üretim ve tüketimde aynı olarak belirlenmiştir. Her yıl sistem işletimindeki ihtiyaca göre tarife belirli bir oranda değiştirilmiştir.

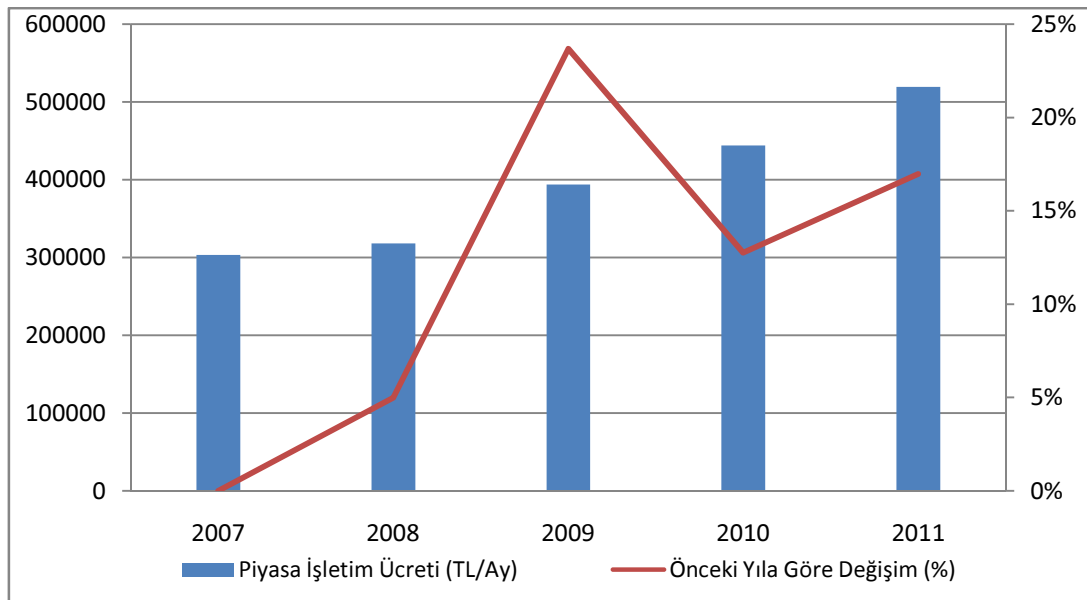
Şekil 7-6: İletim Sistemi İşletim Tarifesi (TL/MW-Yıl)



7.3 PİYASA İŞLETİM ÜCRETİ

Piyasa işletim ücreti aylık toplam tutar olarak belirlenmekte ve faturanın düzenlendiği ay içinde faaliyet gösteren piyasa katılımcılarının işlem hacmi dikkate alınarak katılımcılara yansıtılmaktadır. Organize toptan elektrik piyasalarındaki gelişmeye paralel olarak piyasa işletim ücreti de devamlı olarak güncellenmektedir.

Şekil 7-7: Piyasa İşletim Ücreti (TL/Ay)



7.4 İLETİM SİSTEMİ YATIRIMLARI

Elektrik Piyasası Tarifeler Yönetmeliği ile Elektrik Piyasasında Gelir ve Tarife Düzenlemesi Kapsamında Düzenlemeye Tabi Unsurlar ve Raporlamaya İlişkin Esaslar Hakkında Tebliğ'e göre, tarifeleri düzenlemeye tâbi tüzel kişilerin gelir düzenlemelerinin ve tarifelerinin oluşturulabilmesi için, bu tüzel kişilerin düzenlemeye esas net yatırım harcamalarını Kuruma sunmaları gerekmektedir.

Tarifesi düzenlemeye tâbi bir kuruluş olan TEİAŞ'ın da bu kapsamda yatırım harcamalarını Kuruma sunması ve bu harcamaların Kurul tarafından onaylanması gerekmektedir.

TEİAŞ'ın yıllar itibarıyla sunduğu yatırım harcamalarından Kurul tarafından uygun görülerek onaylanan yatırım harcamalarına ilişkin bilgiler aşağıda gösterilmiştir:

Çizelge 7-3: Onaylanan Ve Gerçekleşen İletim Yatırım Tutarları

Yıl	Onaylanan Tutar (Bin TL)	Onaylanan Tutara Esas Proje Adedi	Gerçekleşen Tutar (Bin TL)
2006	235.820	92	446.415
2007	516.726	156	249.670
2008	644.615	137	451.490
2009	1.403.544	340	-
2010	741.915	154	-
2011	698.340	137	-

Kaynak: EPDK

Gerçekleşen yatırımlar ile onaylanan yatırımlar arasında geç ve erken gerçekleşen yatırımlardan dolayı çok büyük farklılıklar olabilmektedir. Örneğin 2007 yılında gerçekleşmesi planlanan yatırımların 2006 yılında gerçekleşmesi ve aynı şekilde önceki yıllarda gerçekleşmesi gereken yatırımların da 2006 yılında ancak tamamlanabilmesi gibi nedenlerle, aynı yılda onaylanan yatırımın çok üzerinde yatırım gerçekleşmesi meydana gelmiştir.

Ayrıca; Elektrik Piyasasında Gelir ve Tarife Düzenlemesi Kapsamında Düzenlemeye Tabi Unsurlar ve Raporlamaya İlişkin Esaslar Hakkında Tebliğ'in (Tebliğ);

- Düzenlemeye esas yatırım harcamaları başlıklı 9 uncu maddesinin ikinci fıkrasında yer alan *"...Yatırım harcamaları, harcamaya ilişkin varlıkların kullanıma hazır hale geldiği veya kullanılmaya başlandığı tarife yılı itibarıyla, kur farkı, vade farkı, faiz ve benzeri finansman gideri unsurları dikkate alınmaksızın, söz konusu tarife yılına ait hesaplamalarda düzenlemeye esas yatırım harcaması olarak dikkate alınır."* ve

-Onaylanmış net yatırım harcamasına temel teşkil eden yatırımların eksik veya fazla gerçekleşmesi başlıklı 15 inci maddesinin ikinci fıkrasında yer alan *"Bir uygulama dönemi içerisinde gerçekleşen yatırımların gelir düzenlemesinde esas alınan birim fiyatlar kullanılarak belirlenen değerinin, söz konusu uygulama dönemine ilişkin onaylanmış net yatırım harcamasının üzerinde olması durumunda, yatırım harcamalarına ilişkin olarak Kurulun önceden onayının alınması koşulu ile, uygulama dönemi*

içerisinde fazladan gerçekleşen yatırımlar ve bu yatırımlara ilişkin alternatif maliyet, söz konusu uygulama dönemine ait net yatırım harcamalarına ilişkin itfa edilmemiş tutarın uygulama dönemi gerçekleşen kapanış değerine ilişkin hesaplamalarda dikkate alınır.”

hükümleri çerçevesinde TEİAŞ'a yatırımların kullanıma girdiği yıl itibarıyla itfa ve getiri verilmekte ve gerçekleşen ile onaylanan yatırımlar arasındaki farka ait “Yatırım Farkı Düzeltme Bileşeni” hesaplamasında gelir düzenlemesinde dikkate alınan birim fiyatlar kullanılmaktadır. Bu nedenle; yatırımların eksik gerçekleşmesi TEİAŞ'ın tarifesini ciddi miktarlarda etkilemektedir.

Diğer taraftan TEİAŞ, 233 Sayılı Kanun Hükmünde Kararname (KHK) kapsamında Kamu İktisadi Teşebbüsü konumunda olup, her yıl Devlet Planlama Teşkilatı Müsteşarlığı'na (DPT) ödenek tahsis için yatırım ile ilgili bilgilerini sunmakta ve DPT tarafından kabul edilen yatırımlara ödenek tahsisi yapılmaktadır. TEİAŞ Kamu İhale Kanununun (KİK) 62 nci maddesi gereğince; ödeneği bulunmayan herhangi bir projenin ihalesini yapamamakta, ayrıca öngörülen yıllık ödeneğin proje maliyetinin % 10'undan az olmaması gerekmektedir.

Bununla beraber, 2009 Yılı Programının Uygulanması, Koordinasyonu ve İzlenmesine Dair 18.10.2008 tarihli ve 27028 sayılı Resmi Gazetede yayımlanan 2008/14200 sayılı kararın 5 inci maddesinde;

“2009 Yılı Yatırım Programında yer alan toplu ve toplulaştırılmış projelerde detay programların tespitinde kuruluşun bağlı veya ilgili olduğu bakanın, üniversitelerde rektörün ve diğer kurumlarda kurum üst yöneticisinin onayıyla tespit edilir. Detay programlara ait bilgiler Yatırım Programının Resmî Gazete’de yayımlanmasını müteakip 30 gün içinde Devlet Planlama Teşkilatı Müsteşarlığına bildirilir”

hükmü yer almaktadır.

Bu çerçevede; TEİAŞ Kurumumuz tarafından onaylanan birinci ve ikinci uygulama dönemi yatırım tutarlarını DPT için hazırlamış olduğu bir önceki yıl yatırım projeleri ile henüz DPT tarafından kabul edilip ödenek tahsis edilip edilmeyeceği belli olmayan proje önerilerini onaylanmak üzere EPDK'ya sunmaktadır.

EPDK tarafından, Tebliğ hükümlerine göre *“harcamaya ilişkin varlıkların kullanıma hazır hale geldiği veya kullanılmaya başlandığı tarife yılı itibarıyla, kur farkı, vade farkı, faiz ve benzeri finansman gideri unsurları dikkate alınmaksızın”* bulunan değeri düzenlemeye esas yatırım harcamalar olarak kabul edilirken, genellikle TEİAŞ yatırım harcaması olarak DPT tarafından onaylanan ödeneklerden yapılan harcamaları algılamakta, varlıkların kullanıma hazır hale gelmesi

ilkesi göz ardı edilebilmektedir. Bu durum çoğu zaman, devam etmekte olan yatırımların eksik yapılmış yatırımlar olarak kabul edilmesine ve yatırım farkı düzeltme bileşeninin yüksek seviyede oluşmasına neden olmaktadır.

8. DAĞITIM VE PERAKENDE SATIŞ FAALİYETLERİ

Türkiye’de elektrik dağıtım sektörü zaman içinde çeşitli yapısal aşamalardan geçmiştir. 4628 Sayılı Kanun’un yürürlüğe girmesinden 2004 yılına kadar devam eden süreçte TEDAŞ, yedi bağlı ortaklık ve bu bağlı ortaklıkların dışında kalan illerde müesseseler şeklinde yapılanmıştır.

