

ELEKTRİK PİYASASI

2013 YILI PİYASA GELİŞİM RAPORU

EPDK
ENERJİ PİYASASI
DÜZENLEME KURUMU



ELEKTRİK PİYASASI

2013 YILI PİYASA GELİŞİM RAPORU

Bu raporda yer alan tüm bilgi, tablo ve şekillerin her hakkı saklıdır.

Kaynak gösterilmeden kullanılamaz.

T.C. ENERJİ PİYASASI DÜZENLEME KURUMU

Strateji Geliştirme Dairesi Başkanlığı

ANKARA, 2014



Başkanın Mesajı

2013 yılı, elektrik piyasası reformu açısından birçok gelişmenin yaşandığı bir yıl olmuştur. 2001 yılında yürürlüğe giren 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ile başlayan elektrik piyasası reformu, 2013 yılında yürürlüğe giren 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ile daha olgunlaşmış ve kurumsallaşmıştır.

Reformun başladığı tarihten bugüne kadar elektrik piyasasında uluslararası seviyede rekabetçi bir yapının oluşturulmasına yönelik birçok önemli adım atılmıştır. Bunlar arasında özellikle serbest bir organize satış piyasasının kurulması, Avrupa ile senkron paralel ticaret alt yapısının tesis edilmesi, enterkonneksiyon kapasite ihalelerine başlanması, dağıtım özelleştirmelerinin tamamlanması, üretim tesislerinin özelleştirmelerine başlanması, Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizmasının kurulması, iletim ve dağıtım seviyesinde kalitenin ölçülmeye başlanması, lisanssız elektrik üretimine ilişkin düzenlemelerin yapılması sayılabilir.

Başlatılan reformların kurumsallaşması ve uygulamada karşılaşılan sorunların giderilmesine yönelik olarak birçok alanda düzenleme yapılması ihtiyacı hasıl olmuş ve bu kapsamda yeni bir Elektrik Piyasası Kanunu (6446 sayılı Kanun) hazırlanarak yürürlüğe konulmuştur. Söz konusu Kanunda, Enerji Piyasası İşletim A.Ş. (EPIAŞ)'nin kurulması, lisanslama sürecinin daha etkin hale getirilmesine yönelik olarak önlisans uygulamasının getirilmesi, lisans sayısının azaltılması gibi hususların yanı sıra dağıtım sistemi sınırlarının netleştirilmesi gibi uygulamada karşılaşılan sorunlara ilişkin düzenlemeler yer almıştır.

Raporda yapılan düzenlemelerin yanı sıra bu düzenlemelerin etki analizlerine ilişkin veriler sunulmuş ve tespitlerde bulunulmuştur. Özellikle toptan satış piyasasının durumu, rekabetin gelişimi, arz güvenliği ve lisanslama süreci ayrı başlıklar altında incelenmiştir.

Kurumumuzun otomasyon çalışmalarının 2014 yılında tamamlanması ile beraber piyasadan veri alınması daha sistematik hale gelecek ve piyasaya ilişkin daha doğru ve güncel raporlama ve düzenlemeler yapılacaktır.

2013 yılı Elektrik Piyasası Gelişim Raporunun ilgili tüm kişi, Kurum ve Kuruluşlara faydalı olmasını temenni ederim. Ayrıca Rapora ilişkin her türlü yapıcı görüş ve öneriye açık olduğumuzu ifade ederim.



YÖNETİCİ ÖZETİ

1. Üretim ve Tüketim

Tablo 1’de 2013 yılı itibariyle üretim ve tüketime ilişkin veriler geçtiğimiz yıllardaki değerler ile birlikte gösterilmiştir.

Tablo 1: Genel Üretim ve Tüketim

	Birim	2011	2012	2011-2012 (% Değişim)	2013	2012-2013 (% Değişim)
Kurulu Güç	MW	52.911	57.059	7,8	64.007	12,2
Puant Talep	MW	36.122	39.045	8,1	38.274	-2,0
Üretim	GWh	229.395	239.497	4,4	240.154	0,3
İthalat	GWh	4.556	5.827	27,9	7.429	27,5
İhracat	GWh	3.645	2.954	-19,0	1.226	-58,5
Tüketim	GWh	230.306	242.370	5,2	246.356	1,6

2012 yılına kıyasla 2013 yılında üretim ve tüketim sırasıyla %0,3 ve %1,6 oranlarında artmıştır. Tablo 1’de görüldüğü üzere üretim ve tüketim sırasıyla %0,3 ve %1,6 oranlarında artmıştır. Geçmiş beş yıl ortalamalara bakıldığında tüketimdeki ve puant talepteki değişimin her ikisinin de yıllık ortalama % 5,6 seviyesinde olduğu görülmektedir. Önceki beş yıl ile karşılaştırıldığında artış oranında önemli oranda düşüş gerçekleştiği görülmektedir. Buna karşın kurulu güçte artış devam etmiş ve kurulu güç %12,2’lik bir artış ile 64.007 MW’a ulaşmıştır.

Elektrik Üretim A.Ş.(EÜAŞ), üretimde bağlı ortaklıkları ile birlikte %34’lük bir paya sahiptir. Mevcut sözleşmeler ile alınan toplam enerjinin oranı %26 olarak gerçekleşmiştir. Bu durumda 2013 yılı itibariyle piyasada kamunun üretimdeki toplam payı %60 olarak gerçekleşmiştir. Piyasada serbest üretimin payı ise %40 olarak gerçekleşmiştir.

Elektrik enerjisi üretiminde doğal gazın ağırlığı devam etmektedir. 2013 yılı itibariyle doğal gazın üretimdeki payı %43,8 olarak gerçekleşmiştir. Hidrolik, linyit ve ithal kömür santralleri ise sırasıyla %25, %13 ve %12 paya sahiptirler.



2. Lisanslama

Tablo 2: Lisansların Yıllara ve Türlerine Göre Dağılımı (Adet)

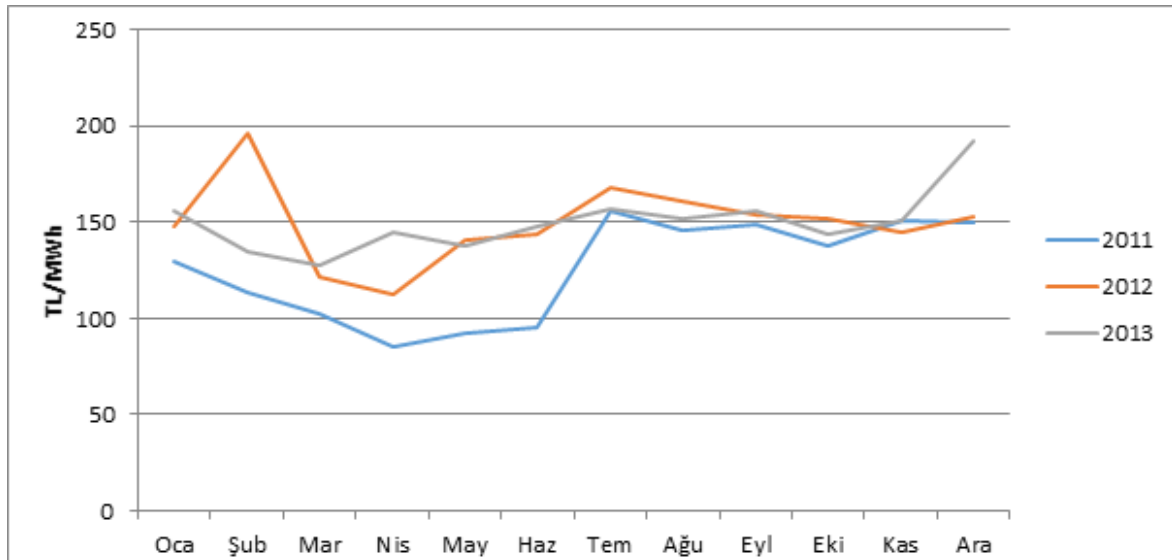
Lisans Türü	Lisansın Verildiği Yıl (Lisans Sayısı-Adet)											2013 Yılı Sonu Lisans Sayısı (Adet)
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
İletim Lisansı	1									0	0	1
Dağıtım Lisansı				18		1	1	1		0	0	21
Parakende Satış Lisansı				1						20	0	21
Toptan Satış Lisansı	6	10	4	4	2	6	8	48	52	17	12	169
OSB Dağıtım Lisansı					57	48	13	8	11	5	3	145
Üretim Lisansı	97	51	49	79	157	187	150	106	300	230	88	1494
Otoprodüktör Lisansı	100	14	17	15	9	20	8	16	40	33	19	291
Toplam	204	75	70	117	225	262	180	179	403	305	122	2142

2013 yılı itibariyle üretim, otoprodüktör ve toptan satış lisans sayısında artışın miktarının düştüğü görülmektedir. Yürürlüğe giren yeni Elektrik Piyasası Kanunu ile beraber birçok yönetmelikte değişiklik yapılması ihtiyacı oluşmuş ve bu düzenlemelerin tamamlanmasının ardından lisanslama süreci devam etmiştir.

3. Gün Öncesi Piyasası (GÖP)

GÖP fiyatları genel olarak 100-200 TL/MWh aralığında seyretmekte olup, yılın çok kısıtlı bir zaman diliminde fiyatlar çok yüksek değerlere çıkmıştır. GÖP'te oluşan fiyatın aritmetik ortalaması ise 150,1 TL/MWh olarak gerçekleşmiştir.

Şekil 1: Gün Öncesi Piyasası Aylık Ortalama Gün Öncesi Fiyatları (TL/MWh)

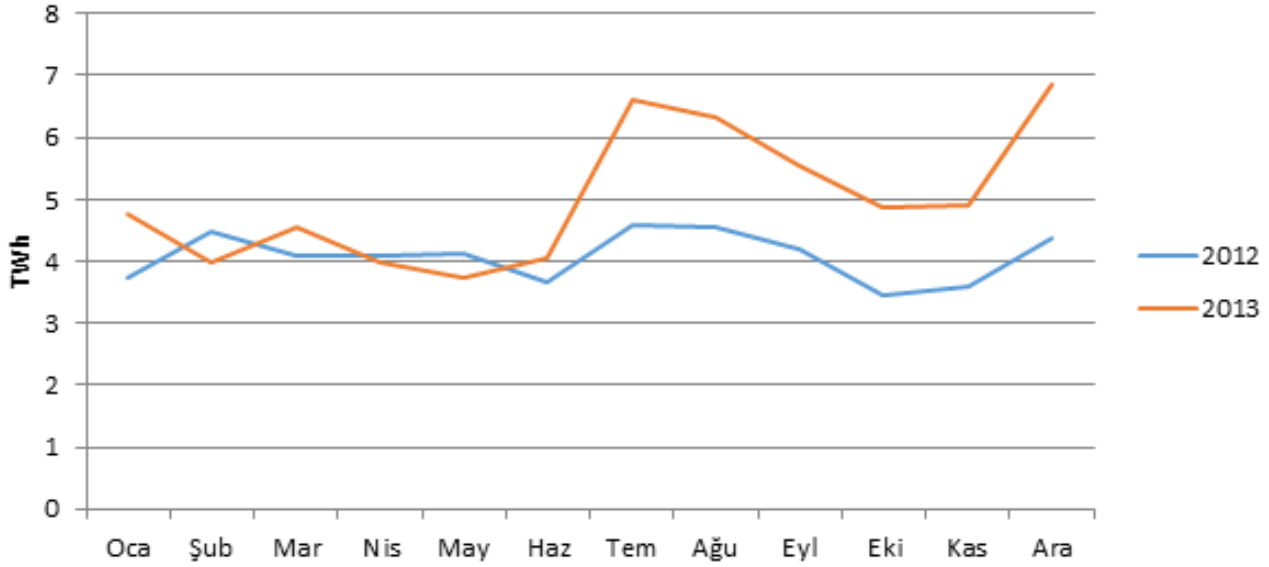




Yukarıdaki şekilde 2011, 2012 ve 2013 yıllarına ait aylık ortalama GÖP fiyatları görülmektedir. 2013 yılında ortalama aylık fiyat en düşük olarak Mart ayında gerçekleşmiş olup, en yüksek değerine ise Aralık ayında ulaşmıştır. Önceki yıllarda da benzer eğilimin olduğu görülmektedir. Ortalama saatlik tüketim aylar bazında, ilkbahar ve sonbahar aylarında havaların yumuşaması ile beraber düşmektedir. Ayrıca özellikle bahar aylarında meydana gelen yüksek yağışlarla beraber hidrolik santrallerin su gelirleri artmakta ve yılın en düşük fiyatları genel olarak bahar aylarında gerçekleşmektedir.

Genel olarak GÖP hacimleri arasında bir paralellik görülmekle beraber özellikle 2013 yılının yaz aylarından itibaren 2012 yılının aynı dönemine nazaran hacimde önemli bir artış gerçekleşmiştir.

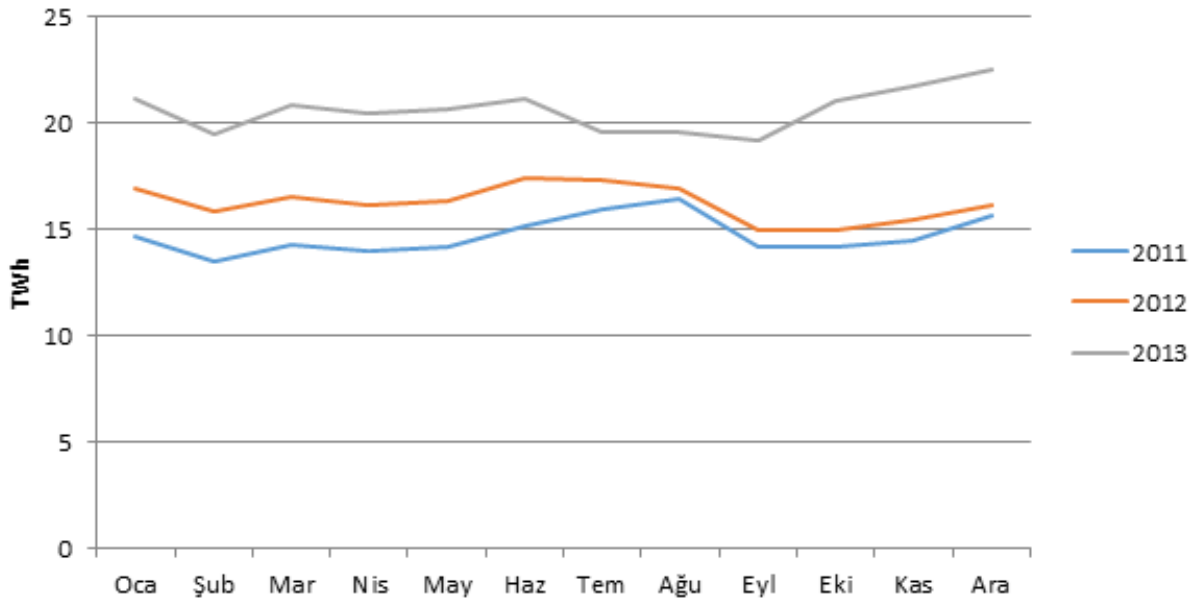
Şekil 1: Gün Öncesi Piyasasında 2012 ve 2013 Yıllarında Oluşan Aylık Hacimler (TWh)



4. İkili Anlaşmalar

Şekilde 2013 yılında aylar bazında ikili anlaşma hacimleri gösterilmektedir. İkili anlaşma miktarı artan taleple beraber yıllar itibariyle yükselmekle beraber genel olarak yıl içerisindeki seviyesi fazla değişkenlik göstermemektedir.

Şekil 3: İkili Anlaşma Hacimleri(TWh)

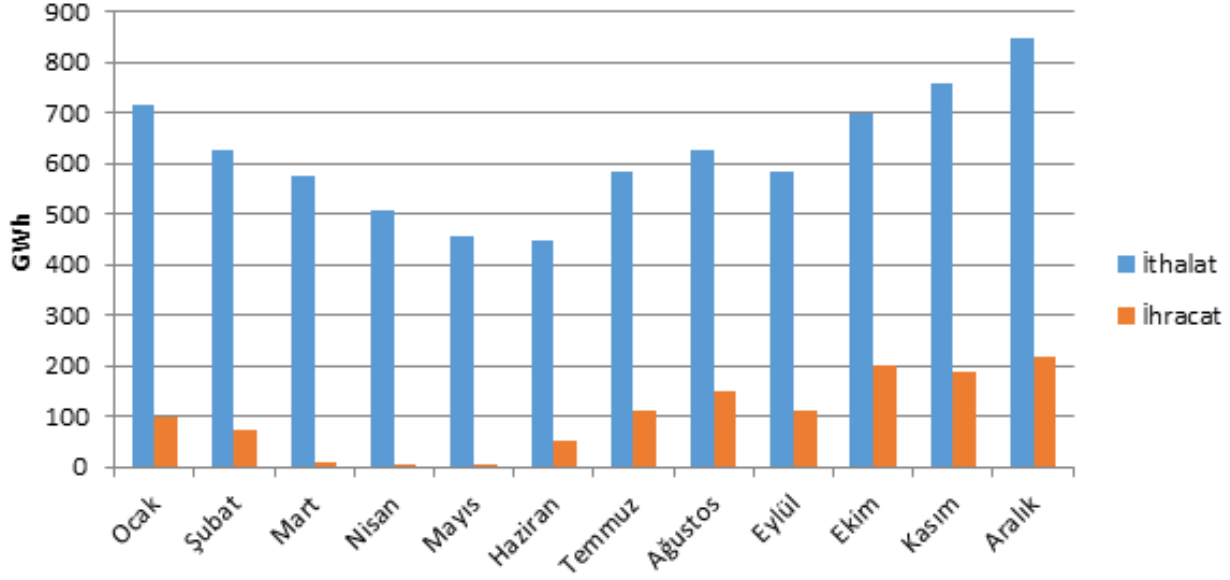




5. İthalat ve İhracat

İthalat ve ihracat miktarı üretim ve tüketim miktarı ile karşılaştırıldığında hala çok düşük düzeydedir. Yıl içerisinde ilkbahar aylarında ithalat ve ihracat hacmi düşerken talebin yüksek olduğu yaz ve kış aylarında her iki değerde de yükselme görülmektedir.

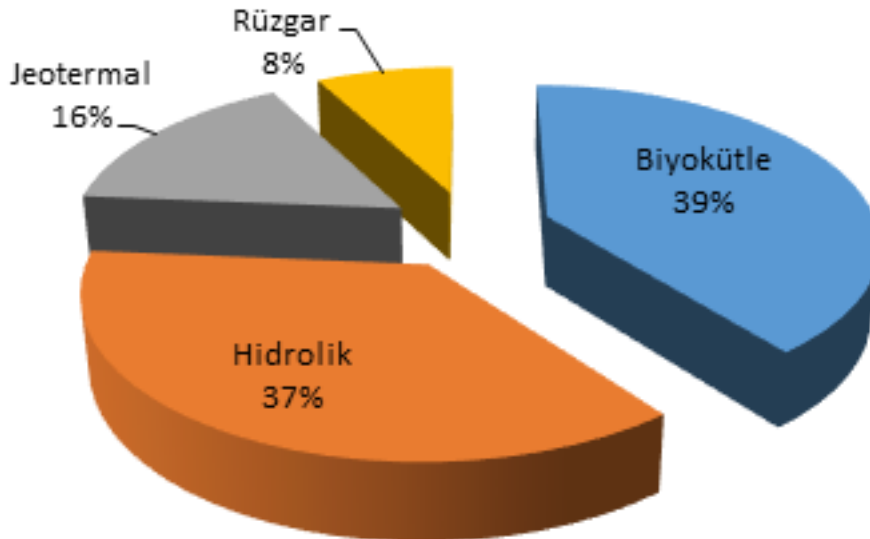
Şekil 4: Aylık İthalat ve İhracat (GWh)



6. Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması (YEKDEM)

2013 yılında YEKDEM kapsamında faaliyet gösteren 38 adet lisanslı şirket bulunmakta olup bu kapsamdaki tesislerin toplam kurulu gücü 534 MW'tır. 2013 yılında YEKDEM içerisinde yer alan tesislerin kaynaklara dağılımı aşağıdaki şekilde yer almaktadır.

Şekil 5: YEKDEM Katılımcı Sayısının Dağılımı(%)



YEKDEM kapsamındaki kurulu güç, Türkiye yenilenebilir enerji kurulu gücünün %0,8'i seviyesindedir. Şekilde görüldüğü üzere katılan tesislerin önemli bir kısmı hidrolik santrallerdir. YEKDEM'e katılan biyokütle santrallerinin sayısının fazla olmasına karşın söz konusu santrallerin kurulu gücünün düşük olması, bu santrallerin göreceli olarak daha düşük kapasiteli santraller olduğunu göstermektedir.



7. Rekabet

Rekabetin takip edilmesine yönelik olarak kullanılan endeksler genel olarak piyasada arz tarafında oluşan yoğunlaşmayı ve üreticilerin fiyata müdahale edebilme kabiliyetlerini ölçmektedir. Bu amaçla yaygın olarak kullanılan HHI endeksiyle piyasa paylarının karelerinin toplanması ile piyasa yoğunlaşması ölçülmektedir. Endeks üretim ve kurulu güç üzerinden ayrı ayrı hesaplanabilmektedir.

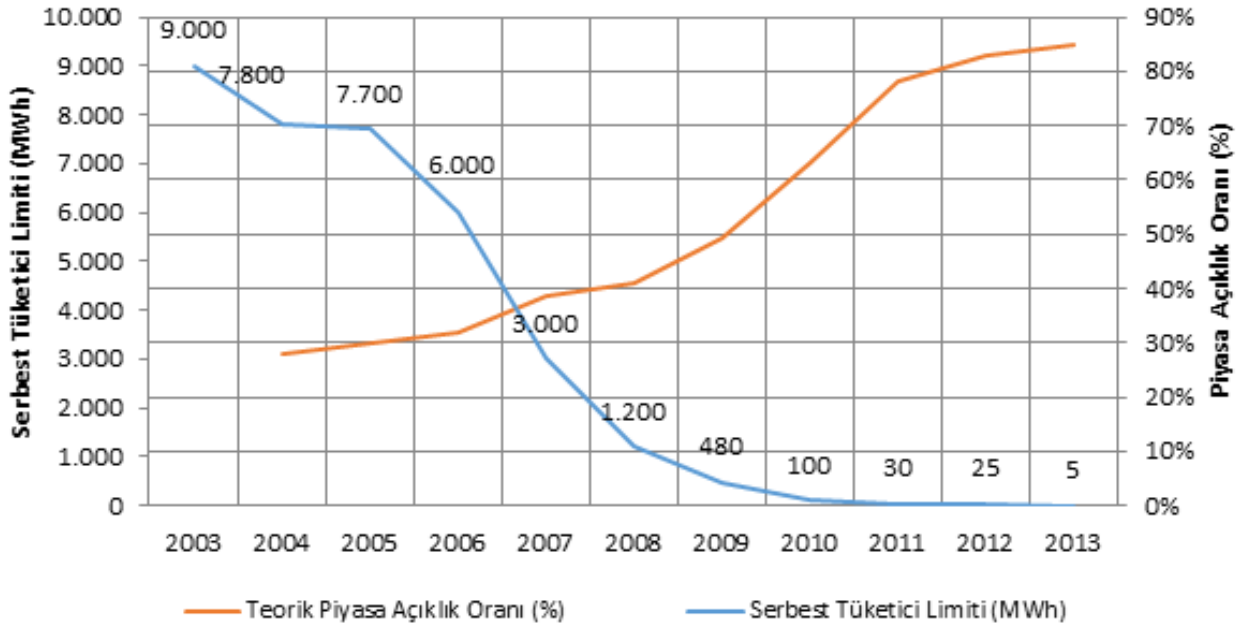
Tablo 3: HHI Endeksi

	HHI Endeksi	
	Üretim	Kapasite
EÜAŞ ve TETAŞ ayrı	1.719	1.368
EÜAŞ ve TETAŞ beraber	3.374	2.296

Tablo 3'te gösterildiği üzere tüm durumlarda endeks rekabetçi seviye olarak kabul edilen 1.000'in üzerinde gerçekleşmektedir. Özelleştirmelerin tamamlanması ve mevcut sözleşmelerin sürelerinin tamamlanması ile beraber bu endeks değerlerinin düşmesi beklenmektedir.

2013 yılı için serbest tüketici limitinin 5.000 kWh olarak uygulanmasına, 24/01/2013 tarihli ve 4250 sayılı Kurul Kararı ile karar verilmiştir. Söz konusu serbest tüketici limitine karşılık gelen teorik piyasa açıklığı yaklaşık %84 olarak tahmin edilmektedir. Yıllar itibarıyla serbest tüketici limiti ve karşılık gelen piyasa açıklık oranı Şekil 6'da verilmiştir.

Şekil 6: Serbest Tüketici Limiti ve Piyasa Açıklık Oranı



Teorik piyasa açıklık oranının yüksek olmasına karşın, serbest tüketici hakkını kullanan tüketicilerin toplam tüketimdeki payı sınırlı olmuştur. Serbest tüketicilerin toplam tüketimi 65,6 TWh olup bu miktar toplam tüketimin yaklaşık olarak %27'sine karşılık gelmektedir.

8. Arz Güvenliği

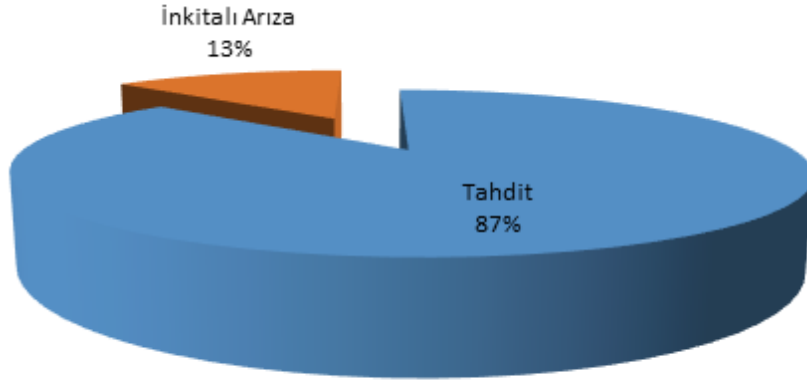
2013 yılı içerisinde iletim seviyesinde meydana gelen kesintiler nedeniyle tüketilemeyen tahmini enerji miktarı 365 GWh'tır. Kesintilerin %13'lük kısmı iletim seviyesinde meydana gelen inkitalı arızalar¹ nedeniyle meydana gelirken geriye kalan kesintiler tahditler² nedeniyle oluşmuştur.

¹ Elektrik sisteminde kesintiye neden olan arıza

² Sistemdeki yükün, sistem işletmecisinin talimatıyla sınırlandırılması



Şekil 7: Kesinti Nedenlerinin Dağılımı (%)



Bu çerçevede arz güvenliğinin geliştirilmesine yönelik olarak kaynak çeşitliliğinin arttırılmasına ihtiyaç duyulmaktadır. Yatırımcıların arz sıkıntısı olan dönemlerde üretim yapabilmek amacıyla kömür ve linyit gibi tedarik çeşitliliği olan ve emre amade kapasiteleri yüksek olan kaynaklara yatırım yapmaları beklenmektedir. Bu şekilde hem arz güvenliğinin gelişeceği hem de fiyat atlamalarının azalacağı tahmin edilmektedir.

2013 yılında 6.000 MW'a yakın ilave kapasite girişi olmakla beraber puant talepte artış olmamış hatta düşüş gerçekleşmiştir.

İletim şebekesi arızaları nedeniyle sisteme verilemeyen tahmini toplam enerji miktarı %0,02 seviyesindedir. Arızalar nedeniyle oluşan kesintiler özellikle Ocak ayında yüksek gerçekleşmiştir.

Türkiye elektrik sisteminin ENTSO-E ile senkron paralel olması ile beraber, sistemimizden 800 MW civarında Sekonder Frekans Kontrolü (SFK) kapasitesi tutulması talep edilmektedir. Bu çerçevede talep edilen kapasiteyi sağlayabilecek kapasitenin mevcut olduğu anlaşılmaktadır.

9. İletim

İletim sistemi kayıp kaçak (İSKK) oranı sistemdeki talep, yük akışları, sıcaklık ve yatırımlara bağlı olarak değişmektedir. Yıllar itibariyle İSKK'da düşüş olduğu görülmektedir.

10. Dağıtım

2013 yılı itibariyle dağıtım şirketlerinin bölgelerindeki toplam tüketici sayısı 36.861.757 olarak gerçekleşmiş olup, bu tüketicilerin toplam tüketimleri 146,4 GWh olarak gerçekleşmiştir.

Dağıtım özelleştirmelerinin önemli hedeflerinden bir tanesi de kayıp kaçak oranlarının azaltılmasıdır. En yüksek kayıp kaçak oranlarına Dicle ve Vangölü bölgeleri sahiptir. **Dağıtım şirketlerinin yarıya yakını kendilerine hedef olarak verilen kayıp kaçak oranından daha düşük orana sahiptir.**

2013 yılı için toplam 1,7 milyar TL yatırım EPDK tarafından onaylanmıştır. Bütün uygulama dönemi için ise 8,6 milyar TL onaylanmıştır.

İlgili uygulama dönemi için tüm Görevli Tedarik Şirketleri için yaklaşık 307 milyon TL onaylanmış olup, bunun yaklaşık olarak 44 milyon TL'si 2013 yılı için onaylanmıştır.

İÇİNDEKİLER



KISALTMALAR TABLOSU	15
MEVZUAT	16
1. 2 YÖNETMELİKLER	18
2 ÜRETİM, TÜKETİM VE LİSANSLAR	18
2.1 Genel tablo	18
2.2 Üretim ve Tüketim	19
2.3 Lisanslar	22
3. TOPTAN SATIŞ PİYASASI	23
3.1 Gün Öncesi Piyasası	23
3.2 Dengeleme Güç Piyasası	26
3.3 İkili anlaşmalar Piyasası	31
3.4 İthalat-İhracat	31
3.5 YEK Destekleme Mekanizması (YEKDEM)	34
3.6 Lisanssız Elektrik Üretimi	37
4. REKABET	38
4.1 Arz Tarafı	38
4.2 Talep Tarafı	38
5. ARZ GÜVENLİĞİ	42
5.1 Uzun Dönem Arz Güvenliği	44
5.1.1. Temel Yakıtlara Erişim	44
5.1.2. Üretim Yeterliliği	46
5.1.3. Pazar Yeterliliği	46
5.1.4. Şebeke Yeterliliği	47
5.2 Kısa Dönem Arz Güvenliği	48
5.3 Değerlendirme	48
6. İLETİM	49
6.1 Tarifeler	49



6.2 Kayıplar ve Yatırım Miktarı	50
7. DAĞITIM ve GÖREVLİ TEDARİK ŞİRKETLERİ	51
7.1 Özelleştirme Süreci	51
7.2 Tüketici Sayıları	51
7.3 Kayıp Kaçak Oranları	52
7.4 Onaylanan Dağıtım ve Görevli Tedarik Şirketi Yatırım Tutarları	53



Şekiller Listesi

Şekil 2-1: Üretim ve Tüketimin Değişimi(GWh)	19
Şekil 2-2: Puant ve Enerji Talebindeki Değişimin Gelişimi(%)	19
Şekil 2-3: Üretimin Kuruluşlara Dağılımı(%)	20
Şekil 2-4: Üretimin Kamu Özel Olarak Gelişimi(%)	20
Şekil 2-5: Üretimin Kaynaklara Dağılımı(%)	21
Şekil 2-6: Kurulu Gücün Yakıtlara Dağılımı(%)	21
Şekil 2-7: Kurulu Gücün Kuruluşlara Dağılımı(%)	22
Şekil 3-1: Gün Öncesi Piyasası Tertiplenmiş Fiyat Eğrisi (TL/MWh)	24
Şekil 3-2: GÖP'te En Yüksek Fiyatın Gerçekleştiği 50 saat (TL/MWh)	24
Şekil 3-3: Gün Öncesi Piyasası Aylık Ortalama Gün Öncesi Fiyatları (TL/MWh)	25
Şekil 3-4: Türkiye Ortalama Saatlik Tüketim (MWh)	26
Şekil 3-5: Gün Öncesi Piyasasında 2012 ve 2013 Yıllarında Oluşan Aylık Hacimler (TWh)	26
Şekil 3-6: Dengeleme Güç Piyasası Tertiplenmiş Fiyat Eğrisi (TL/MWh)	27
Şekil 3-7: DGP'de En Yüksek Fiyatın Gerçekleştiği 50 saat (TL/MWh)	27
Şekil 3-8: Dengeleme güç Piyasası Aylık Fiyatlar(TL/MWh)	28
Şekil 3-9: Dengeleme Güç Piyasasında Oluşan Aylık Hacimler	29
Şekil 3-10: Dengeleme Güç Piyasasında Verilen Talimat Hacimlerin Oranları	29
Şekil 3-11: Talimat Ek Maliyetlerinin Aylık Gelişimi (TL)	30
Şekil 3-12: Sıfır Bakiye Düzeltme Bileşeninin Yıllar İtibariyle Gelişimi (TL)	30
Şekil 3-13: İkili Anlaşma Hacimleri(TWh)	31
Şekil 3-14: Aylık İthalat ve İhracat (GWh)	31
Şekil 3-15: 2013 yılı Türkiye İthalatının Ülkelere Dağılımı (%)	32
Şekil 3-16: 2013 yılı Türkiye İhracatının Ülkelere Dağılımı (%)	32
Şekil 3-17: Enterkonneksiyon Kapasite İhaleleri Fiyatları (€/MW)	32
Şekil 3-18: TEİAŞ Tarafından Sunulan Kapasite (MW)	33
Şekil 3-19: Sunulan ve Tahsis Edilen Kapasite (MW)	33
Şekil 3-20: YEKDEM Katılımcı Sayısının Dağılımı(%)	34
Şekil 3-21: YEKDEM Kurulu Güç Dağılımı (%)	35