Çizelge 8-1: TEDAŞ’a Bağlı Ortaklıklar

Bağlı Ortaklıklar	Bölge İlleri
Başkent EDAŞ	Ankara ve Kırıkkale
Boğaziçi EDAŞ	İstanbul Avrupa yakası
Karaelmas EDAŞ	Zonguldak, Karabük, Bartın ve Çankırı
Körfez EDAŞ	Kocaeli ve Gebze
Meram EDAŞ	Konya ve Karaman
Sakarya EDAŞ	Sakarya, Bolu ve Düzce
Trakya EDAŞ	Edirne, Kırklareli ve Tekirdağ

Bu dönemden sonraki süreçte elektrik dağıtım sektöründe serbest piyasa koşullarını ve rekabete dayalı bir piyasa ortamını tesis etmek amacıyla kamu mülkiyetindeki elektrik dağıtım şirketlerinin özelleştirilmesine karar verilmiş, bu çerçevede 17 Mart 2004 tarihli ve 2004/3 sayılı Yüksek Planlama Kurulu kararı ile Elektrik Enerjisi Sektörü Reformu ve Özelleştirme Strateji Belgesi yayımlanmış ve aşağıda yer alan haritada belirtildiği üzere Türkiye yirmi bir elektrik dağıtım bölgesine ayrılmıştır.

Şekil 8-1: Elektrik Dağıtım Bölgeleri



Özelleştirme yöntemi olarak 4046 sayılı Kanun çerçevesinde yer alan işletme Hakkı Devri yöntemi tercih edilmiştir. Bu yöntemde, dağıtım varlıklarının mülkiyeti TEDAŞ bünyesinde kalmakla beraber, dağıtım şirketlerinin işletme hakkına dayalı olarak hisselerinin tamamının blok satışı yapılmaktadır. Dağıtım şirketleri, EPDK tarafından belirlenen kayıp-kaçak oranı, işletme ve yatırım maliyetleri ile tüketim hedefleri gibi unsurları içeren bir tarife metodolojisine tabidir. Yatırımcılar, onaylı şebeke yatırımlarını tarifeler aracılığıyla geri almaktadır. Özelleştirme işlemleri Özelleştirme İdaresi Başkanlığı tarafından yürütülmekte olup özelleştirme sürecinde gelinen durum aşağıdaki şekilde görülmektedir.

Şekil 8-2: Elektrik Dağıtım Bölgelerinin Özelleştirme Devirleri



Bununla beraber, 2011 yılı başı itibarıyla Aras Elektrik Dağıtım A.Ş., Akdeniz Elektrik Dağıtım A.Ş., Dicle Elektrik Dağıtım A.Ş., Gediz Elektrik Dağıtım A.Ş., Toroslar Elektrik Dağıtım A.Ş., Vangölü Elektrik Dağıtım A.Ş., Boğaziçi Elektrik Dağıtım A.Ş., İstanbul Anadolu Yakası Elektrik Dağıtım A.Ş. ve Trakya Elektrik Dağıtım A.Ş.'nin işletme hakkı hala TEDAŞ bünyesindedir. 3096 sayılı Kanun çerçevesinde

Menderes Elektrik Dağıtım A.Ş., AYDEM Elektrik Dağıtım A.Ş.'ye devredilirken, yine aynı sayılı Kanun hükümleri uyarınca alınan 27.12.2010 tarih ve 2958-2 ve 2958-3 sayılı Kurul Kararlarıyla Göksu Elektrik Dağıtım A.Ş.'nin AKEDAŞ Elektrik Dağıtım A.Ş.'ye devri tamamlanmıştır.

İmtiyaz süresi 1982 yılında dolan Kayseri ve Civarı Elektrik T.A.Ş.'ye (KCETAŞ) görevli şirket olarak, 01.03.1990 tarihinden itibaren 70 yıl süreyle Kayseri İlinin tamamı ile Sivas İline bağlı bazı ilçe ve köylerdeki elektrik üretim, iletim ve dağıtım hizmetlerini gerçekleştirme görevi verilmiştir. KCETAŞ ile yapılan Görev Verme Sözleşmesi ise 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ile mevcut sözleşme olarak kabul edilerek, söz konusu şirkete mevcut sözleşmelerini tadil ederek lisanslı bir şekilde faaliyet gösterme hakkı verilmiştir. Bu kapsamda, şirket sözleşmesini tadil ederek 15.07.2009 tarihinden itibaren lisanslı olarak dağıtım faaliyetini sürdürmeye devam etmektedir.

Dağıtım özelleştirme sürecinde, sektör yapısını iyileştirmek amacıyla Kanun'da ve ikincil mevzuatta çok sayıda değişiklik yapılmıştır. Kronikleşen bazı sistem problemleriyle ilgili olarak, özelleştirmeler sonrası ilk kez otomatik tarife mekanizmasının uygulanması yönünde kararlılık gösterilmiştir. Perakende satış lisansı sahibi dağıtım şirketleri tarafından serbest piyasadan alınan elektriğin maliyetinin tüketiciye yansıtılabilmesi sağlanmıştır.

Çizelge 8-2: Dağıtım Şirketlerinin Özelleştirme Süreci

Elektrik Dağıtım Şirketi	İhale Tarihi	İhalede En Yüksek Teklif Sahibi	Teklif (Milyon\$)
Akdeniz Elektrik Dağıtım A.Ş.	07.12.2010	Park Holding A.Ş.	1165
Aras Elektrik Dağıtım A.Ş.	25.09.2008	Kiler Holding A.Ş.	128,5
Başkent Elektrik Dağıtım A.Ş.	28.01.2009	Sabancı Holding A.Ş.	1225
Boğaziçi Elektrik Dağıtım A.Ş.	09.08.2010	MMEKA Makine İthalat Pazarlama ve Ticaret A.Ş.	2990
Çamlıbel Elektrik Dağıtım A.Ş.	12.02.2010	Kolin İnşaat Turizm Sanayi ve Ticaret A.Ş.	258,5
Çoruh Elektrik Dağıtım A.Ş.	06.11.2008	Aksa Elektrik A.Ş.	227
Dicle Elektrik Dağıtım A.Ş.	09.08.2010	Karavil Day. Tük. Mal., İnş. Oto. Pet. Ür. Paz. San. ve Tic. Ltd. Şti. ve Ceylan İnş. Ve Tic. A.Ş. O.G.G.	228
Fırat Elektrik Dağıtım A.Ş.	12.02.2010	Aksa Elektrik A.Ş.	230,25
Gediz Elektrik Dağıtım A.Ş.	09.08.2010	MMEKA Makine İthalat Pazarlama ve Ticaret A.Ş.	1920
İstanbul Anadolu Yakası EDAŞ.	07.12.2010	MMEKA Makine İthalat Pazarlama ve Ticaret A.Ş.	1813
Meram Elektrik Dağıtım A.Ş.	30.04.2009	Alarko Holding A.Ş.	440
Osmangazi Elektrik Dağıtım A.Ş.	06.11.2008	Yıldızlar SSS Holding A.Ş.	485
Sakarya Elektrik Dağıtım A.Ş.	11.02.2009	Ak Enerji A.Ş.	600
Toroslar Elektrik Dağıtım A.Ş.	07.12.2010	Yıldızlar SSS Holding A.Ş.	2075
Trakya Elektrik Dağıtım A.Ş.	09.08.2010	Aksa Elektrik Perakende Satış A.Ş.	622
Uludağ Elektrik Dağıtım A.Ş.	12.02.2010	Limak A.Ş.	940
Vangölü Elektrik Dağıtım A.Ş.	12.02.2010	Aksa Elektrik A.Ş.	100,1
Yeşilirmak Elektrik Dağıtım A.Ş.	06.11.2008	Çalık Holding A.Ş.	441,5

Kaynak: ÖİB

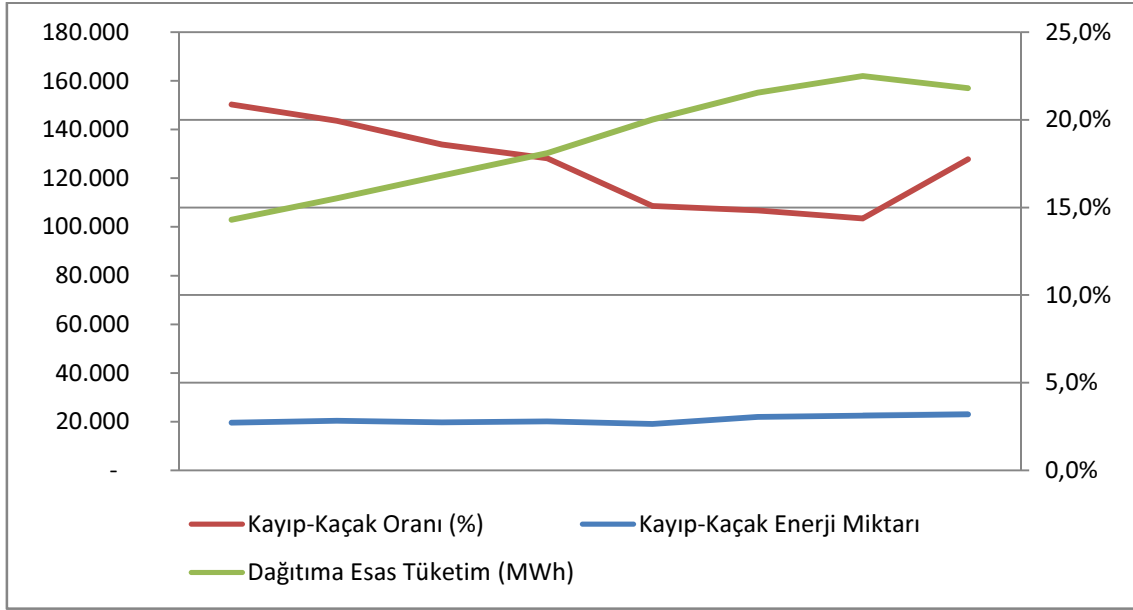
Özelleştirme ile kayıp-kaçak oranlarında düşme, verimlilik artışı ve piyasa yapısının serbestleştirilmesi beklenmektedir. Kayıp-kaçığın EPDK tarafından onaylanmış olan hedeflerin altına indirilmesiyle elde edilen ek gelir dağıtım şirketine bırakılmaktadır. Yine yatırımcı, işletme verimliliğinin EPDK tarafından onaylanmış hedeflerin üzerine çıkarılmasıyla ortaya çıkan ek geliri de kullanma hakkına sahiptir.

4628 sayılı Kanun'un 14 üncü maddesinin üçüncü fıkrasına göre özelleştirme uygulamaları çerçevesinde, anılan Kanun'da belirtilen piyasa faaliyetlerinde yer alan gerçek ve tüzel kişilerden, yabancı gerçek ve tüzel kişiler elektrik üretim, iletim ve dağıtım sektörlerinde, sektörel bazda kontrol oluşturacak şekilde pay sahibi olamazlar. EPDK bu konuda gerekli kontrol ve takibi yürütmekte yükümlüdür.