Şekil 3-22: YEKDEM Üretiminin Aylık Gelişimi (GWh)	35
Şekil 3-23: YEKDEM Üretimi Dağılımı (%)	36
Şekil 3-24: YEKDEM ve GÖP Fiyatlarının 2013 Yılı Ortalaması (kr./kWh)	36
Şekil 3-25: YEKDEM ve GÖP Fiyatlarının Aylık Gelişimi (TL/MWh)	37
Şekil 4-1: Serbest Tüketici Limiti ve Piyasa Açıklık Oranı	39
Şekil 4-2: Serbest Tüketici Sayısı	39
Şekil 4-3: Aralık 2013 itibariyle Serbest Tüketici Sayısının Dağıtım Bölgelerine Dağılımı	40
Şekil 4-4: Serbest Tüketicilerin Aylık Tüketimleri (TWh)	40
Şekil 4-5: Serbest Tüketicilerin Tüketimlerinin Dağıtım Şirketlerine Dağılımı (GWh)	41
Şekil 4-6: Tedarikçisini Değiştiren Serbest Tüketicilerin Toplam Tüketimi (GWh)	41
Şekil 4-7: Tedarikçisini Değiştiren Serbest Tüketici Adeti	42
Şekil 5-1: Arz Güvenliğinin Unsurları	43
Şekil 5-2: Kesinti Nedenlerinin Dağılımı (%)	43
Şekil 5-3: Tahditten Etkilenen Enerji Miktarı (MW*saat)	44
Şekil 5-4: Yıllık Su Geliri ve Değişimi	44
Şekil 5-5: Aylık Su Geliri	45
Şekil 5-6: Emre Amade Kapasite ve Rezerv Kapasite (MW)	45
Şekil 5-7: Devreye Alınan Kapasite ve Puant Talep Artışı	46
Şekil 5-8: Tahditler ve Fiyatlar	47
Şekil 5-9: İletim Şebekesi Arızaları Nedeniyle Meydana Gelen Kesintiler	47
Şekil 5-10: Maksimum SFK Rezerv Miktarı (MW)	48
Şekil 6-1: Bölgesel İletim Sistem Kullanım Tarifeleri	50
Şekil 6-2: İletim Sistemi Kayıp Kaçak Oranı (%)	50
Şekil 7-1: Dağıtım Şirketleri Tüketim Miktarı ve Abone Sayıları	51
Şekil 7-2: Abone Sayıları ve Tüketimler	52
Şekil 7-3: Gerçekleşen ve Hedef Kayıp Kaçak Oranları (%)	53
Şekil 7-4: Hedeflenen ve Gerçekleşen Kayıp Kaçak Oranları Farkı (%)	53
Şekil 7-5: 2013 Yılı Dağıtım Şirketleri Onaylanan Yatırım Tutarı	54
Şekil 7-6: 2013 Yılı Görevli Tedarik Şirketleri Onaylanan Yatırım Tutarı	55



KISALTMALAR TABLOSU

DGP	: Dengeleme Güç Piyasası
EPDK	: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
EPIAŞ	: Enerji Piyasası İşletim A.Ş.
EÜAŞ	: Elektrik Üretim A.Ş.
ETKB	: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
GİP	: Gün İçi Piyasası
GÖP	: Gün Öncesi Piyasası
GTŞ	: Görevli Tedarik Şirketi
KEYALM	: Kabul Edilen ve Yerine Getirilmiş Yük Alma Teklifi Miktarı
KEYATM	: Kabul Edilen ve Yerine Getirilmiş Yük Atma Teklifi Miktarı
PMUM	: Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi
PTF	: Piyasa Takas Fiyatı
SFK	: Sekonder Frekans Kontrolü
SMF	: Sistem Marjinal Fiyatı
Yİ	: Yap İşlet
YİD	: Yap İşlet Devret
TEİAŞ	: Türkiye Elektrik İletim A.Ş.
TETAŞ	: Türkiye Elektrik Toptan Satış A.Ş.
YEKDEM	: Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması

Bu bölüm 2013 yılı içerisinde birincil ve ikincil mevzuatta yapılan değişiklikleri içermektedir. 2013 yılı içerisinde yapılan değişikliklerle 20/2/2001 tarihli ve 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu, Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK)'nın Teşkilat ve Görevleri Hakkında Kanun haline getirilmiştir. Bahsi geçen değişiklik 14/03/2013 tarihli ve 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ile yapılmıştır. Söz konusu değişiklik ile birçok yönetmelikte de değişikliğe gidilmesi ihtiyacı hasıl olmuştur.

6446 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu

Yeni Elektrik Piyasası Kanunu ile piyasaya ilişkin birçok temel konuda düzenleme yapılmıştır. Bunların başında lisanslama sürecinin daha etkin bir şekilde işleyebilmesi için önlisans sisteminin getirilmesi sayılabilir. Bu düzenleme ile yatırımcıların önlisans sürecince gerekli izinleri almalarının ardından üretim lisansı için başvuruda bulunmaları öngörülmüştür. Önlisans döneminde başvuru sahibi tüzel kişinin ortaklık yapısında herhangi bir değişiklik yapılamamaktadır. Bu süreçte başvuru sahibinin projeye ilişkin yasal izinleri ve süreçleri tamamlaması gerekmektedir.

Ayrıca Kanunda piyasa faaliyetleri tekrar tanımlanmıştır. Organize toptan satış piyasası işletilmesine ilişkin olarak piyasa işletim faaliyeti ve bu faaliyeti yerine getirmek üzere Piyasa İşletim Lisansı getirilmiştir.

Bu Kanun hükümleri uyarınca lisans almak koşuluyla yürütülebilecek faaliyetler ve lisanslar Tablo 1'te gösterilmiştir.

Tablo 1: Lisanslar ve İlgili Piyasa Faaliyetleri

Üretim Lisansı	Üretim faaliyeti
	İhracat faaliyeti
Tedarik Lisansı	Toptan satış faaliyeti
	Perakende satış faaliyeti
	İthalat faaliyeti
	İhracat faaliyeti
İletim Lisansı	İletim faaliyeti
OSB Üretim Lisansı	OSB Üretim faaliyeti
OSB Üretim Lisansı	OSB Dağıtım faaliyeti
Dağıtım Lisansı	Dağıtım faaliyeti
Piyasa İşletim Lisansı	Piyasa işletim faaliyeti

Kanunda 4628 sayılı Mülga Elektrik Piyasası Kanununda yer almayan önemli değişiklikler özetle şu şekilde sıralanabilir:

- İletim ve dağıtım tesisleri arasındaki mülkiyet sınırları daha net olarak belirlenmiştir.
- Gün Öncesi Piyasasının işletimi faaliyetinin Türkiye Elektrik İletim A.Ş.(TEİAŞ) bünyesindeki Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi(PMUM)'nden alınarak, Enerji Piyasaları İşletme A.Ş.(EPIAŞ) bünyesinde yürütülmesi öngörülmüştür. Finansal piyasaların ise Borsa İstanbul bünyesinde işletilmesine karar verilmiştir. Kurum tarafından EPIAŞ'ın teşkilat yönetmeliği ve ana sözleşmesi hazırlanmıştır.
- Elektrik üretim tesisleri için önlisans uygulaması getirilmiştir.



- Lisanssız elektrik üretimi ile ilgili yeni sınırlar belirlenmiştir.
- Toptan satış ve perakende satış faaliyeti için daha önce alınması gereken toptan satış ve perakende satış lisansları yerine söz konusu faaliyetler için tek bir tedarikçi lisansı alınması uygulaması getirilmiştir.
- Otoprodüktör lisansı sahiplerine üretim lisansı verilerek otoprodüktör lisansı uygulaması kaldırılmıştır.
- Kurumumuzca yapılan kamulaştırma işlemleri Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi(TEDAŞ) ve Maliye Bakanlığına devredilmiş, Kurumumuza bu konuda uygun görülmesi halinde kamu yararı kararı verilmesi görevi verilmiştir.

Lisanssız elektrik üretimine ilişkin olarak Kanunda, daha önce mülga 4628 sayılı Kanunda sayılanlara ilave olarak 4 yeni sınıf daha eklenmiştir:

- 1- İmdat grupları,
- 2- Belediyelerin katı atık tesisleri ile arıtma tesisi çamurlarının bertarafında kullanılmak üzere kurulan elektrik üretim tesisleri,
- 3- Ürettiği enerjinin tamamını iletim veya dağıtım sistemine vermeden kullanan, üretimi ve tüketimi aynı ölçüm noktasında olan, yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesisleri,
- 4- Sermayesinin yarısından fazlası belediyeye ait olan tüzel kişilerce, belediyeler tarafından işletilen su isale hatları ile atık su isale hatları üzerinde kurulacak üretim tesisleri.

Ayrıca mülga 4628 sayılı Kanunda yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesisleri için belirlenen azami beş yüz kilovatlık kurulu güç yerine azami bir megavat kapasite belirlenmiştir.

Mülga 4628 sayılı Kanunda TEİAŞ bünyesinde faaliyet gösteren PMUM tarafından işletilen Gün Öncesi Piyasasının işletilmesi için yeni Kanunda ayrı bir şirket olan EPIAŞ'ın kurulması öngörülmüştür. İleride devreye alınacak Gün-içi Piyasası da EPIAŞ'ın içerisinde yer alacaktır. Bununla beraber elektrik ticaretine ilişkin finansal piyasalar Borsa İstanbul tarafından işletilecektir. Uzlaştırma işlemleri EPIAŞ gerekli sistemlerini kurana kadar bir süre daha PMUM tarafından yapılmaya devam edecektir.



1.2 YÖNETMELİKLER

Kanunda yapılan değişiklikle beraber birçok yönetmelikte de değişikliğe gidilmesi ihtiyacı hasıl olmuştur. Bir kısım yönetmelikler birleştirilerek yeni yönetmelikler hazırlanmıştır. 2013 yılında değişiklik yapılan veya yeniden düzenlenen yönetmelikler Tablo 2’te yer almaktadır:

Tablo 2: 2013 Yılında Değişiklik Yapılan veya Yeniden Düzenlenen Yönetmelikler

Tarihi	Sayısı	Yönetmelik Adı
09.10.2013	28790	Elektrik Dağıtım ve Perakende Satışına İlişkin Hizmet Kalitesi Yönetmeliğinde Değişiklik Yapılmasına Dair Yönetmelik
05.01.2013	28519	Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliğinde Değişiklik Yapılmasına İlişkin Yönetmelik
15.03.2013	28588	Elektrik Enerjisi Talep Tahminleri Hakkında Yönetmelikte Değişiklik Yapılmasına İlişkin Yönetmelik
04.05.2013	28637	Elektrik Piyasasında İnşaatına Başlamış Olan Tesislere Yeni Üretim Lisansı Verilmesi Hakkında Yönetmelik
02.08.2013	28726	Elektrik Piyasasında Dağıtım ve Tedarik Lisanslarına İlişkin Tedbirler Yönetmeliği
01.10.2013	28782	Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Belgelendirilmesi ve Desteklenmesine İlişkin Yönetmelik
02.10.2013	28783	Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmelik
06.12.2013	28843	Rüzgar ve Güneş Enerjisine Dayalı Üretim Tesisi Kurmak Üzere Yapılan Önlisans Başvurularına İlişkin Yarışma Yönetmeliği

ÜRETİM, TÜKETİM VE LİSANSLAR

Bu bölümde 2013 yılı üretim, tüketim, ithalat ve ihracat verileri ile Kurumumuz tarafından verilen lisanslara ilişkin değerlendirmeler yer almaktadır. Ayrıca söz konusu verilerin yıllar itibariyle değişimine ilişkin tespitlerde bulunulmuştur.

2.1 Genel tablo

Tablo 21’de 2013 yılı itibariyle üretim ve tüketime ilişkin veriler geçtiğimiz yıllardaki değerler ile birlikte gösterilmiştir.

Tablo 21: Genel Üretim ve Tüketim

	Birim	2011	2012	2011-2012 (% Değişim)	2013	2012-2013 (% Değişim)
Kurulu Güç	MW	52.911	57.059	7,8	64.007	12,2
Puant Talep	MW	36.122	39.045	8,1	38.274	-2,0
Üretim	GWh	229.395	239.497	4,4	240.154	0,3
İthalat	GWh	4.556	5.827	27,9	7.429	27,5
İhracat	GWh	3.645	2.954	-19,0	1.226	-58,5
Tüketim	GWh	230.306	242.370	5,2	246.356	1,6

Tablo 2-1’de görüldüğü üzere 2012 yılına kıyasla 2013 yılında üretim ve tüketim sırasıyla %0,3 ve %1,6 oranlarında artmıştır. Geçmiş beş yıl ortalamalara bakıldığında tüketimdeki ve puant talepteki değişimin her ikisinin de yıllık ortalama % 5,6 seviyesinde olduğu görülmektedir. Önceki beş yıl ile karşılaştırıldığında artış oranında önemli miktarda düşüş gerçekleştiği görülmektedir.



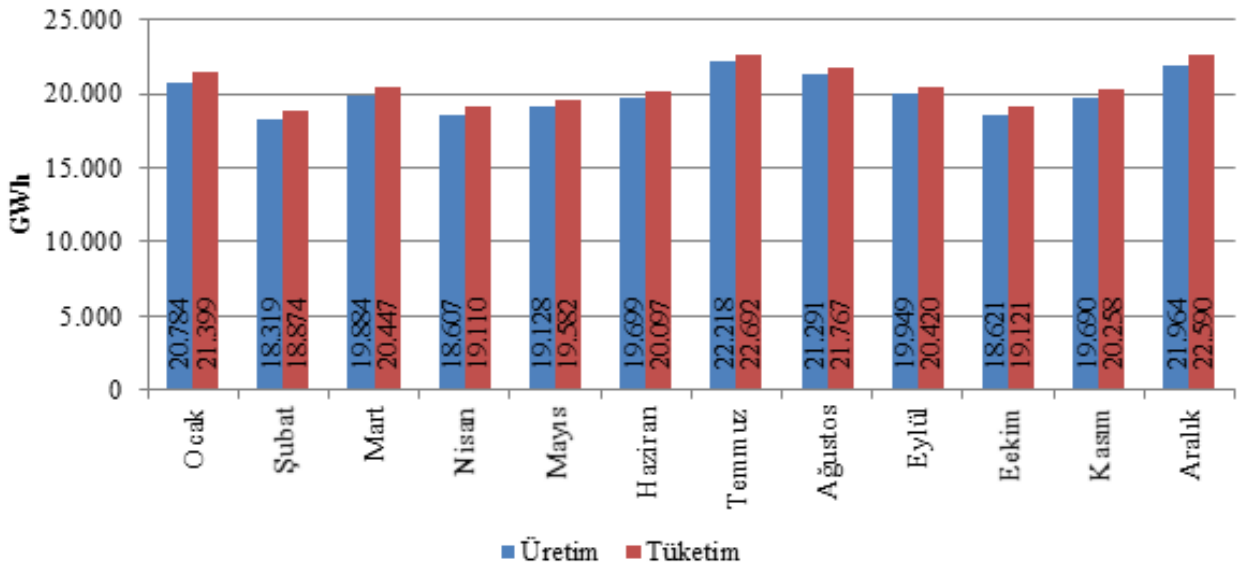
Buna karşın kurulu güçte artış devam etmiş ve kurulu güç %12,2'lik bir artış ile 64.007 MW'a ulaşmıştır.

İthalatta önceki senelerde başlayan artış aynı şekilde devam etmiştir. İthalat bir önceki yıla göre %27,5 artış göstererek yaklaşık 7,5 GWh'a ulaşmıştır. Öte yandan ihracatta ise düşüş artarak devam etmiştir. Önceki yılda yaklaşık beşte bir oranında bir düşüş görülürken, 2013 yılında bir önceki yıla göre yaklaşık %60 oranında düşüş gerçekleşmiş ve 1,2 GWh'a kadar gerilemiştir.

2.2 Üretim ve Tüketim

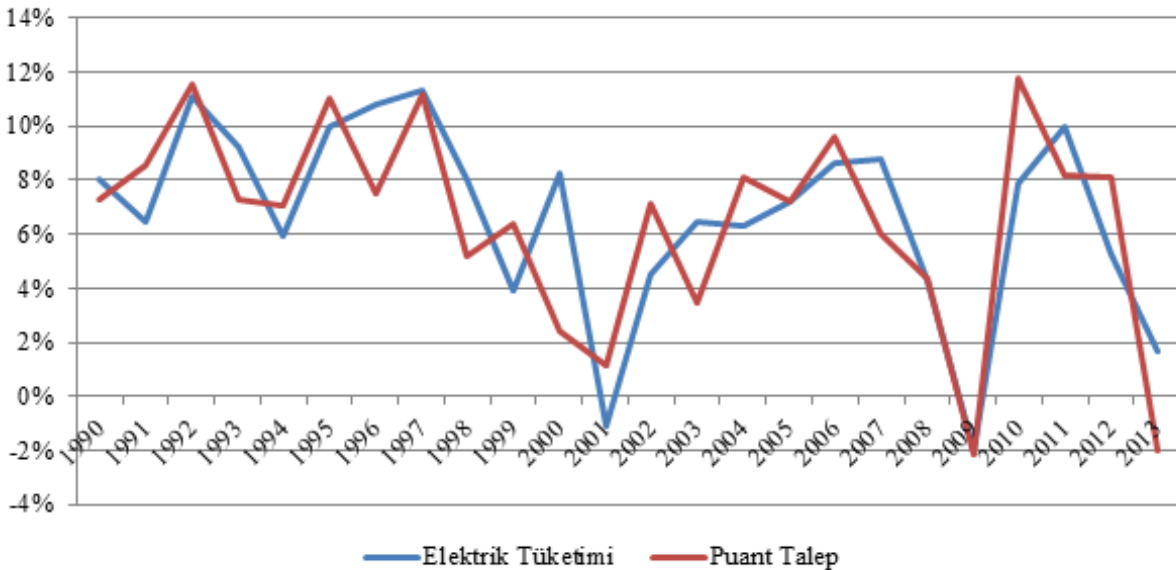
İthalat ve ihracat değerlerinin üretim ve tüketim oranlarının düşük olması nedeniyle üretim ve tüketim değerleri birbirlerine yakın gerçekleşmektedir. Şekil 21'de üretim ve tüketimin aylık değişimi gösterilmektedir.

Şekil 2-1: Üretim ve Tüketimin Değişimi(GWh)



Yıllar itibariyle puant ve enerji talebinin değişimi Şekil 2-2'de gösterilmiştir.

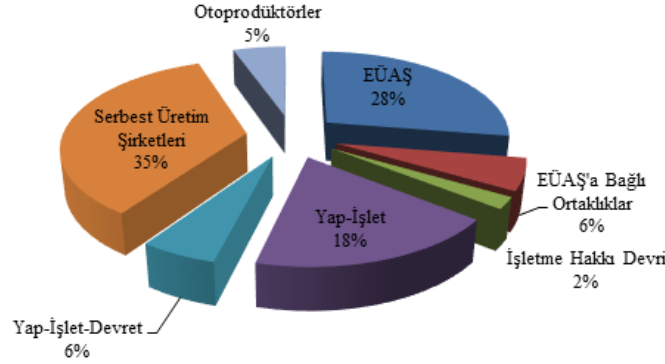
Şekil 2-2: Puant ve Enerji Talebindeki Değişimin Gelişimi(%)





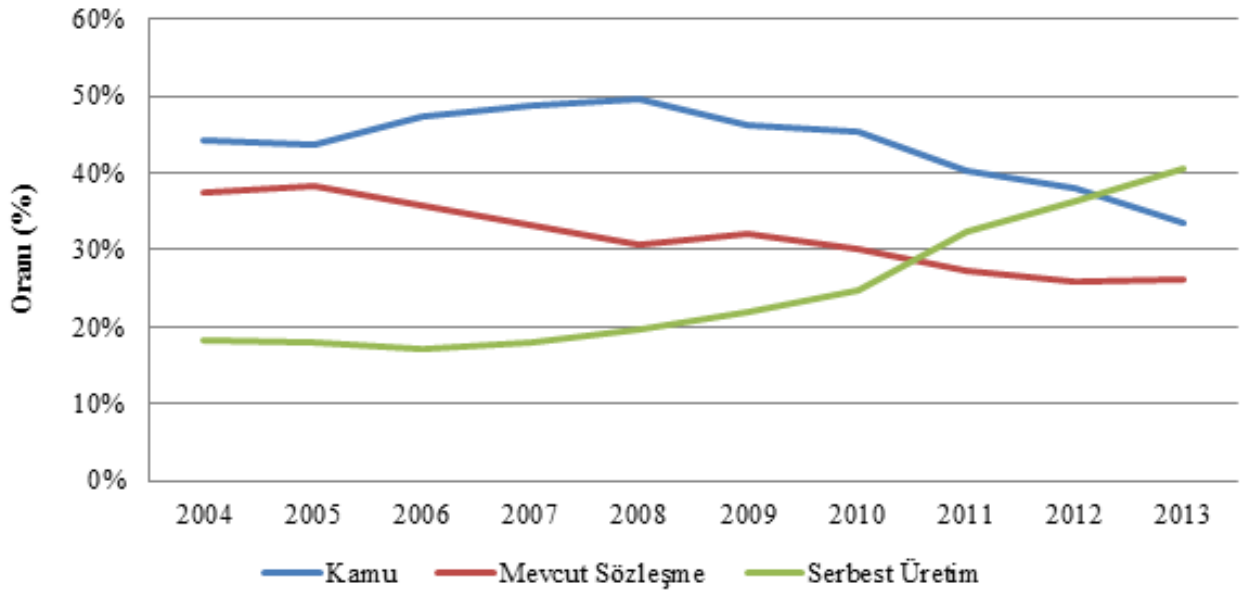
Puant ve enerji talebinin genel olarak birbirlerine paralel değiştiği, aynı zamanda dalgalı bir seyir izlediği görülmektedir. Öte yandan son on yılda ortalama puant ve enerji talebindeki büyüme değerlerinin %6'ya yakın olduğu görülmektedir.

şekil 2-3: Üretim Kuruluşlara Dağılımı(%)



şekil 23'te Türkiye üretiminin kuruluşlara dağılımı gösterilmektedir. şekilde grldğu üzere, Elektrik retim A.ř.(EüAş), bağlı ortaklıkları ile birlikte %34'lk bir paya sahiptir. Mevcut sözleşmeler kapsamında alınan toplam enerjinin üretimdeki oranı %26 olarak gerekleşmiştiş. Bu durumda 2013 yılı itibariyle piyasada üretimde kamunun üretimdeki toplam payı %60 olarak gerekleşmiştiş. Piyasada serbest üretim payı ise %40 olarak gerekleşmiştiş.

şekil 2-4: Üretim Kamu zel Olarak Gelişimi(%)

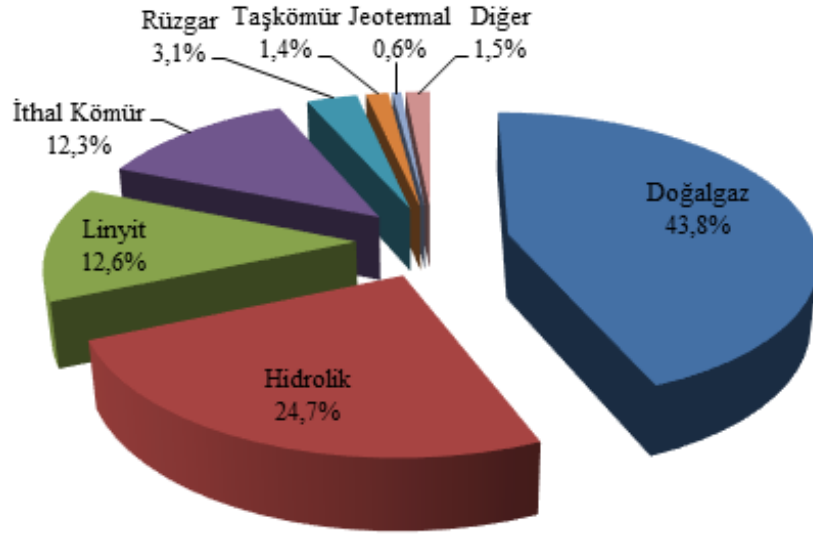


Benzer biimde, şekil 24'te üretim yılları itibariyle gelişimi gösterilmektedir. Serbest retim payı 2006 yılından itibaren istikrarlı bir şekilde artarken, mevcut sözleşmelerin payı azalmaktadır. Piyasada kamu ve mevcut sözleşmeler dışında faaliyet gösteren serbest üretim şirketleri tarafından üretilen enerjinin oranı yılları itibariyle artmaktadır. 2011 yılında ilk defa, serbest üretim şirketlerinin ve otoprodktrlerin toplam rimi mevcut sözleşmeler kapsamında faaliyet gösteren santrallerin toplam üretimini gemiştiş.

Bu durum elektrik piyasasının ulaştığı nokta aısında olumlu bir göstergedir. Bu artışta marjinal fiyatlandırmanın kullanıldığı Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliğinin etkili olduğu değerlendirilmektedir. Söz konusu düzenleme ile beraber toptan satış piyasası fiyatları serbest bira-

kılmıştır. Sonuç olarak, serbest üretim şirketlerinin üretim ve yatırım miktarları yükselmiştir. Türkiye üretiminin kaynaklara göre dağılımı Şekil 25'te verilmiştir.

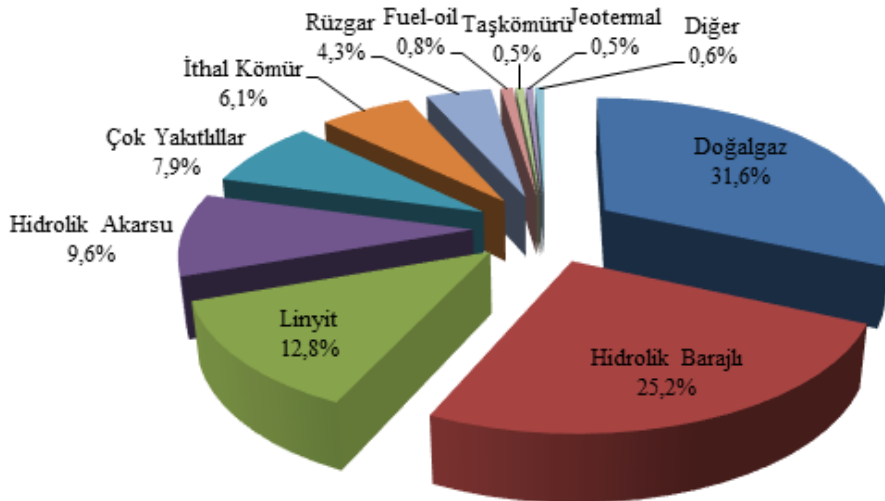
Şekil 2-5: Üretimin Kaynaklara Dağılımı(%)



Elektrik enerjisi üretiminde doğal gazın ağırlığı devam etmektedir. 2013 yılı itibariyle doğal gazın payı %43,8 olarak gerçekleşmiştir. Hidrolik, linyit ve ithal kömür santralleri ise sırasıyla %25, %13 ve %12 paya sahiptirler.

Kurulu gücün yakıt türlerine göre dağılımı Şekil 26'da gösterilmiştir. Yakıt türleri arasında en yüksek paya %32 ile doğal gaz sahiptir. Doğal gazı, %25 ile barajlı hidrolik santraller ve %13 ile linyit santraller izlemektedir. Yenilenebilir enerji kaynaklarının toplam kurulu güç içerisindeki payı %35 olarak gerçekleşmiştir.

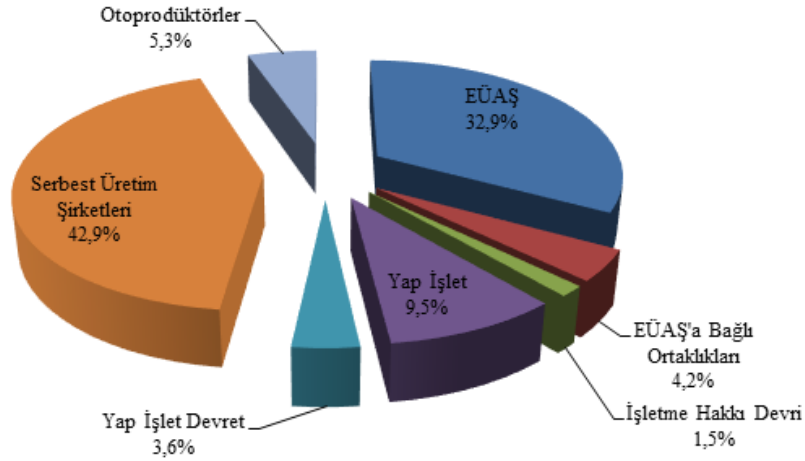
Şekil 2-6: Kurulu Gücün Yakıtlara Dağılımı(%)



Kurulu gücün kuruluşlara dağılımı Şekil 27'de gösterilmiştir. EÜAŞ ile EÜAŞ'ın Bağlı Ortaklık Santrallerinin toplam kurulu güçteki payı %37 olup, mevcut sözleşmeler kapsamında faaliyet gösteren santrallerin payı %15 seviyesindedir. Serbest piyasa koşullarında faaliyet gösteren serbest üretim şirketleri ile otoprodüktör santrallerinin toplam kurulu gücünün payı ise %48 olarak gerçekleşmiştir.



Şekil 2-7: Kurulu Gücün Kuruluşlara Dağılımı(%)



2.3 Lisanslar

EPDK tarafından üretim, otoprodüktör, iletim, dağıtım, tedarik, OSB dağıtım ve OSB üretim lisansları verilmektedir. 2013 yılında yürürlüğe giren yeni Elektrik Piyasası Kanunu ile beraber perakende satış ve toptan satış lisansları tedarik lisansı adı altında birleştirilmiştir. Otoprodüktör lisansları kaldırılarak otoprodüktör lisansı sahiplerine üretim lisansı verilmesi uygulaması getirilmiştir. **İletim lisansı**, iletim sisteminin sahibi ve işletmecisi olarak sadece TEİAŞ'a verilmiş olup, ayrıca piyasa işletim lisansı tanımlanmıştır, ancak EPIAŞ'ın kurulum aşamasında olması nedeniyle piyasa işletim lisansı henüz verilmemiştir. Şu ana kadar OSB üretim lisansı verilmemiştir. Kurumca verilen ve halen yürürlükte olan lisansların türlerine ve veriliş yıllarına göre dağılımı Tablo 22'de verilmiştir.

Tablo 2-2: Lisansların Yıllara ve Türlerine Göre Dağılımı (Adet)

Lisans Türü	Lisansın Verildiği Yıl (Lisans Sayısı-Adet)											2013 Yılı Sonu Lisans Sayısı (Adet)
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
İletim Lisansı	1									0	0	1
Dağıtım Lisansı				18		1	1	1		0	0	21
Parakende Satış Lisansı				1						20	0	21
Toptan Satış Lisansı	6	10	4	4	2	6	8	48	52	17	12	169
OSB Dağıtım Lisansı					57	48	13	8	11	5	3	145
Üretim Lisansı	97	51	49	79	157	187	150	106	300	230	88	1494
Otoprodüktör Lisansı	100	14	17	15	9	20	8	16	40	33	19	291
Toplam	204	75	70	117	225	262	180	179	403	305	122	2142

2013 yılı itibariyle üretim, otoprodüktör ve toptan satış lisans sayısında artışın miktarının düştüğü görülmektedir. Yürürlüğe giren yeni Elektrik Piyasası Kanunu ile beraber birçok yönetmelikte değişiklik yapılması ihtiyacı oluşmuş ve bu düzenlemelerin tamamlanmasının ardından lisanslama



süreci devam etmiştir. Elektrik üretimi amacıyla verilen lisansların kaynaklara dağılımı Tablo 23'te yer almaktadır.

Tablo 2-3: 2013 yılında Üretim Faaliyeti Kapsamında Verilen Lisansların Kaynak Türlerine Dağılımı

Kaynak / Yakıt Türü	Adet	Kurulu Güç (MWm)
Hidrolik	56	1.024,0
Doğal Gaz	23	1.941,7
Linyit	3	1.571,0
Kömür	7	167,8
Rüzgâr	3	2.015,8
Fuel-oil	1	43,0
Jeotermal	2	81,5
Diğer Termik	1	4,0
Çöp Gazı	4	7,0
Biyogaz	5	25,2
Biyokütle	2	16,5
Toplam	107	6.897,6

3. TOPTAN SATIŞ PİYASASI

Bu bölümde 2013 yılı itibariyle toptan satış piyasasında meydana gelen gelişmeler incelenmiş ve önceki yıllar ile birlikte değerlendirilmiştir. Bu çerçevede; Gün Öncesi Piyasası (GÖP) ve Dengeleme Güç Piyasasında (DGP) oluşan fiyatlar, hacimler ile verilen talimatlar sunulmuştur. Ayrıca piyasa yapısında meydana gelen değişiklikler açıklanmıştır.