8.1 KAYIP-KAÇAK

4628 sayılı Kanun ile başlayan reform süreci boyunca kayıp-kaçak oranında önemli düşüş sağlanmıştır. 2002 yılı itibarıyla % 20,9 olan Türkiye geneli dağıtım esas kayıp-kaçak oranı 2008 yılında % 14,8'e kadar düşmüştür. Ancak 2009 yılına gelindiğinde aynı oranın % 17,7'ye yükseldiği görülmektedir.

Şekil 8-3: Türkiye Geneli Dağıtım Seviyesi Kayıp-Kaçak Miktarı (MWh) ve Oranı

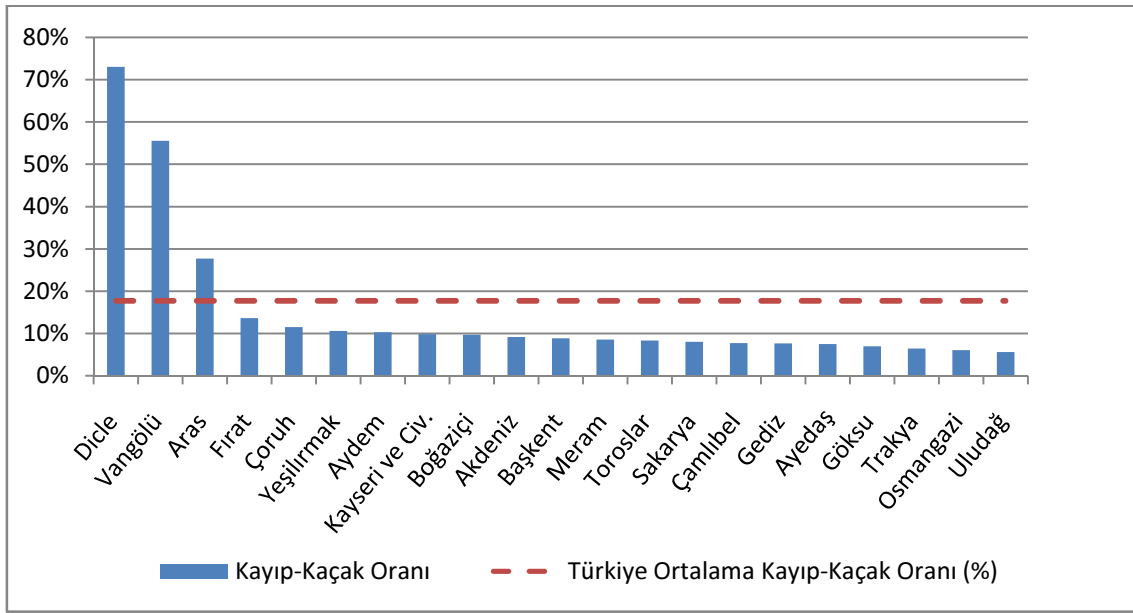


Kaynak: TEDAŞ

Kayıp-kaçak parametresi, oran olarak incelemenin yanı sıra miktar olarak incelendiğinde, 2002 yılında 19.630 MWh olan toplam kayıp enerji miktarının, 2009 yılına gelindiğinde artan enerji tüketimi ile doğru orantılı olarak 23.033 MWh'e yükseldiği görülmektedir. Yukarıdaki şekilde görüldüğü üzere geçen süreçte kayıp-kaçak oranı azalırken, artan tüketim nedeniyle dağıtım şebekesinde kaybolan enerji miktarında az da olsa bir artış görülmektedir. 2010 yılı ortalama SGÖF fiyatı olan 12,16 Kr/kWh üzerinden hesaplandığında, 2009 yılı kayıp-kaçak enerji miktarının ülkemiz ekonomisine maliyeti yaklaşık olarak 3 milyar TL'dir.

Şekil 8-4'te 2009 yılı kayıp-kaçak oranları dağıtım bölgesi bazında gösterilmiştir. Söz konusu şekilde görüldüğü üzere en yüksek kayıp-kaçak oranı % 73 ile Dicle Elektrik Dağıtım A.Ş.'de, en düşük ise % 5,6 ile Uludağ Elektrik Dağıtım A.Ş.'de gerçekleşmiştir.

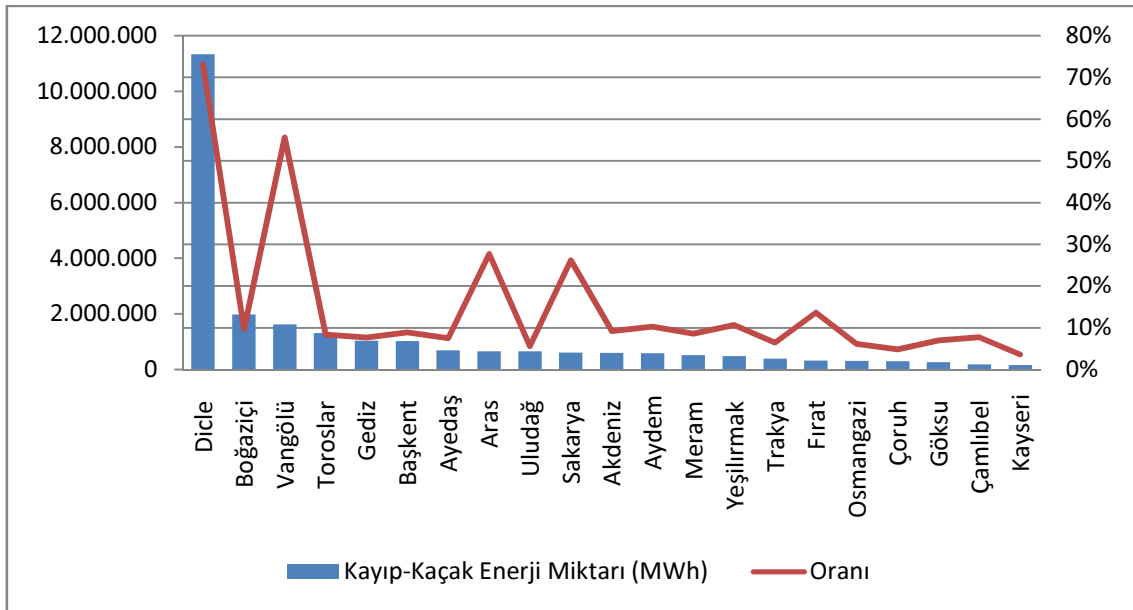
Şekil 8-4: 2009 yılı Dağıtım Bölgeleri Kayıp-Kaçak Oranları



Kaynak: TEDAŞ

Kayıp-kaçak enerji miktarı ise Şekil 8-5'te gösterilmiştir. Şekilde görüldüğü üzere en yüksek kayıp-kaçak enerji miktarının Dicle Elektrik Dağıtım A.Ş.'de olduğu, öte yandan, düşük kayıp-kaçak oranına rağmen yüksek tüketimi nedeniyle Boğaziçi Elektrik Dağıtım A.Ş.'de ikinci en yüksek kayıp-kaçak enerji miktarının gerçekleştiği görülmektedir.

Şekil 8-5: 2009 Yılı Dağıtım Bölgeleri Kayıp-Kaçak Enerji Miktarları (MWh)



Kaynak: TEDAŞ

8.2 ELEKTRİK TARİFELERİ

Strateji Belgesi’nde yer alan esaslar çerçevesinde, Türkiye elektrik piyasası, üretim ve dağıtımı içeren, kapsamlı bir düzenleme ve yeniden yapılandırma sürecine girmiştir. Bu süreç çerçevesinde, planlanan yapısal gereksinimlere cevap vermesi amacıyla yeni bir tarife metodolojisi geliştirilmiştir. Elektrik piyasasında hedeflenen liberal yapının temel amacı, sistemin verimliliğini artırarak ve kaliteden ödün vermeksizin tarifelerin düşürülmesini sağlamaktır. Bu bağlamda, tarifeler, maliyet tabanlı olarak, kayıp-kaçağa ve işletme verimliliğine ilişkin önceden tespit edilmiş ve iyileştirme öngören hedefler çerçevesinde belirlenmiştir. 2006-2010 yılları arasındaki beş yıllık ilk uygulama dönemi (veya geçiş dönemi), maliyete dayalı tarife yapısına geçiş süreci olarak belirlenmiştir.

Geçiş dönemi 09.07.2008 tarihli 5784 sayılı Kanun ile 2012 yılına kadar uzatılmıştır. Dolayısıyla, fiyat eşitleme mekanizmasının ve geçiş dönemi enerji satış anlaşmalarının süresi 2012’ye kadar uzatılmıştır. Dağıtım bölgeleri için 2006-2010 döneminde uygulanacak olan son kullanıcı tarifeleri ve bu tarifelerin hesaplanmasına esas oluşturan gelir gereksinimleri, özelleştirme öncesinde EPDK tarafından onaylanmıştır. Söz konusu gelir gereksinimleri dağıtım ve perakende hizmetleri için öngörülen giderleri karşılamakta ve hedef kayıp-kaçak miktarı için bir karşılık içermektedir. Dağıtım şirketleri, EPDK onaylı tarifelerin süreleri sona erdikten sonra Elektrik Piyasası Tarifeler Yönetmeliği’ne ve ilgili yönetmeliklere uygun olarak tarifeleri kendileri metodoloji çerçevesinde hazırlayarak Kurul onayına sunacaklardır.

Geçiş dönemi, maliyet tabanlı olmayan mevcut tarife sisteminden, hedeflenen maliyet tabanlı yapıya sorunsuz ve aşamalı bir geçiş sağlayacak şekilde tasarlanmıştır. 2012 yılına gelindiğinde, abone gruplarının büyük çoğunluğunda maliyet tabanlı tarifelere geçilmiş olması hedeflenmektedir.

Tarifeyi meydana getiren dört bileşen (vergi ve diğer kesintiler bileşeni hariç) olmak üzere perakende satış, perakende satış hizmeti, dağıtım ve iletim tarifeleri; Elektrik Piyasası Kanunu, Elektrik Piyasası Tarifeler Yönetmeliği ve ilgili düzenlemeler uyarınca birbirinden ayrıştırılmıştır. Buna göre, perakende satış tarifi, perakende satış lisansı sahibi dağıtım şirketi tarafından satın alınan enerjinin ortalama fiyatını yansıtan bir “fiyat tavanı”na sahiptir. Dağıtım ve perakende hizmet tarifeleri ise dağıtım ve perakende hizmetlerine ilişkin işletme giderlerini ve yatırım harcamalarını karşılamaya yönelik “gelir tavanı”nı ihtiva eder. İletim tarifi kamuya ait iletim şirketi tarafından fatura edilen ve tüketiciye tamamen yansıtılan iletim maliyetlerinden oluşur.

Strateji Belgesi'nde belirtildiği üzere, "bölgesel tarife" uygulaması söz konusu olduğunda ortaya çıkacak olan fiyat eşitsizliği nedeniyle ilk uygulama döneminde "ulusal tarife" sisteminin devam etmesi öngörülmüştür. Mevcut durumda ise, elektrik kayıp-kaçak parametresinin bölgeler arasında yüksek değişkenlik göstermesi nedeniyle, maliyet tabanlı tarifelerin uygulanması durumunda tarifeler arasındaki fark yüksek olmaktadır.