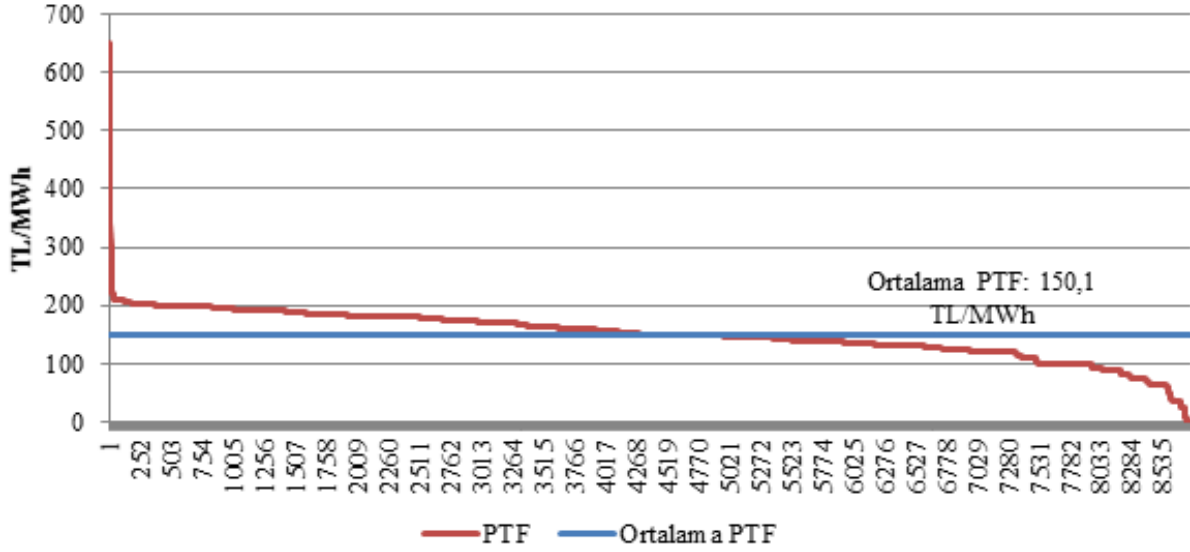
3.1 Gün Öncesi Piyasası

01/12/2011 tarihinden itibaren Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliğinin uygulanmasında son aşama olan Gün Öncesi Piyasası aşamasına geçilmiştir. Yeni piyasa yapısı ile beraber teminat mekanizması uygulamaya sokulmuş olup bu çerçevede, PMUM'a kayıtlı piyasa katılımcılarının, GÖP'te yapmış oldukları işlemlerden ötürü sisteme teminat yatırmaları gerekmektedir. Söz konusu düzenlemeye ek olarak, katılımcıların portföy oluşturmalarına imkan tanınmıştır. Son olarak, sistem kısıtlarının sistematik olarak devam etmesi durumunda, TEİAŞ'a kısıtları dikkate alarak bölgesel fiyatlandırmaya geçebilme imkanı sunulmuştur. 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ile EPIAŞ'ın kurulum çalışmaları başlamıştır. EPIAŞ'ın kurulması ile beraber GÖP ve Gün İçi Piyasasının (GİP) işletimi EPIAŞ bünyesinde yapılacaktır. Ayrıca uzlaştırma işlemleri de EPIAŞ tarafından yürütülecektir. DGP, TEİAŞ bünyesinde yer alan Milli Yük Tevzi Merkezi tarafından yürütülmeye devam edecektir.

2013 yılı itibariyle tertiplenmiş GÖP fiyatları, ortalama fiyat ile beraber Şekil 31'de verilmiştir.

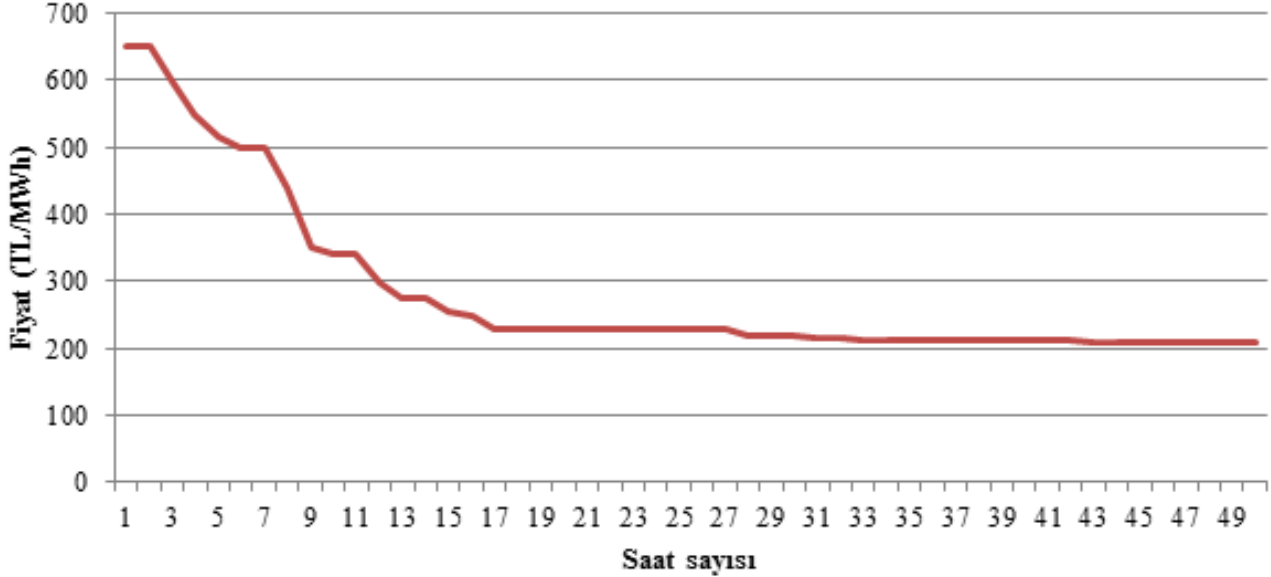


Şekil 3-1: Gün Öncesi Piyasası Tertiplenmiş Fiyat Eğrisi (TL/MWh)



Şekilde görüldüğü üzere fiyatlar genel olarak 100-200 TL/MWh aralığında seyretmekte olup, yılın çok kısıtlı bir zaman diliminde çok yüksek değerlere çıkmıştır. Nitekim Şekil 32'de görüldüğü üzere fiyat sadece 15 saat kadar 250 TL/MWh'in üzerinde gerçekleşmiş olup 30 saat içerisinde 200 TL/MWh'e yaklaşmıştır. GÖP'te oluşan fiyatın aritmetik ortalaması ise 150,1 TL/MWh olarak gerçekleşmiştir.

Şekil 3-2: GÖP'te En Yüksek Fiyatın Gerçekleştiği 50 saat (TL/MWh)



Fiyat en yüksek değeri olan 649,99 TL/MWh'e 13 Aralık 2013 tarihinde saat 16:00'da ulaşmıştır. Söz konusu dönemde doğal gaz kesintilerinden kaynaklanan elektrik kesintileri yaşanmıştır. PTF en düşük değeri olan 0 TL/MWh'e Tablo 4'te verilen tarihlerde düşmüştür:

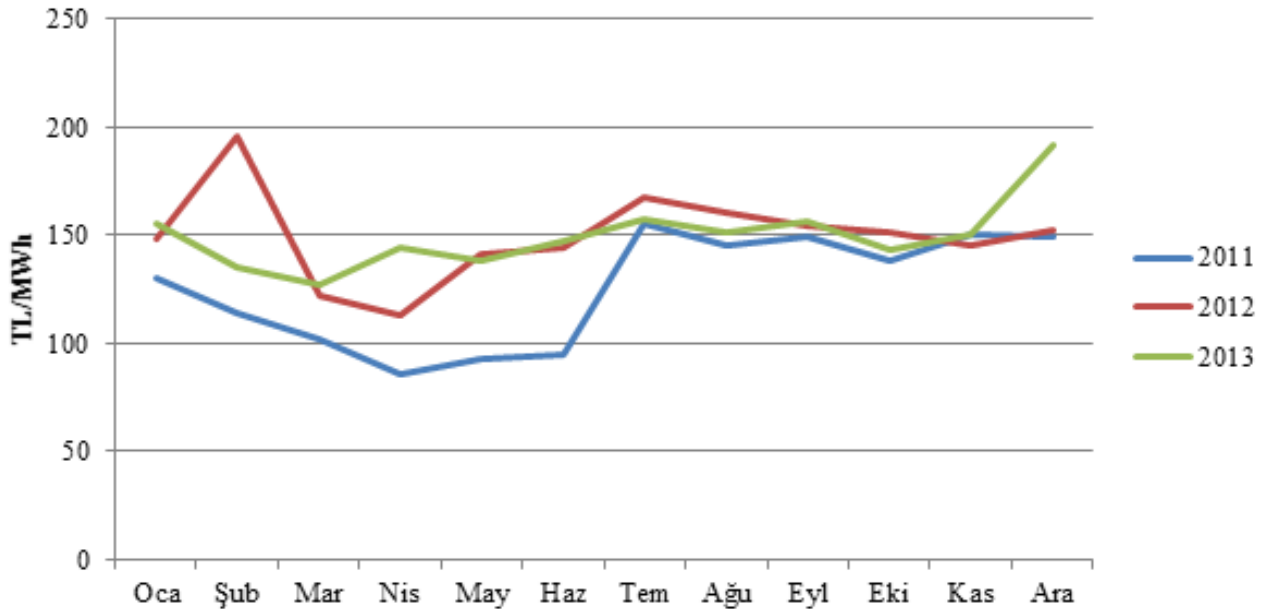


Tablo 4: PTF'nin Sıfır Çıktığı Tarihler

Tarih	Saat
31 Mart 2013	3
7 Ağustos 2013	6
9 Ağustos 2013	3
9 Ağustos 2013	4
9 Ağustos 2013	5
9 Ağustos 2013	5
9 Ağustos 2013	7

Tablo 4'te görüldüğü üzere fiyatlar özellikle talebin düştüğü gece saatlerinde düşmektedir.

Şekil 3-3: Gün Öncesi Piyasası Aylık Ortalama Gün Öncesi Fiyatları (TL/MWh)

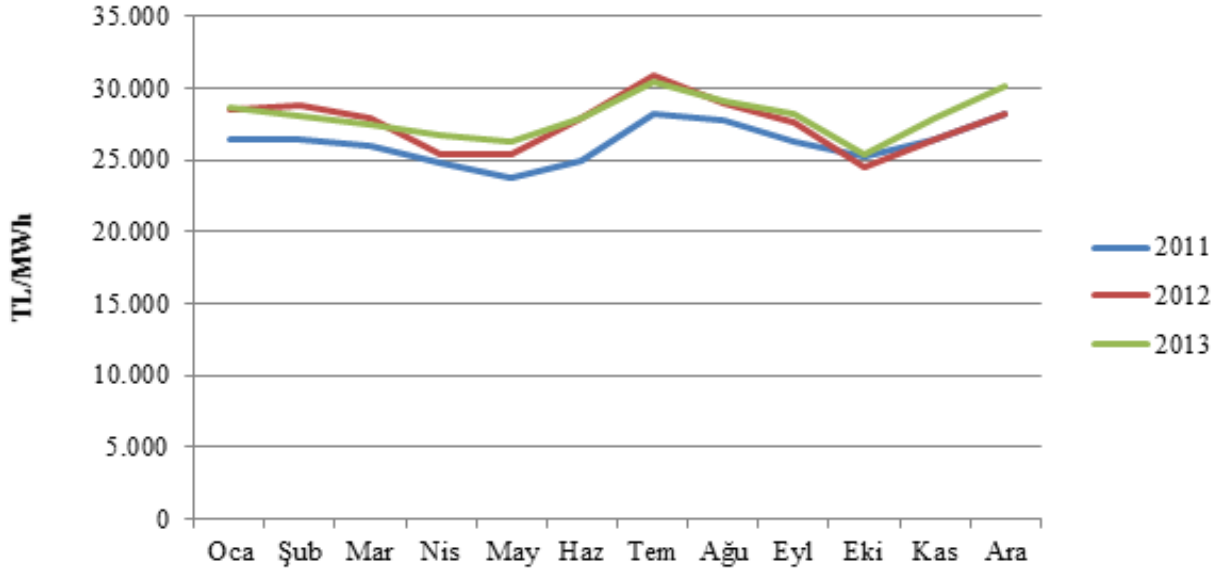


Yukarıdaki şekilde 2011, 2012 ve 2013 yıllarına ait aylık ortalama GÖP fiyatları görülmektedir. 2013 yılında ortalama aylık fiyat en düşük olarak Mart ayında gerçekleşmiş olup, en yüksek değerine ise Aralık ayında ulaşmıştır. Önceki yıllarda da benzer eğilimin olduğu görülmektedir. Ortalama saatlik tüketim aylar bazında, Şekil 34'te görüldüğü üzere, ilkbahar ve sonbahar aylarında havaların yumuşaması ile beraber düşmektedir. Ayrıca özellikle bahar aylarında meydana gelen yüksek yağışlarla beraber hidrolik santrallerin su gelirleri artmakta ve yılın en düşük fiyatları genel olarak bahar aylarında gerçekleşmektedir.

Öte yandan yaz aylarındaki klima tüketimleri, kış aylarındaki ısınma ve aydınlanma ihtiyacı nedeniyle elektrik talebi artmakta ve tüketim artışına paralel şekilde ortalama fiyatlarda da artış gözlenmektedir. Özellikle kış aylarında gerçekleşen doğal gaz kesintileri sebebiyle doğal gaz santralleri devre dışı kalmakta ve saatlik fiyatlar fiyat tavanına kadar yükselebilmektedir. 2012 Şubat ayı ile 2013 Aralık ayında gerçekleşen yüksek fiyatların sebebi doğal gaz arzında yaşanan kesintilerdir.

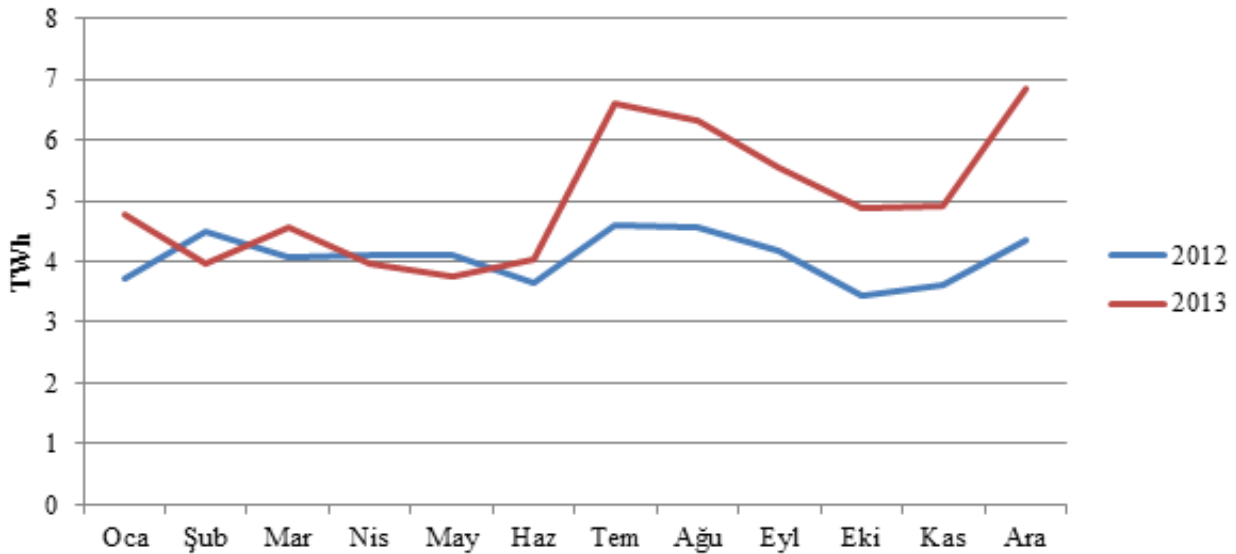


Şekil 3-4: Türkiye Ortalama Saatlik Tüketim (MWh)



Son iki yıla ilişkin hacimler ise Şekil 35'te verilmiştir. Genel olarak hacimler arasında bir paralellik görülmekle beraber özellikle 2013 yılının yaz aylarından itibaren 2012 yılının aynı dönemine nazaran hacimde önemli bir artış gerçekleşmiştir.

Şekil 3-5: Gün Öncesi Piyasasında 2012 ve 2013 Yıllarında Oluşan Aylık Hacimler (TWh)

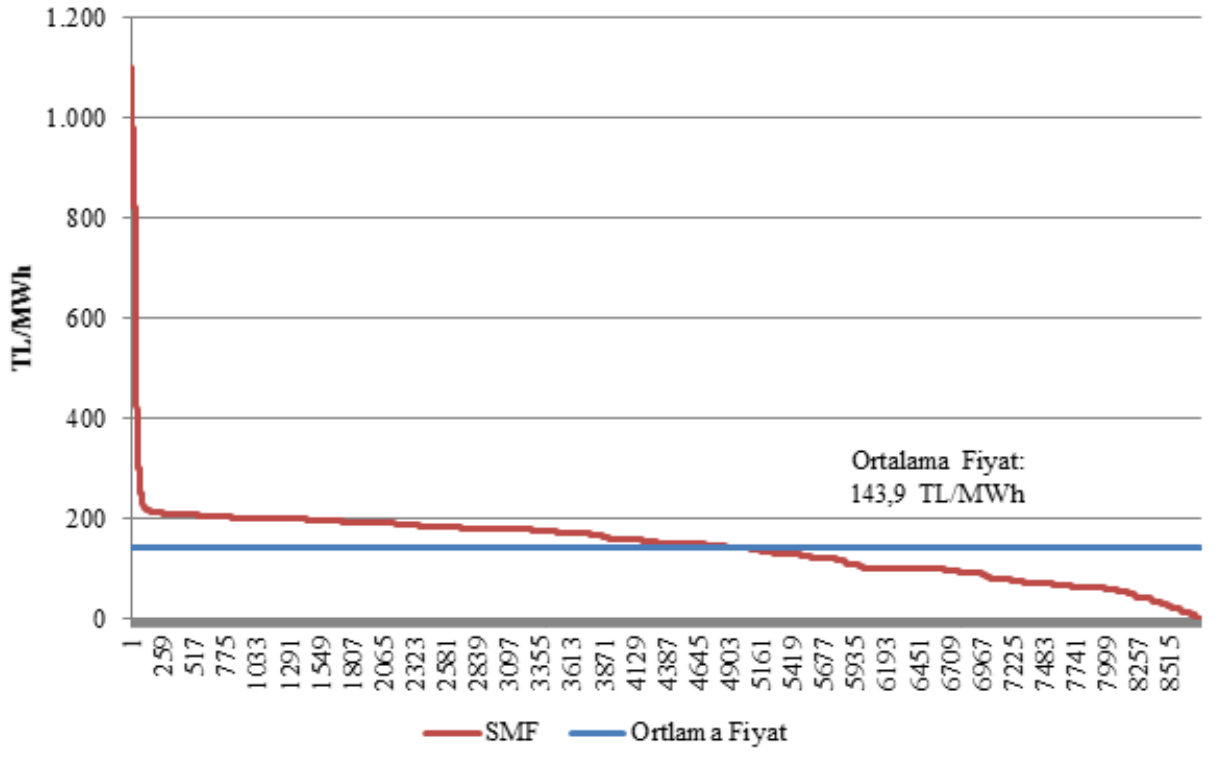


3.2 Dengeleme Güç Piyasası

Bu bölümde DGP'de oluşan fiyatların ve hacimlerin aylık gelişimine ilişkin veriler sunulmaktadır. 2013 yılında DGP'de oluşan fiyatlar tertiplenmiş bir şekilde aşağıda gösterilmiştir. DGP tertiplenmiş yük eğrisi GÖP'te oluşan fiyat eğrisine benzerlik göstermektedir ancak ondan çok daha yüksek fiyatlardan başlamaktadır.

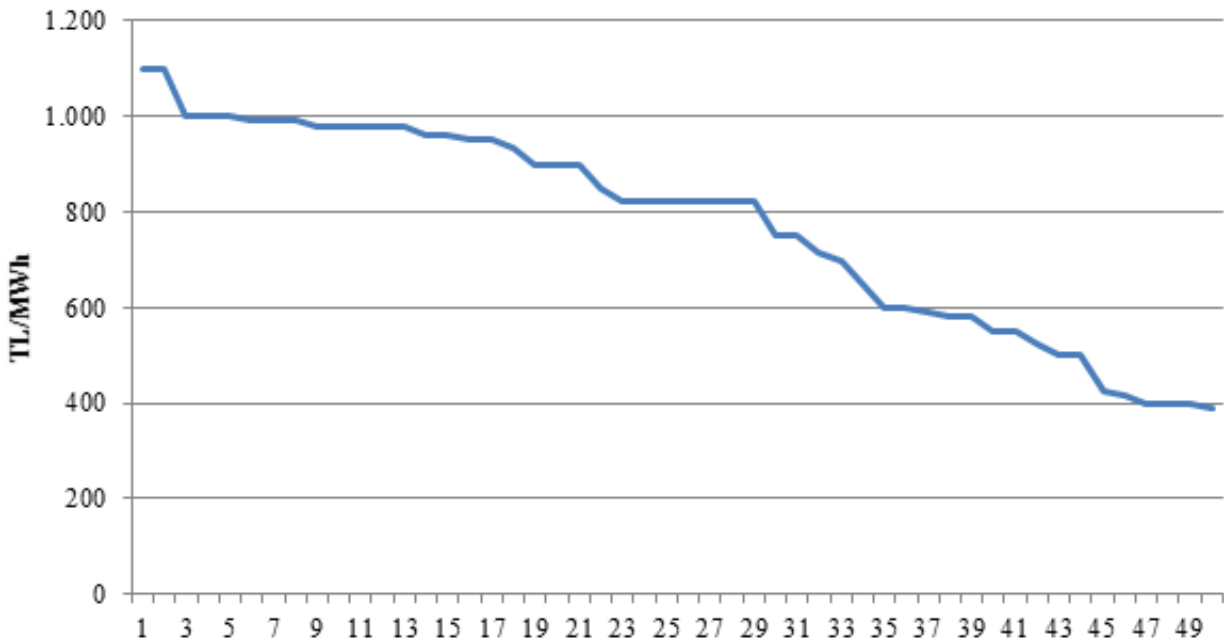


Şekil 3-6: Dengeleme Güç Piyasası Tertiplenmiş Fiyat Eğrisi (TL/MWh)



GÖP'te oluşan fiyatlara benzer şekilde DGP'de oluşan fiyatlar da genel olarak 100 ile 200 TL/MWh arasında gerçekleşmiştir. Aşağıdaki şekilde fiyatların en yüksek olduğu 50 saat gösterilmiştir. Fiyat en yüksek 1100 TL/MWh'a ulaşmış olup, 400 TL/MWh'ın üzerine 46 saat çıkmıştır. GÖP fiyatları ile karşılaştırıldığında elektrik kesintileri sırasında yaşanan fiyat atlamaları DGP'de çok daha belirgin bir şekilde görülmüştür. DGP'de fiyatın yıllık aritmetik ortalaması 143,9 TL/MWh olarak gerçekleşmiştir.

Şekil 3-7: DGP'de En Yüksek Fiyatın Gerçekleştiği 50 saat (TL/MWh)



En yüksek fiyat olan 1100 TL/MWh 12/12/2013 günü saat 17:00'de gerçekleşmiştir. Fiyat 2013 yılı boyunca 13 saat kadar 0 TL/MWh olarak gerçekleşmiştir. DGP'de fiyat en düşük değeri olan 0 TL/MWh'e aşağıdaki tarihlerde düşmüştür:

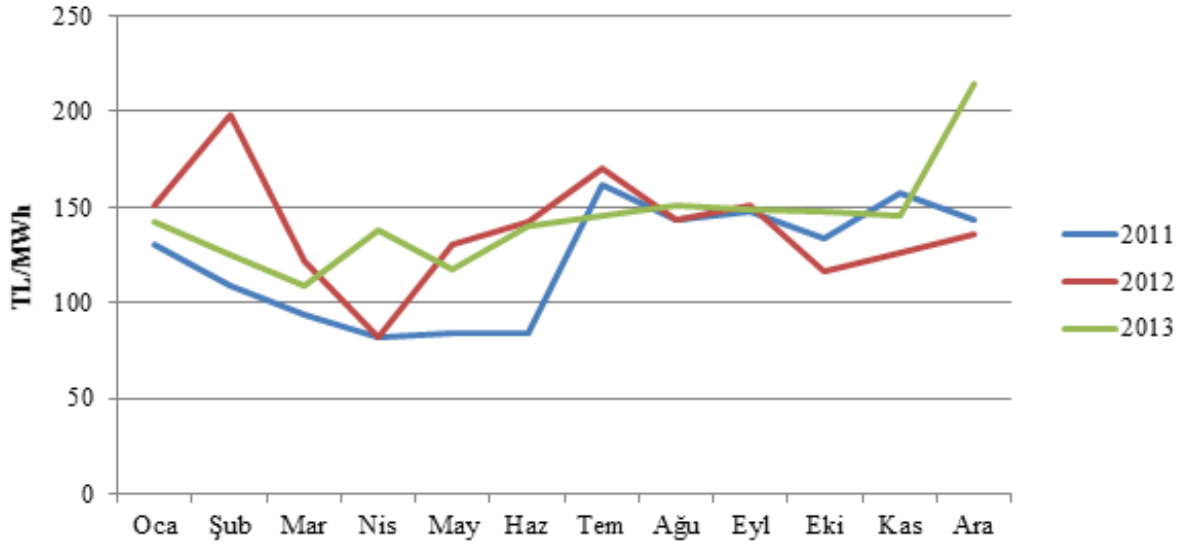


Tablo 5: SMF'nin Sıfır Çıktığı Saatler

Tarih	Saat
11 Ağustos 2013	6
1 Ocak 2013	4
8 Ağustos 2013	4
8 Ağustos 2013	6
8 Ağustos 2013	5
26 Mayıs 2013	6
31 Mart 2013	3
7 Ağustos 2013	6
9 Ağustos 2013	3
9 Ağustos 2013	4
9 Ağustos 2013	5
9 Ağustos 2013	6
9 Ağustos 2013	7

2013 yılında Dengeleme Güç Piyasasında oluşan aylık ortalama fiyatlar aşağıdaki şekilde gösterilmektedir. PTF'ye benzer şekilde, SMF en düşük olarak Mart ayında gerçekleşmiş olup, en yüksek değerine Aralık ayında ulaşmıştır. Aralık ayında önceki yıllara kıyasla fiyatların yükselmesinde yaşanan doğal gaz krizinin etkisi olduğu değerlendirilmektedir.

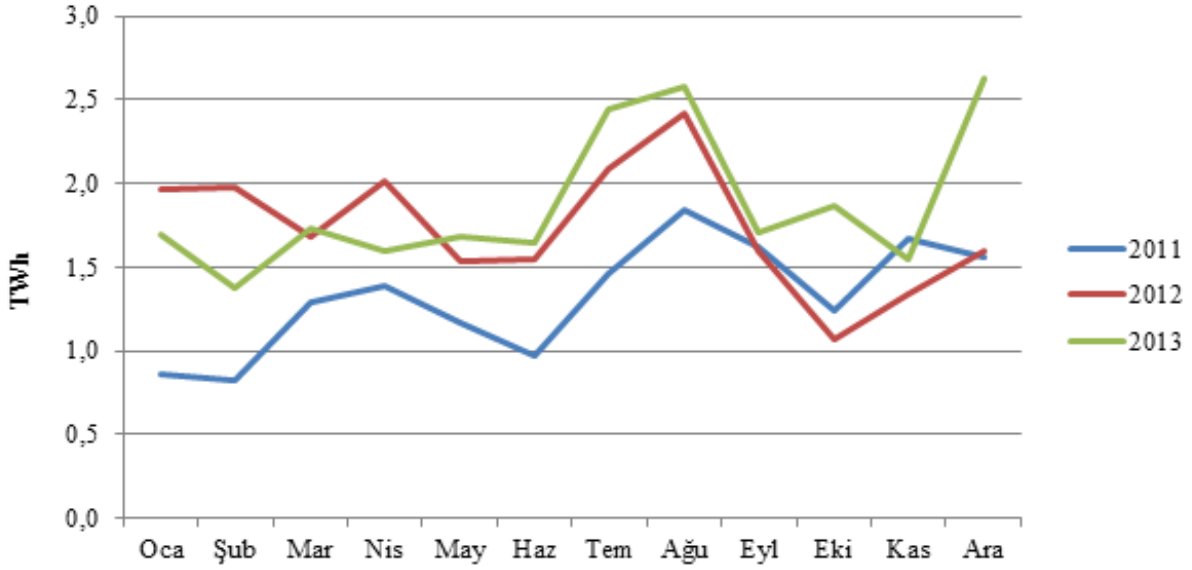
Şekil 3-8: Dengeleme güç Piyasası Aylık Fiyatlar(TL/MWh)



Aşağıdaki şekilde DGP'de 2011, 2012 ve 2013 yıllarında oluşan aylık hacimler gösterilmektedir. Şekilde görüldüğü üzere genel olarak hacimlerin değişimi benzerlik göstermekle beraber doğal gaz kesintilerinin gerçekleştiği 2012 Şubat ayında ve 2013 Aralık ayında önceki yıllara göre ciddi artışlar görülmektedir.

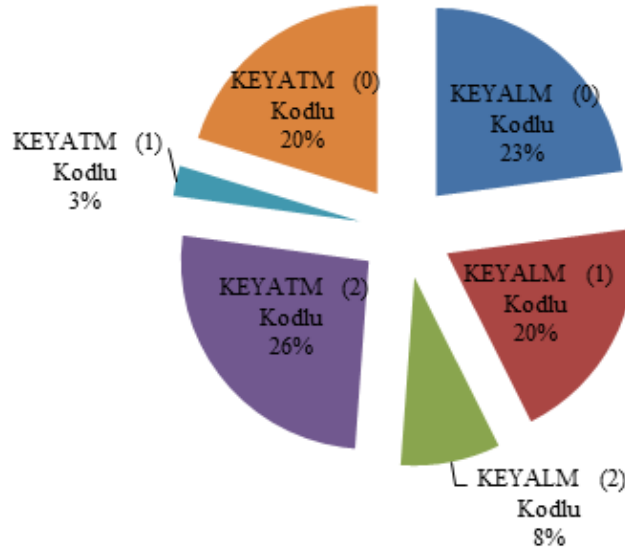


Şekil 3-9: Dengeleme Güç Piyasasında Oluşan Aylık Hacimler



Bu dönemlerde meydana gelen doğal gaz krizleri nedeniyle sistemin dengelemesi amacıyla verilen talimat hacminde önemli artış görülmüştür. Bunun dışında genel olarak yaz aylarında DGP hacminde artış görülmektedir. Bunun iki temel nedeni bulunmaktadır. Öncelikle talebin artması ile beraber iletim kısıtları dolayısı ile bunları dengelemek amacıyla verilen talimat hacmi yükselmektedir. Öte yandan Güneydoğu Anadolu Bölgesinde yaz aylarında sulamada kullanılan motorların sistemin tedarik kalitesini bozması nedeniyle ihtiyaç duyulan sekonder rezerv miktarı dolayısı ile 2 kodlu talimat miktarı artış göstermektedir. 2013 yılı itibariyle DGP’de verilen talimat hacimlerinin oranları aşağıdaki şekilde gösterilmiştir.

Şekil 3-10: Dengeleme Güç Piyasasında Verilen Talimat Hacimlerin Oranları³



Şekilde görüldüğü üzere (0) kodlu talimatlar, toplam hacmin yaklaşık %43’ünü oluşturmaktadır. Geriye kalan hacim sistem gereksinimleri nedeniyle üretilen (1) ve (2) kodlu talimatlardan oluşmaktadır. Söz konusu talimatlardan kaynaklanan ek maliyetler aşağıdaki tabloda gösterilmiştir.