Sonuç olarak geçiş dönemi süresince ulusal tarifenin uygulanması sonucu bazı bölgeler, belirlenmiş olan gelir tavanlarının üzerinde gelir elde ederken, diğerleri gelir tavanının altında gelir elde edeceklerdir. EPDK, uygulamaya koyduğu fiyat eşitleme mekanizması sayesinde bölgeler arası gelir transferi yaparak elde edilen gelir ile hedeflenen gelir tavanı arasındaki farkı ortadan kaldırmaktadır.

Çizelge 8-3: Uyum Bileşeni Uygulamalarından Sonra Elde Edilen Türkiye Geneli Ortalama Tarifeleri

Geçiş Dönemi Ulusal Tarifeleri (Kr/kWh)					
Abone grubu/yıl	2006	2007	2008	2009	2010
Sanayi OG	11,63	11,52	11,4	11,3	11,19
Sanayi AG	11,63	11,63	11,63	11,63	11,63
Ticarethane	14,75	14,5	14,15	13,87	13,62
Mesken	12,4	12,4	12,64	12,89	13,14
Tarımsal Sulama	11,19	11,19	11,19	11,19	11,19
Aydınlatma	11,97	12	12,04	12,07	12,1

Kaynak: EPDK

2011-2015 yıllarını kapsayan ikinci uygulama dönemine ilişkin tarife usul ve esasları Kurul kararı ile belirlenmiştir. İkinci uygulama dönemine hazırlık çerçevesinde alınan Kurul kararıyla Elektrik Piyasası Serbest Tüketici Yönetmeliği'nin 10 uncu maddesi hükümleri uyarınca serbest tüketici limiti 2011 yılı itibarıyla 30.000 kWh/yıl olarak uygulanmaya başlamıştır. 28.01.2010 tarihinde alınan Kurul kararı ile bir önceki yıla ait 100.000 kWh/yıl olan serbest tüketici limitinin 30.000 kWh/yıl'a düşürülmesi ile beraber serbest tüketici sayısında ve piyasa açıklık oranında artış sağlaması beklenmektedir.

Tüketiciyi doğrudan etkileyen bir başka kurul kararı da TRT payı ile ilgilidir. 01.02.2011 tarihli ve 3065 sayılı Kurul kararıyla 09.07.2008 tarihli ve 5784 sayılı Kanun ile 04.12.1984 tarihli ve 3093 sayılı Türkiye Radyo-Televizyon Gelirleri Kanunu'nun 4 üncü maddesinin (c) bendinde yapılan düzenleme ve 28.12.2010 tarihli ve 2999 sayılı Kurul kararı uyarınca, nihai tüketiciye elektrik enerjisi satışı yapan lisans sahibi tüzel kişiler tarafından; iletim, dağıtım ve sayaç okumaya ilişkin perakende satış hizmeti

ile kayıp enerjiye ilişkin bedeller hariç olmak üzere, net enerji ve sayaç okuma dışındaki perakende satış hizmet bedelleri toplamının TRT Payının hesaplanmasında dikkate alınmasına karar verilmiştir.

Dolayısıyla kayıp bedeli TRT payı matrahından çıkarılmıştır. 09.07.2008 tarihli ve 5784 sayılı Kanun ile, 04.12.1984 tarihli ve 3093 sayılı Türkiye Radyo-Televizyon Gelirleri Kanunu'nun 4 üncü maddesinin (c) bendi *"Nihai tüketiciye elektrik enerjisi satışı yapan lisans sahibi tüzel kişiler, iletim, dağıtım ve perakende satış hizmetlerine ilişkin bedeller hariç olmak üzere, elektrik enerjisi satış bedelinin yüzde ikisi tutarındaki payı (Katma Değer Vergisi, diğer vergiler, fon ve paylar ile benzeri kesintiler hariç) faturalarında ayrıca gösterir ve bu kapsamdaki bedelleri Türkiye Radyo-Televizyon Kurumuna intikal ettirirler. Organize sanayi bölgeleri tüzel kişilikleri, serbest tüketici olarak tedarikçilerden katılımcıları için temin ettikleri enerjiye ilişkin olarak Türkiye Radyo-Televizyon Kurumuna ayrıca pay yatırmaz."* şeklinde değiştirilmiştir.

28.12.2010 tarihli ve 2999 sayılı Kurul kararı ile 01.01.2011 tarihinden itibaren uygulanmasına karar verilen elektrik dağıtım şirketi tarifelerine göre perakende satış lisansı sahibi dağıtım şirketlerinden enerji temin eden kullanıcılar ile bunlar dışındaki kaynaklardan enerji temin eden tüketicilerin tarifeleri aşağıdaki bileşenleri içermektedir;

Çizelge 8-4: Elektrik Tarife bileşenleri

Tarife bileşenleri	Perakende satış lisansı sahibi dağıtım şirketleri	Perakende satış lisansı sahibi dağıtım şirketleri dışındakiler
1) Net enerji bedeli	✓	
2) Kayıp enerji bedeli	✓	✓
3) Dağıtım bedeli	✓	✓
4) Sayaç okumaya ilişkin perakende satış hizmet bedeli	✓	✓
5) Sayaç okuma dışındaki perakende satış hizmet bedeli	✓	
6) İletim bedeli	✓	✓

Güvence bedellerine ilişkin usul ve esaslarda değişikliğe gidilerek 01.01.2011 tarihinden itibaren geçerli olacak ve yapılacak yeni abonelikler için uygulanacak kW başına güvence birim bedelleri aşağıdaki gibi belirlenmiştir:

Çizelge 8-5: Güvence Birim Bedeli

Abone Grupları	Güvence birim bedeli TL/kW
Sanayi ve Ticarethane	38,3
Mesken, Şehit Aileleri ve Muharip Gaziler	13,6
Tarımsal Sulama, Aydınlatma ve Diğer	18,1

Kaynak: EPDK

Ayrıca en düşük bağlantı gücü, 5 kW olarak yeniden belirlenmiştir. İkinci uygulama dönemi içinde geçerli olmak üzere tarifeler yoluyla elektrik dağıtım ve perakende satış sektörlerini etkileyen başlıca Kurul Kararları:

- 1) 16.12.2010 tarihli ve 2930 sayılı Kurul kararı ile yeni bir uygulamaya gidilerek Türkiye Ortalama Elektrik Toptan Satış Fiyatı (TORETOSAF) ikiye ayrılmış, yenilenebilir enerji kaynaklarından üretim yapan enerji üretim şirketlerinden enerji satın alımında 14,07 Kr/kWh olarak,

4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu gereğince; perakende satış lisansına sahip dağıtım şirketlerinin sahibi olduğu veya iştirak ilişkisinde bulunduğu üretim şirketi veya şirketlerinden elektrik enerjisi satın alımında ise Ülke Ortalama Elektrik Toptan Satış Fiyatı olarak ilgili her saat için gün öncesi planlama kapsamında belirlenen sistem marjinal fiyatlarının ya da gün öncesi piyasasında belirlenen nihai piyasa takas fiyatının esas alınmasına karar verilmiştir.

- 2) 29.12.2010 tarihli ve 27800 sayılı mükerrer Resmi Gazetede yayımlanan “Perakende Satış Hizmet Geliri İle Perakende Enerji Satış Fiyatlarının Düzenlenmesi Hakkında Tebliğde Değişiklik Yapılmasına Dair Tebliğ” in üçüncü maddesinin ikinci fıkrasında yer alan Ortalama Kayıp Kaçak Bedeli Fiyat Tavanının (OKKBFT_t) hesaplanmasına ilişkin yeni formülasyona göre şebekeye dağıtım gerilim seviyesinden bağlı tüketiciler için kayıp bedeli uygulaması getirilmiştir.
- 3) 21.09.2010 tarihli ve 2776 sayılı Kurul kararı ile 2011-2015 yıllarını kapsayan ikinci uygulama dönemine ilişkin alternatif maliyet oranı % 10,49 (reel ve vergi öncesi), düzenlemeye esas net yatırım harcamaları için itfa süresi ise 10 yıl olarak belirlenmiştir.

- 4) 16.12.2010 tarihli ve 2932 sayılı Kurul kararıyla belirlenen elektrik dağıtım şirketleri için 2011-2015 uygulama dönemi dağıtım faaliyeti kayıp-kaçak hedefleri aşağıdaki çizelgede yer aldığı gibidir:

Çizelge 8-6: 2011-2015 Uygulama Dönemi Dağıtım Faaliyeti Kayıp-Kaçak Hedefleri

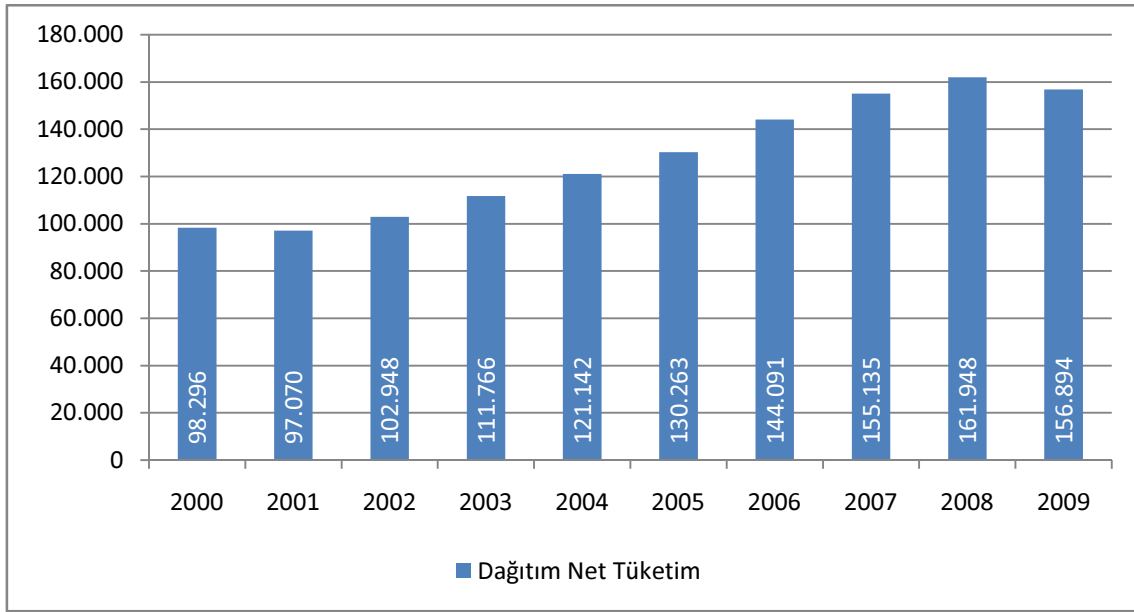
Dağıtım Şirketi	2011	2012	2013	2014	2015
Akdeniz EDAŞ	8,86	8,45	8,05	8,02	8,02
Aras EDAŞ	22,92	19,04	17,62	16,30	15,08
AYDEM EDAŞ	9,80	9,34	8,90	8,49	8,09
AYEDAŞ	7,12	6,79	6,61	6,61	6,61
Başkent EDAŞ	8,46	8,07	7,88	7,88	7,88
Boğaziçi EDAŞ	9,12	8,69	8,28	7,90	7,57
Çamlıbel EDAŞ	7,72	7,36	7,02	6,92	6,92
Çoruh EDAŞ	10,90	10,39	10,15	10,15	10,15
Dicle EDAŞ	60,96	50,63	42,06	34,93	29,01
Fırat EDAŞ	12,59	11,65	11,11	10,59	10,09
Gediz EDAŞ	8,48	8,08	7,70	7,34	7,00
Göksu EDAŞ	10,03	10,03	10,03	10,03	10,03
Kayseri ve Civarı TAŞ	10,01	10,01	10,01	10,01	10,01
Meram EDAŞ	8,59	8,28	8,28	8,28	8,28
Osmangazi EDAŞ	7,21	7,21	7,21	7,21	7,21
Sakarya EDAŞ	7,66	7,31	6,96	6,64	6,33
Toroslar EDAŞ	9,38	8,94	8,52	8,12	7,74
Trakya EDAŞ	7,70	7,70	7,70	7,70	7,70
Uludağ EDAŞ	6,96	6,90	6,90	6,90	6,90
Vangölü EDAŞ	46,15	38,33	31,84	26,45	21,97
Yeşilırmak EDAŞ	10,35	9,87	9,41	8,97	8,78