³ KEYALM: Kabul Edilen ve Yerine Getirilmiş Yük Alma Teklifi Miktarı

KEYATM: Kabul Edilen ve Yerine Getirilmiş Yük Atma Teklifi Miktarı

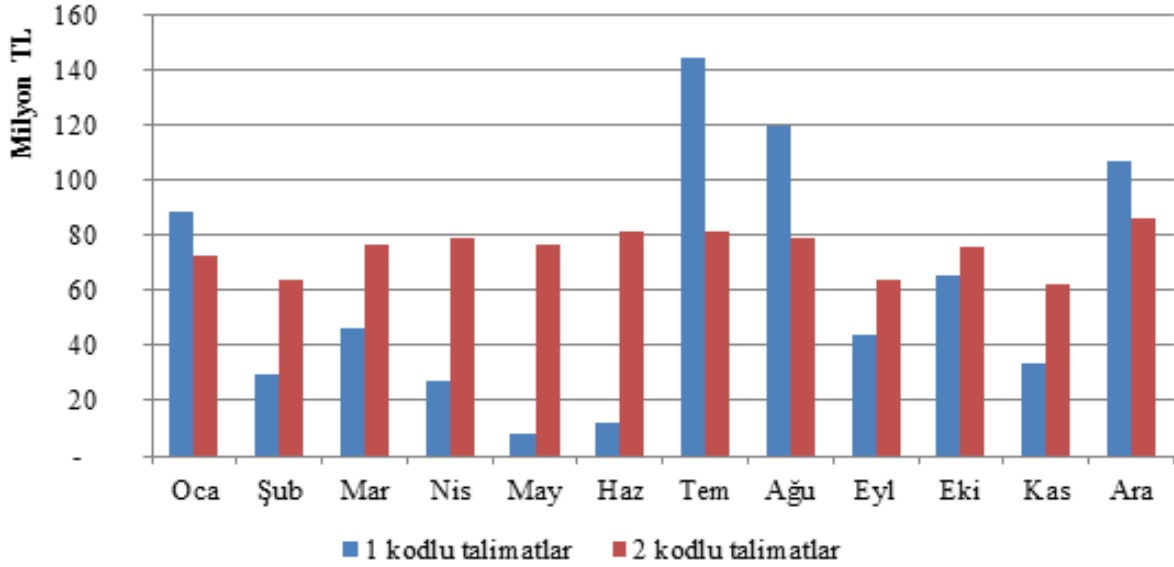


Tablo 6: Talimat Ek Maliyetleri (TL)

Talimat Türü	Yük Alma	Yük Atma	Genel Toplam
1 kodlu talimatlar	626.927.808	97.724.475	724.652.283
2 kodlu talimatlar	242.522.450	656.823.013	899.345.463
Genel Toplam	869.450.258	754.547.488	1.623.997.746

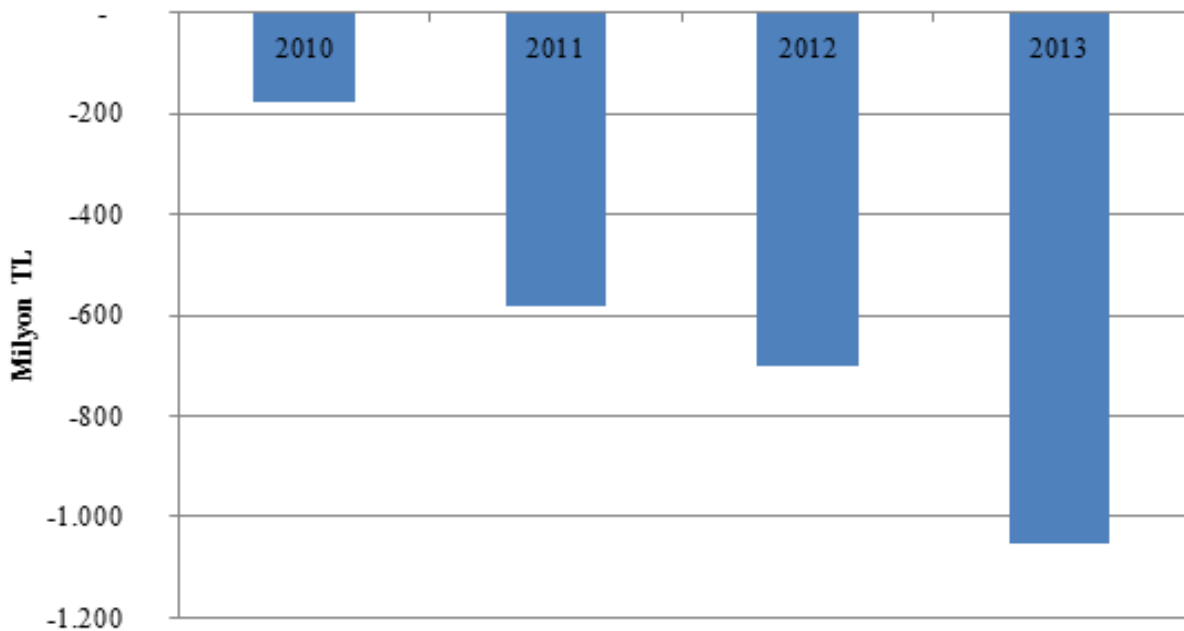
Verilen (1) ve (2) kodlu talimatlar nedeniyle oluşan ek maliyetlerin 2013 yılı içerisinde gelişimi ise gösterilmiştir:

Şekil 3-11: Talimat Ek Maliyetlerinin Aylık Gelişimi (TL)



Söz konusu talimatların sonucu oluşan Sıfır Bakiye Düzeltme Bileşeninin gelişimi Şekil 312'de gösterilmiştir. Şekilde görüldüğü üzere yıllar itibariyle artış görülmektedir.

Şekil 3-12: Sıfır Bakiye Düzeltme Bileşeninin Yıllar İtibariyle Gelişimi (TL)

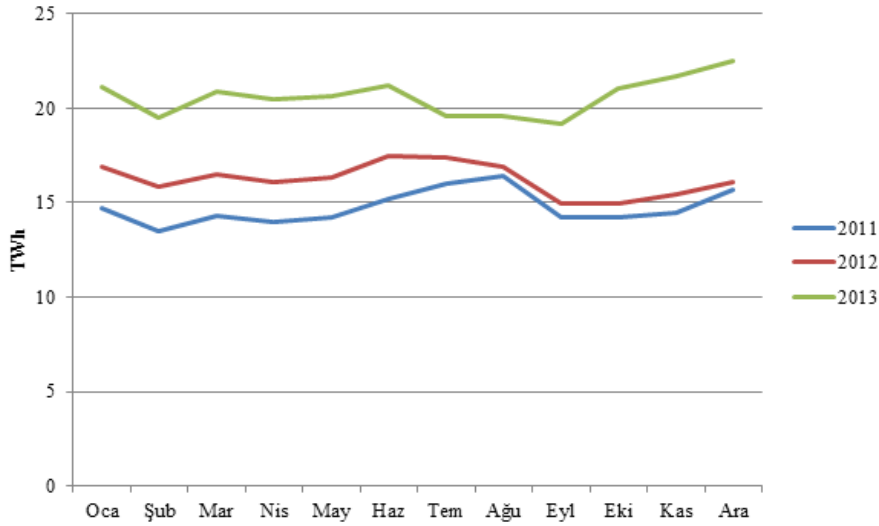




3.3 İkili anlaşmalar Piyasası

Türkiye elektrik piyasası yapısında ikili anlaşmalar esas alınmış olup diğer organize piyasalar, piyasa tamamlayıcı şekilde tasarlanmıştır. Bu çerçevede piyasada ticareti yapılan enerjinin büyük kısmı ikili anlaşmalar üzerinden işlem görmektedir. İkili anlaşmalar piyasa katılımcıları arasında serbest bir şekilde yapılmakta olup, düzenlemeye tabi değildir. Ancak halihazırda ikili anlaşma hacminin büyük bir kısmını geçiş dönemi sözleşmeleri çerçevesinde görevli tedarik şirketlerinin Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş.(TETAŞ) ve EÜAŞ ile imzaladıkları ikili anlaşmalar oluşturmaktadır.

Şekil 3-13: İkili Anlaşma Hacimleri(TWh)

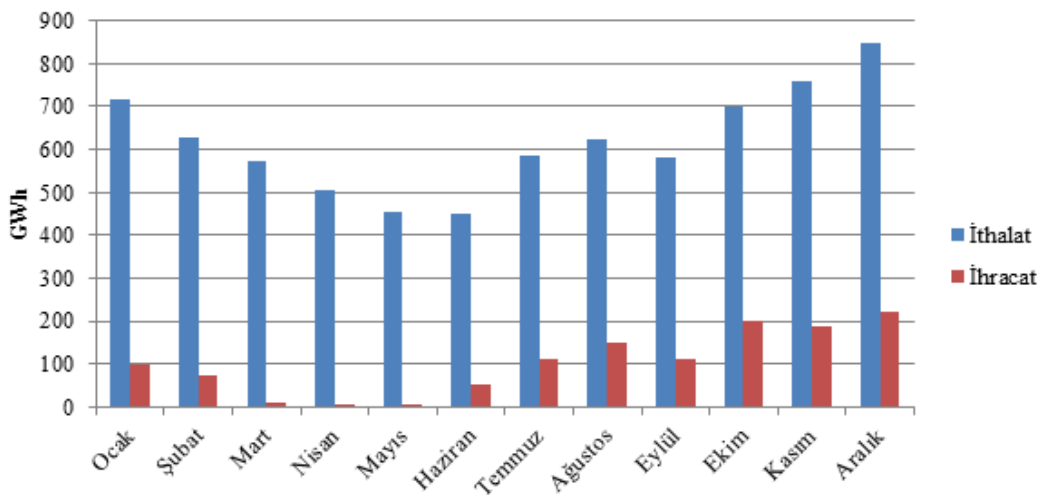


Yukarıdaki şekilde 2011-2013 yıllarında aylar bazında ikili anlaşma hacimleri gösterilmektedir. İkili anlaşma miktarı artan taleple beraber yıllar itibariyle yükselmekle beraber genel olarak yıl içerisindeki seviyesi fazla değişiklik göstermemektedir.

3.4 İthalat-ihracat

Avrupa elektrik sistemi ile senkron paralel enterkonneksiyon şartının oluşmasının ardından, 2011 yılı Haziran ayından itibaren Bulgaristan ve Yunanistan enterkonneksiyon kapasiteleri için ihaleler başlamıştır. Aşağıdaki şekilde 2013 yılı itibariyle aylık ithalat ve ihracat miktarları verilmiştir. İhalelere başlanmasından itibaren hacimde çok belirgin bir artış gerçekleşmiştir. Ülkemizin ithalat ve ihracat miktarı üretim ve tüketim miktarı ile karşılaştırıldığında hala çok düşük düzeydedir.

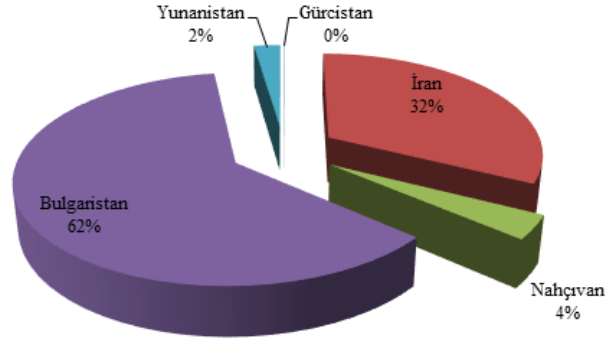
Şekil 3-14: Aylık İthalat ve İhracat (GWh)





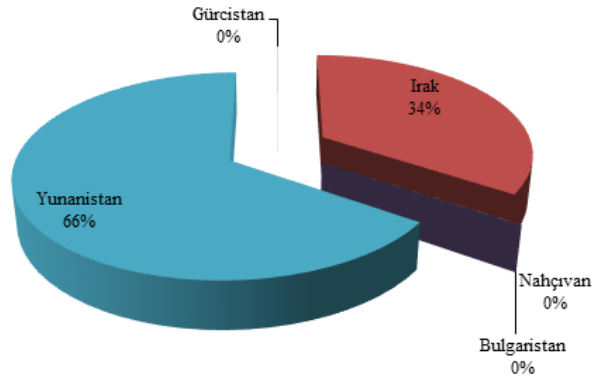
Yıl içerisinde ilkbahar aylarında ithalat ve ihracat hacmi düşerken talebin yüksek olduğu yaz ve kış aylarında her iki değerde de yükselme görülmektedir.

Şekil 3-15: 2013 yılı Türkiye İthalatının Ükelere Dağılımı (%)



Yapılan ithalatın ülkeler dağılımı incelendiğinde ithalatımızın üçte ikisinin Bulgaristan'dan, üçte birlik kısmının ise İran'dan yapıldığı görülmektedir. Diğer ülkelere olan ithalatımız ise çok düşüktür.

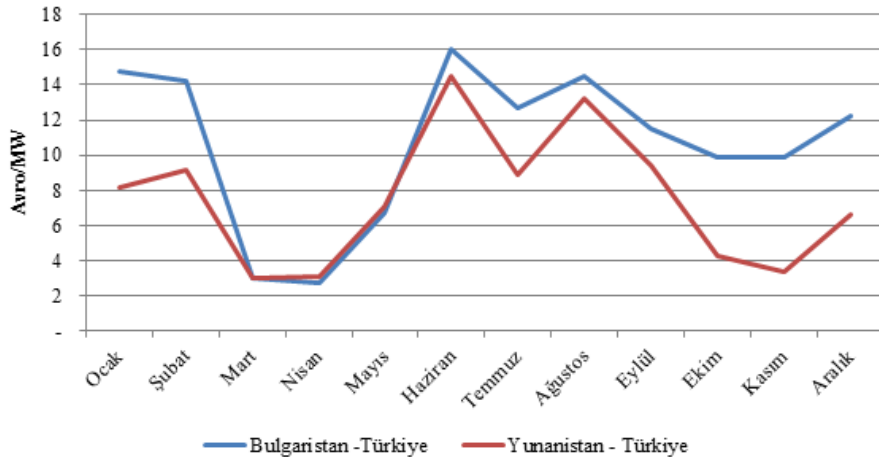
Şekil 3-16: 2013 yılı Türkiye İhracatının Ükelere Dağılımı (%)



Türkiye 2013 yılında Yunanistan ve Irak'a ihracat yapmış olup, ihracatının üçte ikisini Yunanistan'a, geriye kalan üçte birini ise Irak'a yapmıştır.

Şekil Şekil 317'te enterkonneksiyon kapasite ihalelerinde ortaya çıkan fiyatlar gösterilmiştir. Şekilde yer aldığı üzere, ülkemizde talebin yüksek olduğu yaz aylarında ithalat yönünde fiyatlarda yükselme görülmüştür. Sunulan kapasitenin talep edilen kapasiteden yüksek olması nedeniyle ihracat yönünde fiyatlar sıfır olarak gerçekleşmiştir.