Kaynak: EPDK

8.3 DAĞITIM SEVİYESİ TÜKETİMİ

2000-2009 yılları arasındaki TEDAŞ verilerine dayanılarak hazırlanan ve aşağıdaki grafikte özetlenen verilere göre ülkemiz elektrik tüketim miktarı 2001 ve 2009 yıllarında tüketimde yaşanan düşüşe rağmen 98.295,7 GWh'tan 156.894,1 GWh'a yükselmiştir.

Şekil 8-6: Türkiye Dağıtım Esas Elektrik Tüketimi Grafiği (GWh)

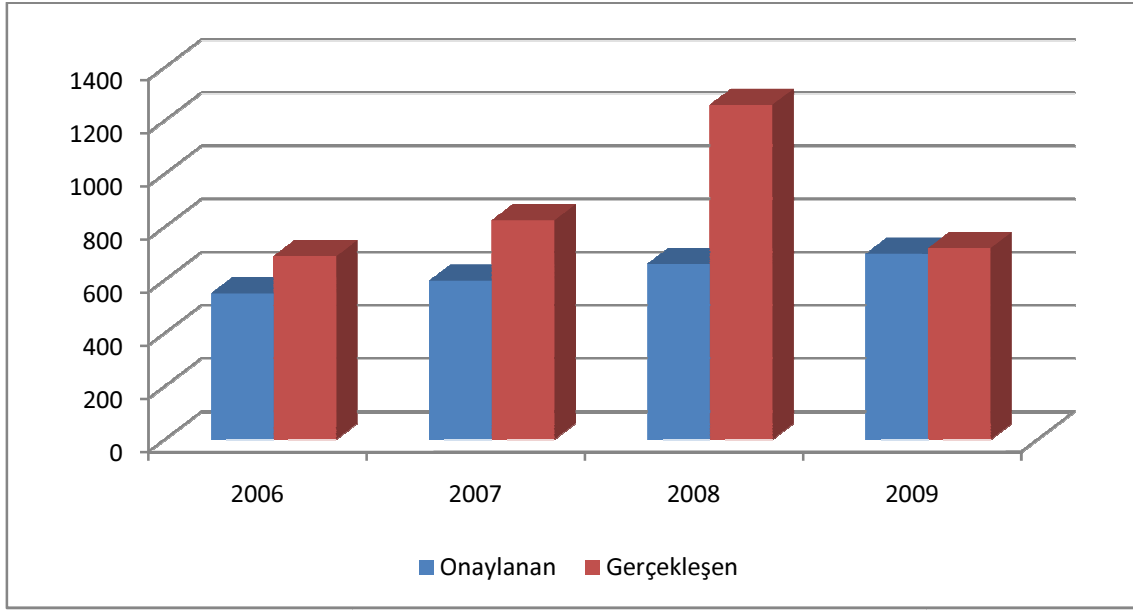


Kaynak: TEDAŞ

8.4 DAĞITIM YATIRIMLARI

2006-2009 Döneminde 21 adet dağıtım şirketi tarafından 2,5 milyar TL yatırım yapılması öngörülmüş iken söz konusu dönemde 1,0 milyar TL'lik fazla yatırım yapılarak dağıtım şirketlerince toplam 3,5 milyar TL tutarında yatırım gerçekleştirilmiştir. Yapılan fazla yatırımın Başbakanlık KÖYDES ve BELDES projelerinden kaynaklandığı değerlendirilmektedir.

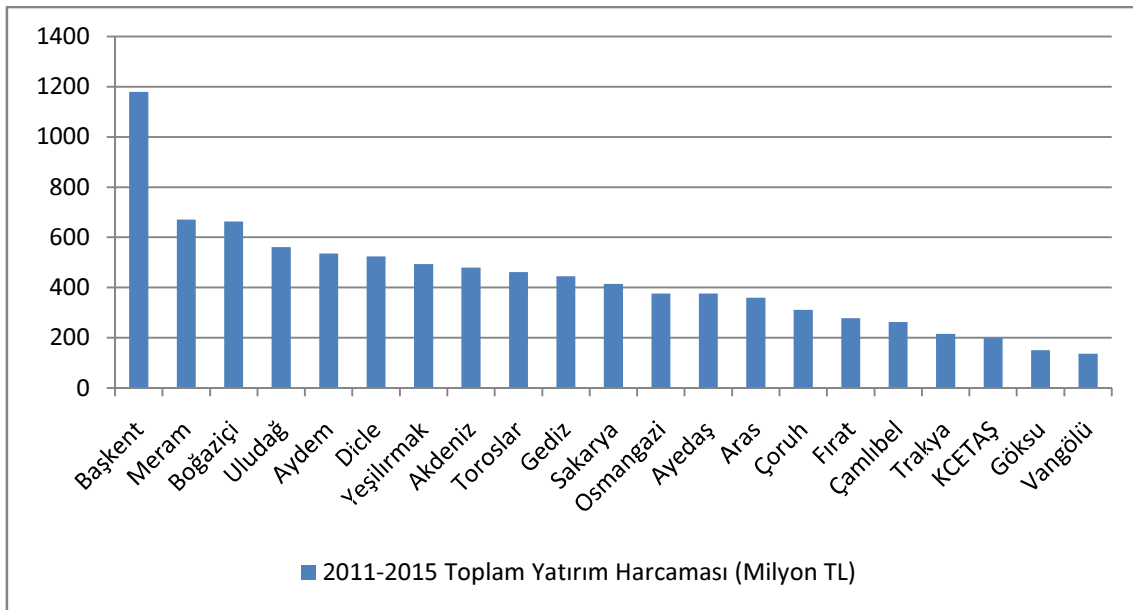
Şekil 8-7: Dağıtım Şirketlerinin Onaylı ve Gerçekleşen Yatırımları (Milyon TL)



Kaynak: EPDK

İkinci tarife dönemi olan 2011-2015 Dönemi için yaklaşık 9 milyar TL yatırım bütçesi Kurul tarafından onaylanmıştır.

Şekil 8-8: 2011-2015 Toplam Yatırım Harcaması (TL)



Kaynak: EPDK

29.12.2010 tarihinde kabul edilen 6094 nolu “Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanunda Değişiklik Yapılmasına Dair Kanun” ile adı geçen kanuna “Bu Kanun kapsamındaki üretim tesisleri ile elektrik üretim ve dağıtım yapılan diğer tesislerin lisansı kapsamındaki inceleme ve denetimi EPDK tarafından yapılır veya gerektiğinde masrafları ilgililerine ait olmak üzere EPDK tarafından yetkilendirilecek denetim şirketlerinden hizmet satın alınarak EPDK tarafından yaptırılabilir. Denetim şirketleri ile ilgili uygulamaya ilişkin usul ve esaslar, Bakanlık görüşü alınmak kaydıyla EPDK tarafından çıkarılacak yönetmelikle düzenlenir.” hükmü ilave edilerek özelleştirilen dağıtım şirketlerinin EPDK tarafından yetkilendirilecek denetim şirketlerince denetlenebilmesine imkan tanınmıştır.

Konu hakkında hazırlanan “Elektrik Piyasasında Faaliyet Gösteren Üretim ve Dağıtım Şirketlerinin Lisansları Kapsamındaki Faaliyetlerinin Denetlenmesine İlişkin Yönetmelik Taslağı” hazırlanarak ilgili mevzuat çerçevesinde EPDK internet sitesinde kamuoyu görüş ve önerilerine açılmıştır.

Bu Yönetmelik Taslağı; EPDK’dan Elektrik Üretim veya Dağıtım Lisansı alan şirketlerin faaliyetlerinin denetiminin, “Elektrik Piyasası Kanun, Yönetmelik, Tebliğ ve Kurul Kararları” kapsamında, Kurum adına denetlenmesine ilişkin düzenlemeleri içermektedir.

Ayrıca, EPDK’ya piyasa katılımcıları ve tüketicilerden ulaşan bilgi ve belgeler ile dağıtım şirketleri nezdinde yapılan yerinde incelemeler neticesinde Kurumumuzca aşağıdaki sonuçlara ulaşılmıştır:

- ❖ Dağıtım şirketlerine yapılan bağlantı başvuruları ile ilgili olarak; Elektrik Piyasası Müşteri Hizmetleri Yönetmeliği ve Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliğinin ilgili hükümleri çerçevesinde, sisteme bağlantı yapılması halinde sistem kullanımı açısından kapasitenin yetersiz olması nedeniyle genişleme yatırımı veya yeni yatırım yapılmasının gerekli olduğu ve yeterli finansmanın mevcut olmadığı hallerde; bağlantı talebinin karşılanabileceği makul bir sürenin gerekçeleri ile birlikte başvuru sahibine yazılı olarak bildirilmesi, talep sahibi tarafından bu süre beklenmeden yatırımın yapılmasına karar verilmesi durumunda ise, gerçekleşen yatırıma ait toplam harcama tutarının sisteme bağlantı yapan gerçek veya tüzel kişinin dağıtım tarifi bedelinden düşüleceği konusunda talep sahibinin bilgilendirilmesi ve verilen enerji müsaadelerinde bu hükmün açık olarak belirtilmesi,

- ❖ Teknik kaliteye ilişkin olarak; “Elektrik Piyasasında Dağıtım Sisteminde Sunulan Elektrik Enerjisinin Tedarik Sürekliliği, Ticari ve Teknik Kalitesi Hakkında Yönetmeliğin” teknik kaliteye ilişkin bölümünde belirlenen sınırlar içinde kalmak üzere dağıtım sistemi üzerinde son tüketici noktalarında tüketicilerin başvuru yapmasını beklemeden periyodik olarak ölçümlerin yapılarak gerekli tedbirlerin alınması ve elektrik kalitesine ilişkin olarak tüketiciler tarafından yapılan başvurunun öncelikli olarak değerlendirmeye alınarak sorunların giderilmesi,
- ❖ Tedarik Sürekliliği’ne ilişkin olarak; yapılan incelemelerde 2006-2010 yıllarına ilişkin bildirimsiz kesinti sürelerinin “Elektrik Piyasasında Dağıtım Sisteminde Sunulan Elektrik Enerjisinin Tedarik Sürekliliği, Ticari ve Teknik Kalitesi Hakkında Yönetmelik” eki tablolarda yer alan kabul edilebilir eşik değerlerin üstünde olduğu, bildirimli kesintilerle ilgili olarak Yönetmelikte her ne kadar bir süre sınırı olmasa da kesinti sürelerinin çok uzun olduğu tespit edilmiş olup, ikinci uygulama döneminde tedarik sürekliliğine ilişkin bildirimli ve bildirimsiz kesinti süreleri ve sıklığının en aza indirilmesine yönelik bakım onarım çalışmalarının bir program dahilinde yapılarak ardı ardına kesintilerin önüne geçilmesi, meydana gelecek kesintinin yazılı, işitsel veya görsel kitle iletişim araçları kullanılmak suretiyle tarih, başlangıç ve sona erme zamanının kesintinin başlama zamanından en az kırk sekiz saat önce tüketicilere bildirilerek, tüketici mağduriyetlerinin önlenmesi,
- ❖ Üçüncü şahıslara ait elektrik tesislerinin devir alınmasına ilişkin olarak; ortak kullanımda bulunan elektrik tesislerinin devir işlemlerinin dağıtım şirketleri tarafından ikmal edilmesi, gerekli durumlarda kamulaştırma işlemlerinin yapılarak, söz konusu tesislerin herhangi bir şart öne sürülmeksizin ivedi bir şekilde devir alınması ve bakım onarımlarının yapılması,
- ❖ Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliğinin 40 ncı maddesinin dördüncü fıkrası uyarınca tarifeleri düzenlemeye tabi olan dağıtım şirketlerince yapılan yapım işleri ile mal ve hizmet alım ve satışlarının, eşitlik, şeffaflık ve rekabet ortamında gerçekleştirilmesi,
- ❖ Elektrik Piyasasında Gelir ve Tarife Düzenlemesi Kapsamında Düzenlemeye Tabi Unsurlar ve Raporlamaya İlişkin Esaslar Hakkında Tebliğ’in (Tebliğ) 41 inci maddesinin birinci fıkrası uyarınca, bedeli Elektrik Piyasası Tarifeler Yönetmeliği hükümleri uyarınca belirlenmeyen mal ve hizmetlerin alımı, satışı ve kiralanması ve borç para almak ya da vermek gibi ticari işlemleri emsal bedellerine uygun olarak yapılması gerektiği,

- ❖ Tebliğ'in 41 inci maddesinin birinci fıkrasında yer alan ticari işlemlere ilişkin politika ve prosedürlerin Kurumumuza sunulması ve sunulan politika ve prosedürlere aykırı işlem yapılmaması.

8.6 KALİTE GÖSTERGELERİ

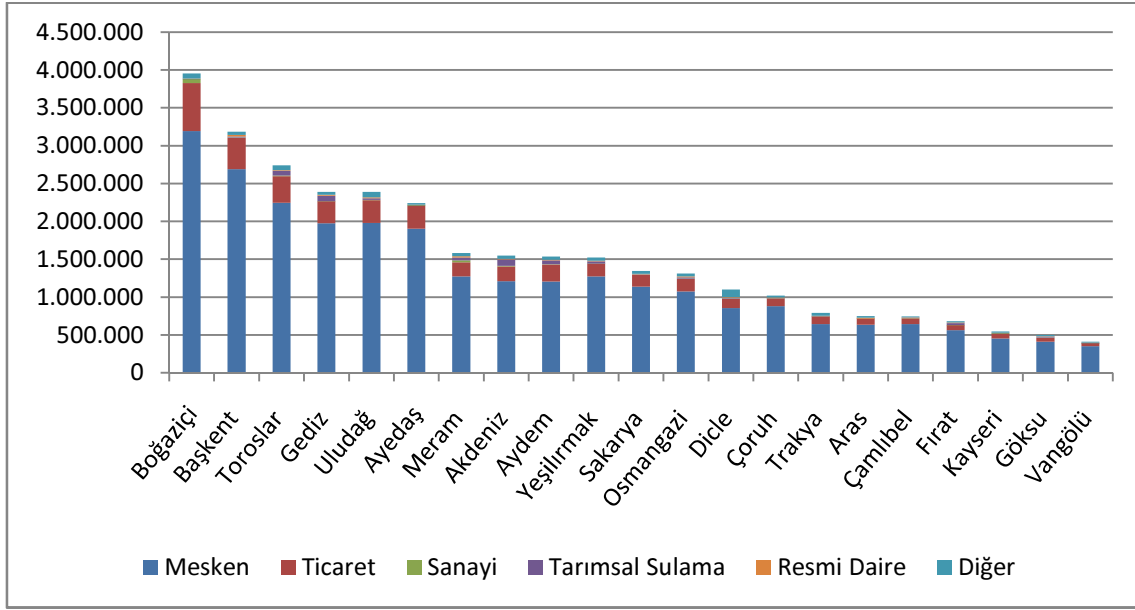
Kalite göstergelerinin toplanmasına ilişkin gerekli altyapı, Kanun ve ilgili mevzuat ile belirlenmiştir. Buna göre Elektrik Piyasasında Dağıtım Sisteminde Sunulan Elektrik Enerjisinin Tedarik Sürekliliği, Ticari ve Teknik Kalitesi Hakkında Yönetmeliğinin, geçici 2 nci maddesinde belirtildiği üzere sağlıklı ölçüme ilişkin altyapı yatırımlarının tamamlanması konusunda ikinci uygulama dönemi yatırım planı içerisinde; tedarik sürekliliğinin ve teknik kalitenin otomatik olarak kaydı için tesis edilecek uzaktan izleme ve kontrol sistemi için yatırım öngören ve bunun için hazırlanan yatırım planları Kurul kararıyla onaylanan dağıtım şirketi; söz konusu yatırım, 31.12.2012 tarihine kadar tamamlamak ve 01.01.2013 tarihi itibarıyla elektrik enerjisi tedarik sürekliliği ve teknik kalite göstergelerine ilişkin tüm verileri otomatik olarak kaydetmeye başlamakla yükümlüdür.

Bu konuda dağıtım şirketlerinin elektrik tedarik sürekliliği ve kalitesinin sağlanması bağlamında kurulması gereken altyapı yatırımları için 2011-2015 uygulama dönemi yatırım programında Türkiye genelinde yaklaşık 1,29 milyar TL ödenek Kurul tarafından onaylanmıştır.

8.7 ABONE SAYILARI VE DAĞITILAN ENERJİ MİKTARI

Ülkemizde 2009 yılı itibarıyla toplam 32.282.702 adet elektrik dağıtım sistemi kullanıcısı mevcut olup, en fazla aboneye sahip dağıtım şirketi ise 3.954.871 abone ile % 16,4'lük paya sahip olan Boğaziçi Elektrik Dağıtım A.Ş.'dir.

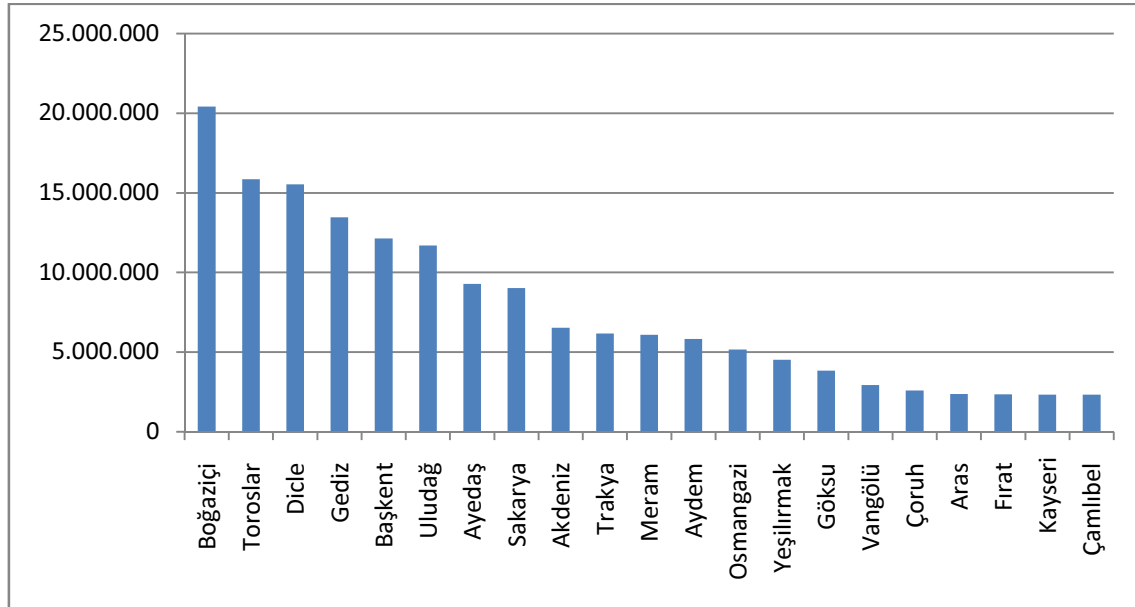
Şekil 8-9: 2009 Yılı İtibarıyla Dağıtım Bölgeleri Bazında Abone Sayıları



Kaynak: TEDAŞ

Dağıtılan enerji miktarı Çizelge 8-11’de gösterilmiştir.

Şekil 8-10: Dağıtım Bölgeleri Bazında Tüketim Miktarları (MWh)



Kaynak: TEDAŞ

9. ORGANİZE SANAYİ BÖLGELERİ (OSB) FAALİYETLERİ

Yaklaşık bir milyon kişiye istihdam sağlayan OSB'ler ülkemizin sadece sanayi değil aynı zamanda istihdam kaynağı kuruluşlarıdır. OSB'ler bünyesindeki sanayi tesisleri, üretim ve istihdam üsleri olmanın yanı sıra ekonomimiz için çok önemli olan ihracat faaliyetinin lokomotifi konumundadır. Bu nedenle bu tesislerin enerji ihtiyacının sürekli, kaliteli ve ekonomik şekilde temin edilmesi önem arz etmektedir. Çünkü bu tesisler ancak bütün girdi maliyetlerini ucuzlatarak, rekabet gücünü arttırabilmekte ve dünya ile yarışabilmektedir. Tüketim seviyesine bakılmaksızın serbest tüketici olan OSB'ler serbest piyasada faaliyet gösteren üretim ve toptan satış lisansına sahip tedarikçilerden rekabet ortamında daha ucuz elektrik enerjisi temin edebilme imkanına sahiptir. Kayıp ve kaçak oranlarının düşük olduğu OSB sınırları içerisindeki katılımcılar, ucuz elektrik enerjisi tedarik ederek dünya piyasalarında rekabet etme imkanı bulmaktadırlar.

2010 yılı sonuna itibarıyla ülkemizde 263 adet OSB tüzel kişiliği bulunmakta olup, bunların 148 adedi işletmededir. Organize Sanayi Bölgelerinin 4628 sayılı Kanun ve ilgili mevzuatlarına uygun hale getirilmesi amacıyla 2006 yılında Kanunda yapılan bir değişiklik ile bu kapsamda hazırlanan Organize Sanayi Bölgelerinin Elektrik Piyasası Faaliyetlerine İlişkin Yönetmelik (Yönetmelik) çerçevesinde onaylı sınırları içerisinde lisans alarak faaliyet göstermelerine izin verilmiştir. Bu çerçevede, EPDK tarafından aşağıdaki temel faaliyetler düzenlenmektedir;

- OSB'lere OSB dağıtım ve OSB üretim lisansı verilmekte,
- Elektrik enerjisini serbest tüketici sıfatıyla temin eden OSB'lerin yatırım ve işletme harcamaları ile teknik kayıpları dikkate alınarak dağıtım bedelleri ve diğer hizmet bedelleri belirlenmekte,
- Ayrıca yürütülecek diğer faaliyetler ile ilgili hususlara ilişkin esas ve usuller düzenlenmektedir.

9.1 OSB ÜRETİM LİSANSI

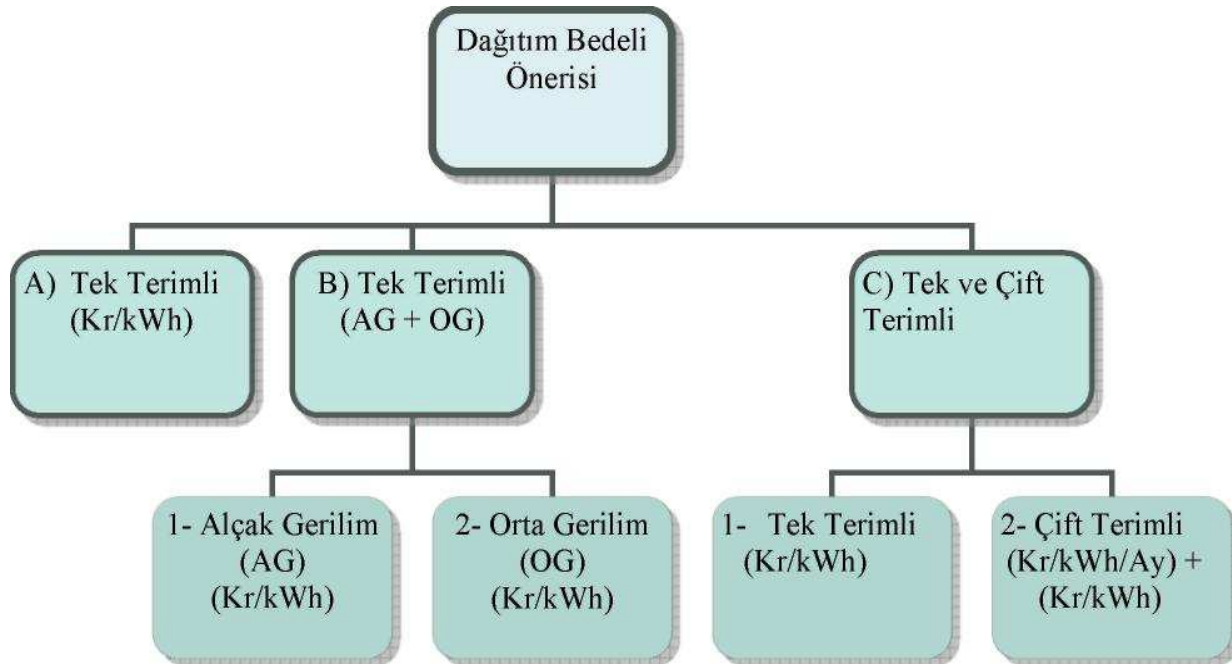
OSB'lerin Türkiye toplamında 15 TWh'in üzerinde elektrik, 4,5 milyar metreküpün üzerinde doğal gaz tüketimi vardır. Ülkemizde tüketilen elektrik enerjisinin % 8'e yakın bir oranı OSB'ler tarafından tüketilmektedir. EPDK'dan 2010 yılı sonu itibarıyla üretim lisansı alan OSB bulunmamaktadır.

9.2 OSB DAĞITIM LİSANSI

Faaliyette olan 148 OSB'nin 2010 yılı sonuna kadar 127 adedine OSB Dağıtım Lisansı verilmiş olup, OSB'lerin 2011 yılında uygulayacakları OSB Dağıtım Bedelleri onaylanarak Kurum internet sitesinde yayımlanmıştır. İşletmede olan diğer OSB'lerin ve yeni kurulan OSB'lerin ise lisanslama işlemleri devam etmektedir.

OSB Dağıtım Bedeli önerisi; Yönetmelik ekindeki "Tablo 1: Organize Sanayi Bölgeleri İçin Yıllık Dağıtım Bedeli Hesaplama Tablosu" referans alınmak suretiyle belirlenir ve tek terimli orta gerilim (OG), tek terimli alçak gerilim (AG) ve tek terimli, çift terimli dağıtım bedeli olarak aşağıdaki şekilde görüldüğü gibi 3 farklı şekilde teklif edilebilir:

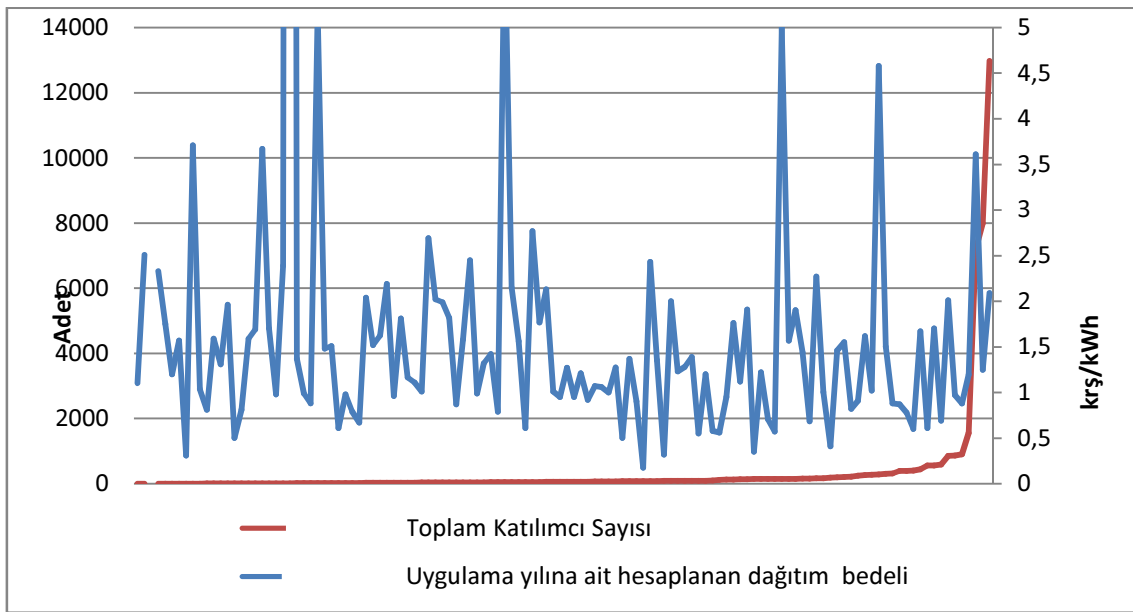
Şekil 9-1: Dağıtım Bedeli Önerisi Çeşitleri



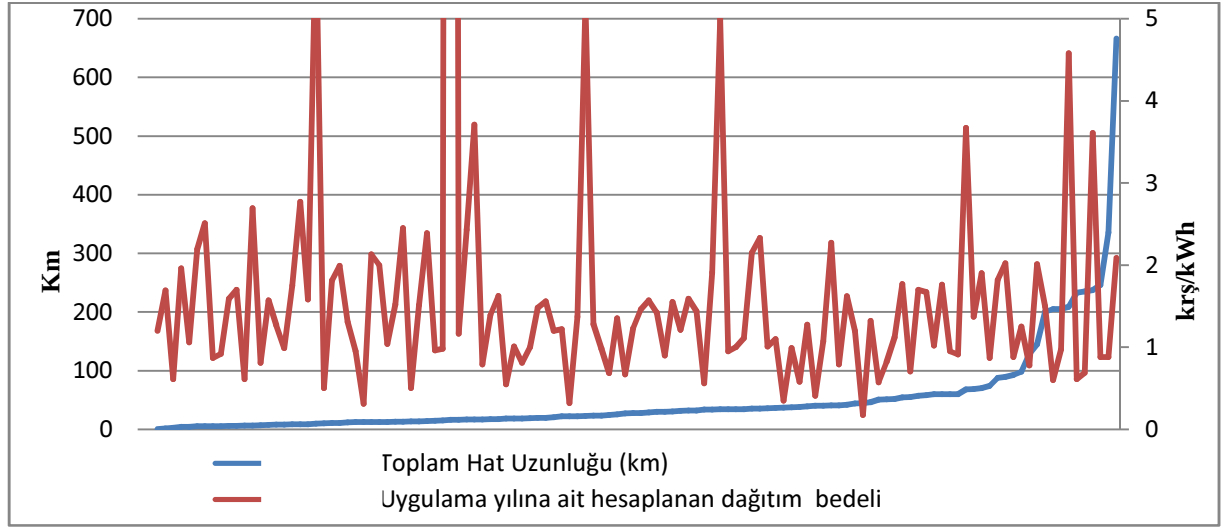
2010 yılı için onaylanan dağıtım bedellerinin ortalaması 1,09 Kr/kWh iken; 2011 yılı için teklif edilen dağıtım bedellerinin ortalaması 1,39 Kr/kWh, onaylanan bedellerin ortalaması 1,22 Kr/kWh, ağırlıklı ortalamaları ise 1,14 Kr/kWh olarak gerçekleşmiştir.

2010 yılında onaylanan 2011 yılı OSB dağıtım bedelleri hesaplamalarına esas olan ve OSB'lerce maliyetlerini kapsadığı belirtilen OSB Dağıtım Bedeli teklifleri analiz edildiğinde, teklif edilen dağıtım bedelleri ile katılımcı sayısı ve toplam hat uzunluğu arasında belirgin bir ilişki görülmemiş, teklif edilen dağıtım bedellerinin OSB'nin yeni olup olmaması, yatırım politikası ve sunulan enerji miktarı ile kısmen ilişkili olduğu değerlendirilmiştir.

Şekil 9-2: OSB'lerce Teklif Edilen Dağıtım Bedelleri ile Katılımcı Sayılarının İlişkisi

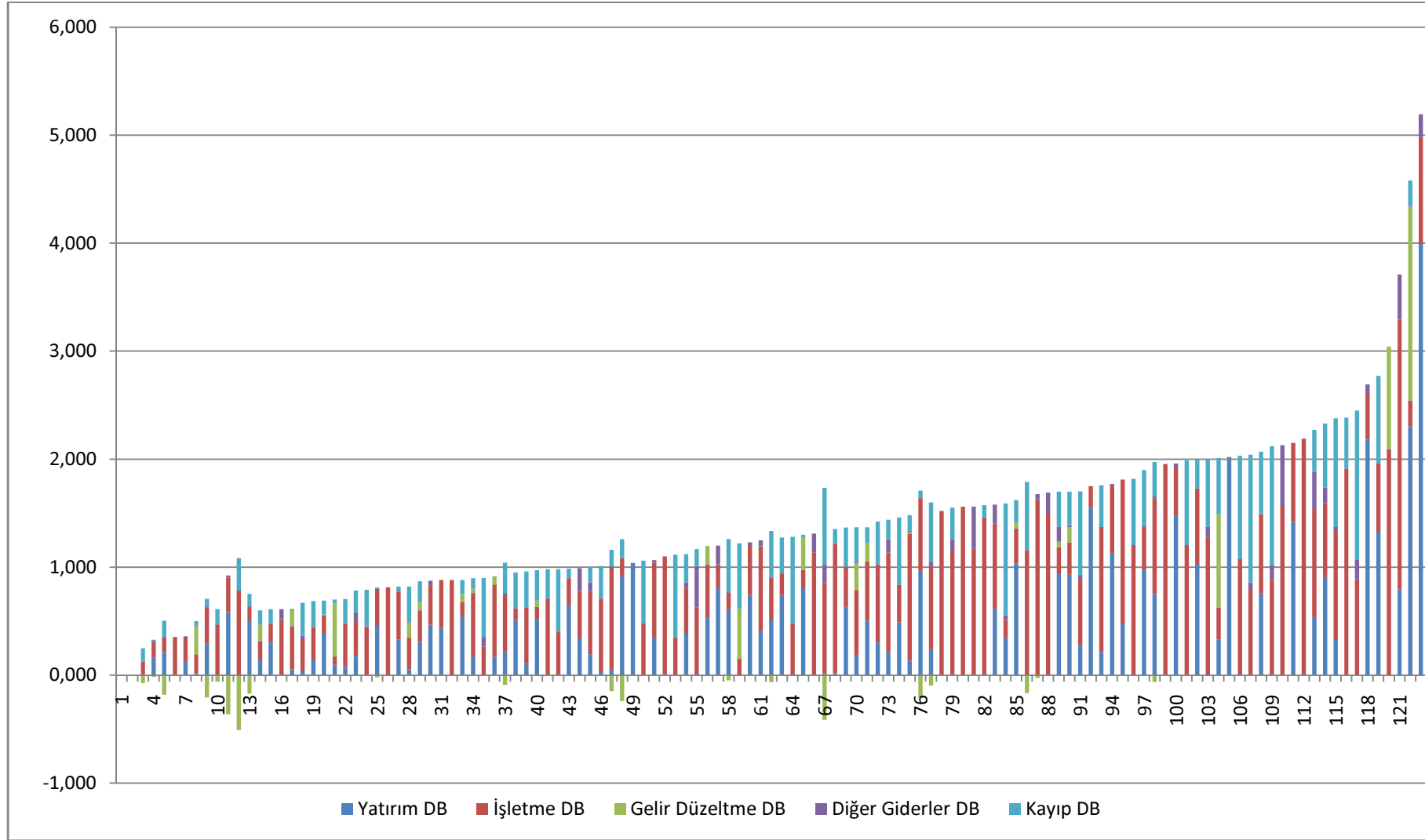


Şekil 9-3: OSB'lerce Teklif Edilen Dağıtım Bedelleri ile Hat Uzunluklarının İlişkisi



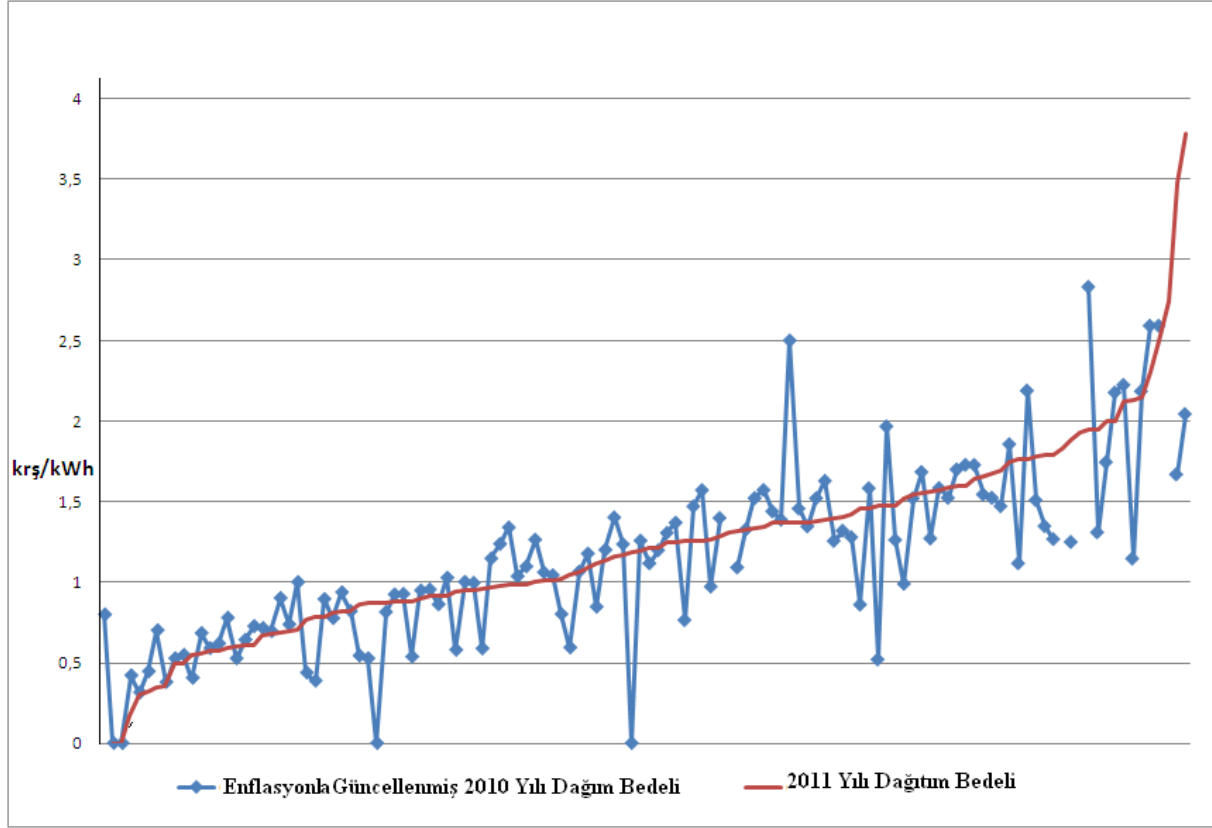
Şekil 9-4'te görüleceği üzere dağıtım bedelleri teklifleri temelde işletme giderleri ve yatırım giderlerinden oluşmaktadır.

Şekil 9-4: OSB'ler Tarafından Teklif Edilen Dağıtım Bedellerinin Bileşenleri(Kr/kWh)



Dağıtım bedeli teklifinde bulunan OSB'lerin maliyet kalemleri göz önüne alınarak kıyaslanmaları sonucu ortaya çıkan ve 2011 yılı içi onaylanan dağıtım bedellerinin enflasyonla güncellenmiş 2010 dağıtım bedelleri ile karşılaştırılması aşağıda yapılmaktadır:

Şekil 9-5: 2011 Yılı Onaylanan Dağıtım Bedellerinin Enflasyonla Güncellenmiş 2010 Dağıtım Bedelleri ile Karşılaştırılması



Şekil 9-5 üzerinde 2011 yılı dağıtım bedeli artan bir grafikte gösterilmiş ve enflasyonla güncellenen 2010 dağıtım bedelleri ise bu grafiğe göre kıyaslanmıştır. Genel itibariyle 70 OSB'nin dağıtım bedellerinde düşme olduğu, dağıtım bedeli artan OSB sayısının ise 51 olduğu görülmüştür.

KAYNAKLAR

1. EPDK- Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
2. TEDAŞ- Türkiye Elektrik Dağıtım ve Tüketim İstatistikleri
3. TEDAŞ Yıllık Faaliyet Raporları
4. TÜİK - Demografik İstatistikler
5. TEİAŞ Faaliyet Raporları - İstatistikleri
6. TEİAŞ PMUM İstatistikleri
7. TEİAŞ Üretim Kapasite Projeksiyonları
8. EÜAŞ Faaliyet Raporları- İstatistikleri
9. OECD- İktisadi İşbirliği ve Gelişme Teşkilatı (OECD-Organisation for Economic Co-operation and Development)
10. Nükleer Enerji Notları- B.Nazım Bayraktar- Nükleer Enerji Yük. Müh.
11. Başbakanlık Özelleştirme İdaresi Yayınları
12. UEA- Uluslararası Enerji Ajansı (IEA-International Energy Agency)
13. EUROSTAT- Avrupa İstatistik Kurumu (EUROSTAT-European Statistical System)
14. EPDK/TEİAŞ - Üretim Kapasite Projeksiyonu

Raporun hazırlanmasında emeği geçenler:

Daire Başkanı Ahmet OCAK, Başkan Danışmanı Muhsin ERSOY, Grup Başkanı Murat GİDİŞ, Enerji Uzmanları Orhun SELÇUK, İbrahim Etem ERTEN, Oytun ALICI, Fatih KÖLMEK, Berkan ACAR, Serkan YÜKSEL, Nedim KORKUTATA, Ercüment CAMADAN Enerji Uzman Yardımcıları Rabia ULUSOY, , Muhammet Ali ATEŞ, Fatih KAYA, Çözümleyici Mehmet MÜNGAN.