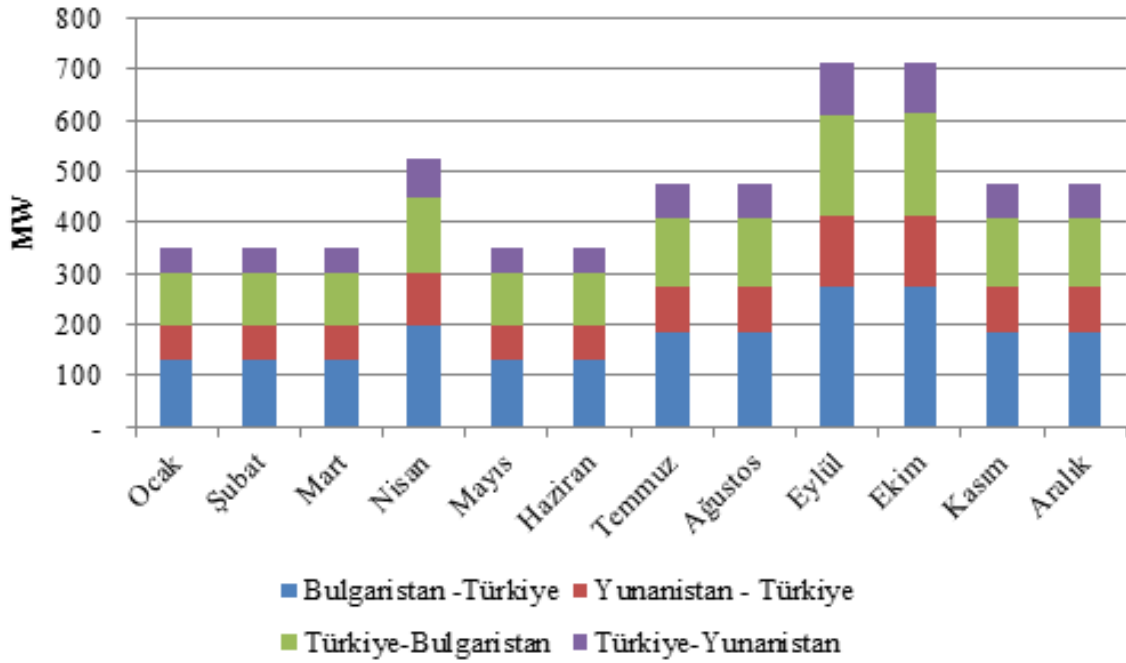
Şekil 3-17: Enterkonneksiyon Kapasite İhaleleri Fiyatları (€/MW)





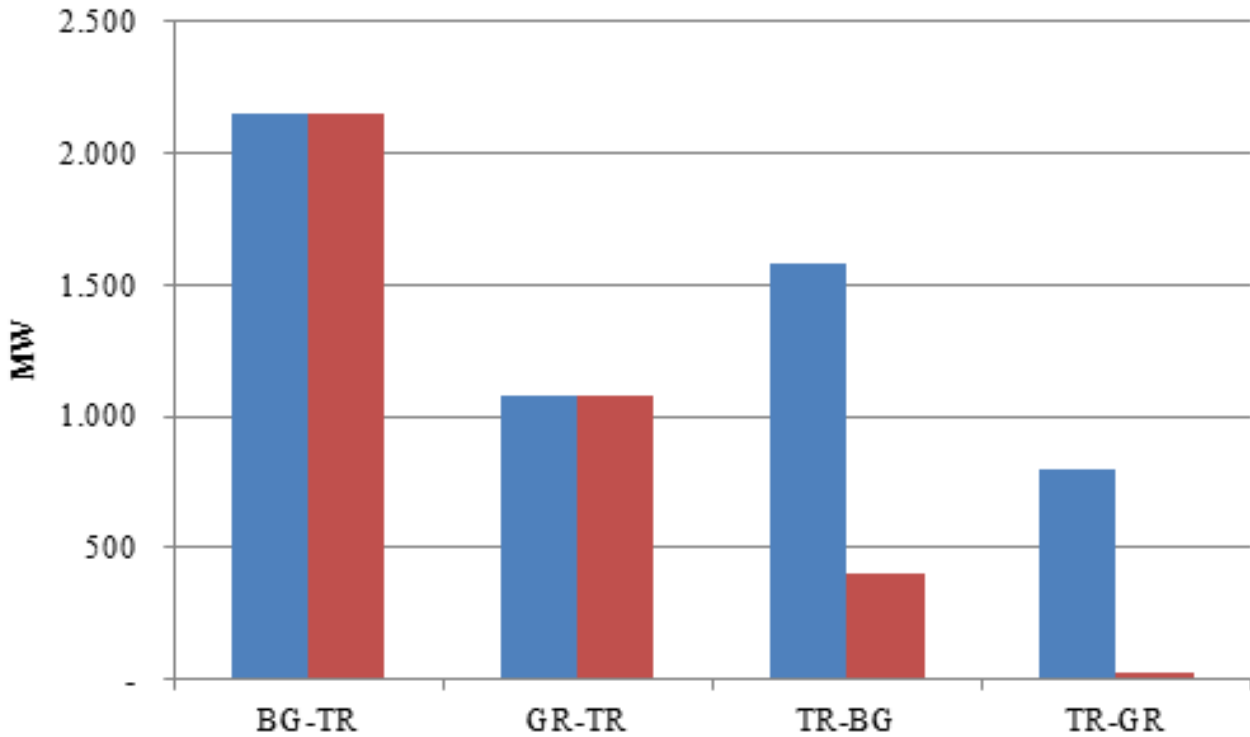
Aşağıdaki şekilde TEİAŞ tarafından sunulan enterkonneksiyon kapasite gösterilmektedir. Söz konusu kapasite miktarı iki yönlü olarak yaz ve sonbahar dönemlerinde artırılmıştır.

Şekil 3-18: TEİAŞ Tarafından Sunulan Kapasite (MW)



Sunulan kapasite, tahsis edilen kapasite ile karşılaştırıldığında ithalat yönünde sunulan kapasitenin tamamının tahsis edildiği, ihracat yönünde yapılan tahsisatın ise çok düşük oranlarda kaldığı görülmektedir.

Şekil 3-19: Sunulan ve Tahsis Edilen Kapasite (MW)





3.5 YEK Destekleme Mekanizması (YEKDEM)

8 Ocak 2011 tarihli ve 27809 sayılı Resmi Gazete’de yayımlanarak yürürlüğe giren 6094 sayılı “Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanunda Değişiklik Yapılmasına Dair Kanun” ile yenilenebilir enerji kaynaklarına kaynak türüne ve yerlilik oranına göre teşvik verilmesi düzenlenmiştir. Bu çerçevede EPDK tarafından hazırlanan yönetmelik ile Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizmasının ayrıntıları belirlenmiştir.

“Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Belgelendirilmesi ve Desteklenmesine İlişkin Yönetmelik” 01/10/2013 tarihli ve 28782 sayılı sayılı Resmi Gazete’de yayımlanarak yürürlüğe girmiştir. Yönetmelik ile yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik enerjisi üretiminin teşvik edilmesine yönelik olarak üretim lisansı sahiplerine Yenilenebilir Enerji Kaynak Belgesi verilmesi ve YEK Destekleme Mekanizmasının (YEKDEM) kurulmasına ve işletilmesine ilişkin esaslar düzenlenmiştir.

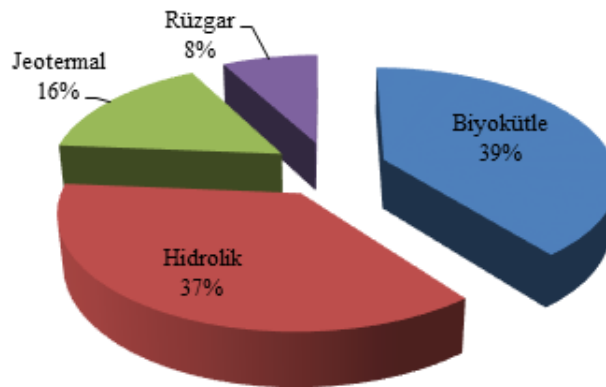
2013 yılında YEKDEM kapsamında faaliyet gösteren 38 adet lisanslı şirket bulunmakta olup bunların toplam kurulu gücü 534 MW’tır. YEKDEM katılımcı sayısı ve kurulu gücünde önceki seneye göre ciddi oranda düşüş gerçekleştiği görülmektedir. Katılımcı sayısı yaklaşık yarısına düşerken, kurulu güç miktarı yaklaşık üçte birine düşmüştür. Biyokütle ve jeotermal tesislerin sayısı ve kapasitelerinde düşük de olsa artış görülürken, rüzgâr ve hidrolik tesislerin sayısı ve kapasitelerinde önemli oranda düşüş görülmüştür.

Tablo 7: YEKDEM Katılımcılarının Listesi

Kaynak Türü	2011		2012		2013		Toplam	
	Adet	Kurulu Gücü (MW)	Adet	Kurulu Gücü (MW)	Adet	Kurulu Gücü (MW)	Adet	Kurulu Gücü (MW) Toplamı
Biyokütle	3	45	8	73	15	101	26	220
Hidrolik	4	21	44	930	14	217	62	1.167
Jeotermal	4	72	4	72	6	140	14	285
Rüzgar	9	469	22	685	3	76	34	1.230
Genel Toplam	20	608	78	1.760	38	534	136	2.902

2013 yılında YEKDEM içerisinde yer alan tesislerin kaynaklara dağılımı aşağıdaki şekilde yer almaktadır.

Şekil 3-20: YEKDEM Katılımcı Sayısının Dağılımı(%)

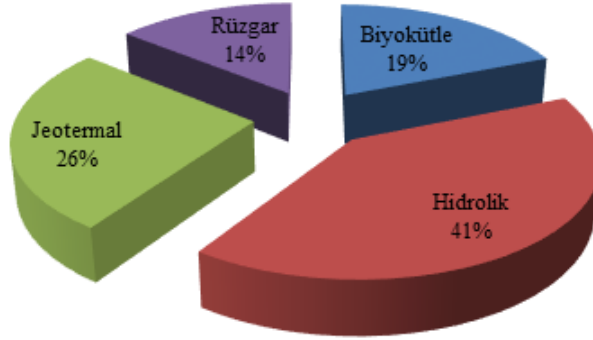


YEKDEM kapsamındaki kurulu güç, Türkiye yenilenebilir enerji kurulu gücünün %0,8’i seviyesindedir. Şekilde görüldüğü üzere katılan tesislerin önemli bir kısmı hidrolik santrallerdir. YEKDEM’e katılan



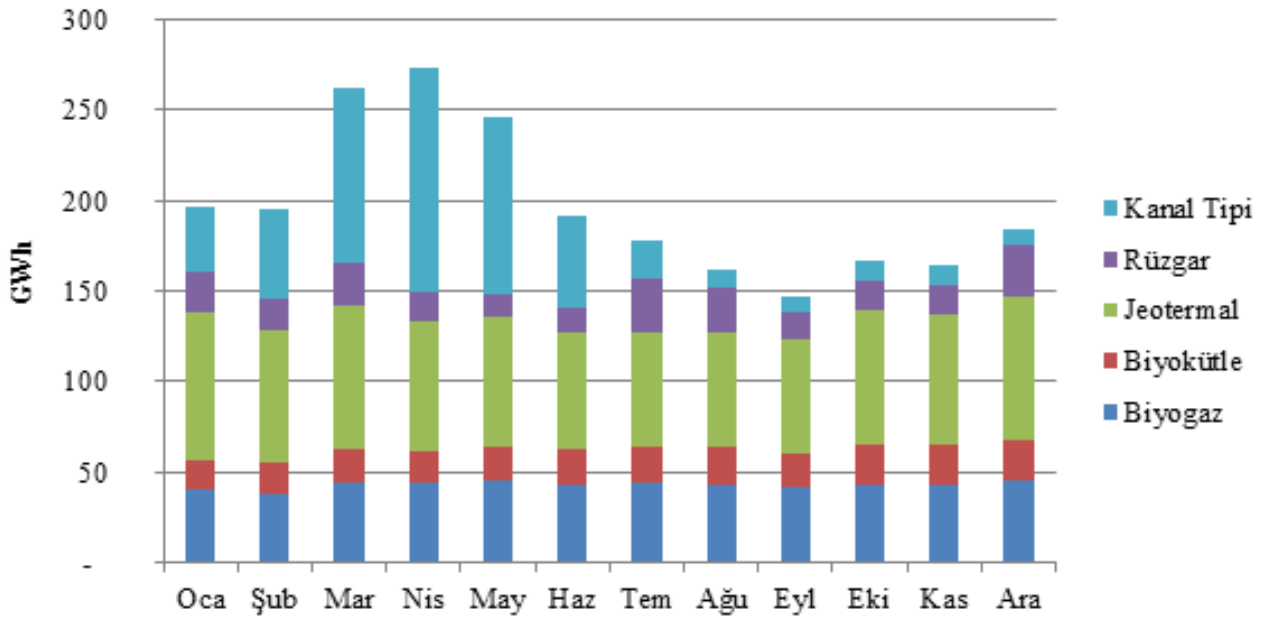
biyokütle santrallerinin sayısı fazla olmasına karşın söz konusu santrallerin kurulu gücünün düşük olması bu santrallerin göreceli olarak daha düşük kapasiteli santraller olduğunu göstermektedir.

Şekil 3-21: YEKDEM Kurulu Güç Dağılımı (%)



Söz konusu santrallerin toplam üretimi 2.370 GWh olup, bunun ülke üretimine oranı %1 seviyesindedir.

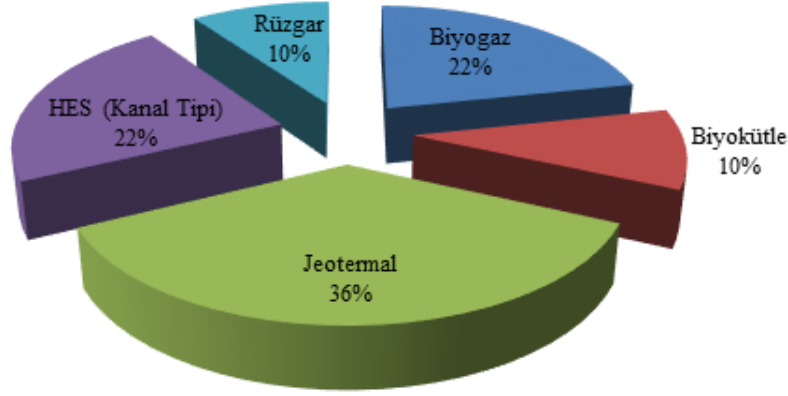
Şekil 3-22: YEKDEM Üretiminin Aylık Gelişimi (GWh)



YEKDEM üretiminin gösterildiği Şekil 322'de bahar aylarında gerçekleşen yağışlar ile beraber üretim miktarında artışlar gerçekleşmiştir. Bununla beraber, YEKDEM üretiminin kaynaklara dağılımının gösterildiği Şekil 323'de en fazla üretimin %36 ile jeotermal kaynaklardan yapıldığı görülmektedir.

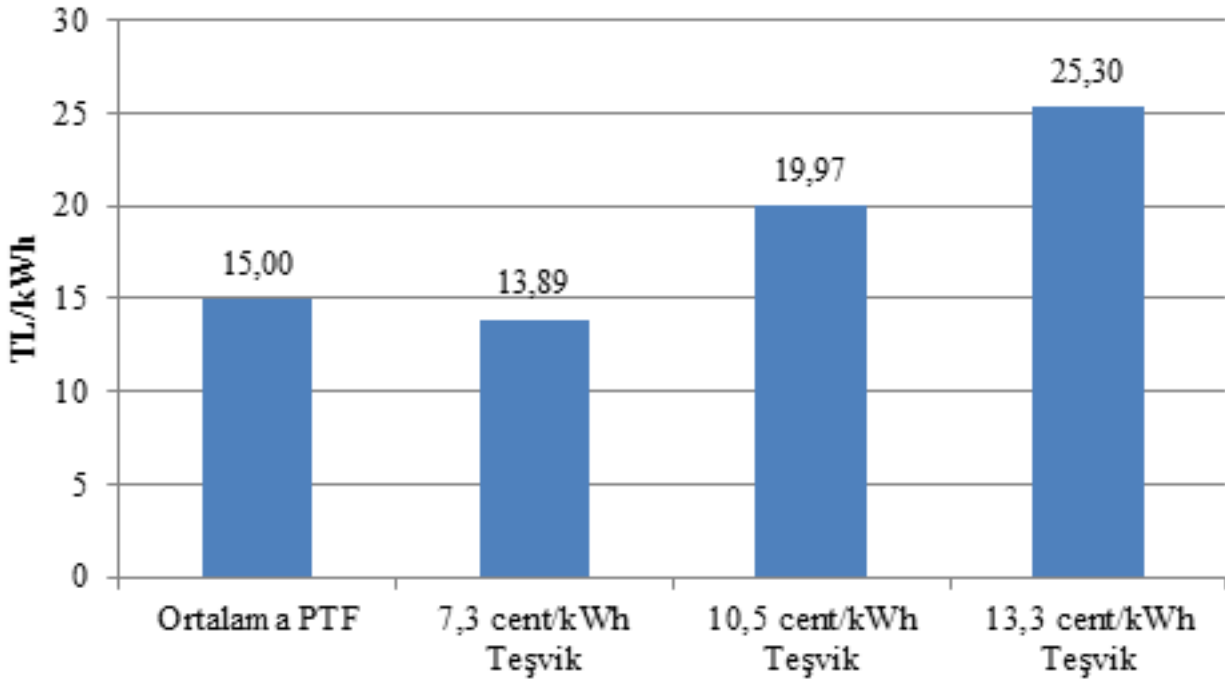


Şekil 3-23: YEKDEM Üretimi Dağılımı (%)



Yukarıdaki şekillerden de anlaşılacağı üzere YEKDEM mekanizmasından yararlanan tesis sayısı ve kapasite ülke geneline göre çok düşük kalmaktadır. Açıklayıcı olması amacıyla Şekil 324'da YEKDEM'de yer alan santrallerin tabi oldukları teşvik miktarları ile GÖP fiyatı beraber gösterilmiştir. Şekilde görüldüğü üzere hidrolik ve rüzgar santralleri için uygulanan teşvik miktarı ortalama GÖP fiyatının altında kalmıştır. Bu nedenle, söz konusu kapasitenin ancak %1,2'si YEKDEM içerisinde yer almıştır. Öte yandan ortalama GÖP fiyatlarına göre daha yüksek teşvik alan jeotermal kapasitenin %45'i mekanizmaya katılmıştır. Diğer kaynaklar için yapılan teşvik miktarı GÖP fiyatlarının üzerinde olmasına karşın, bu teknolojilerin kurulum maliyetlerinin yüksek olması nedeniyle kurulu güçleri çok sınırlıdır.

Şekil 3-24: YEKDEM ve GÖP Fiyatlarının 2013 Yılı Ortalaması (kr./kWh)⁴

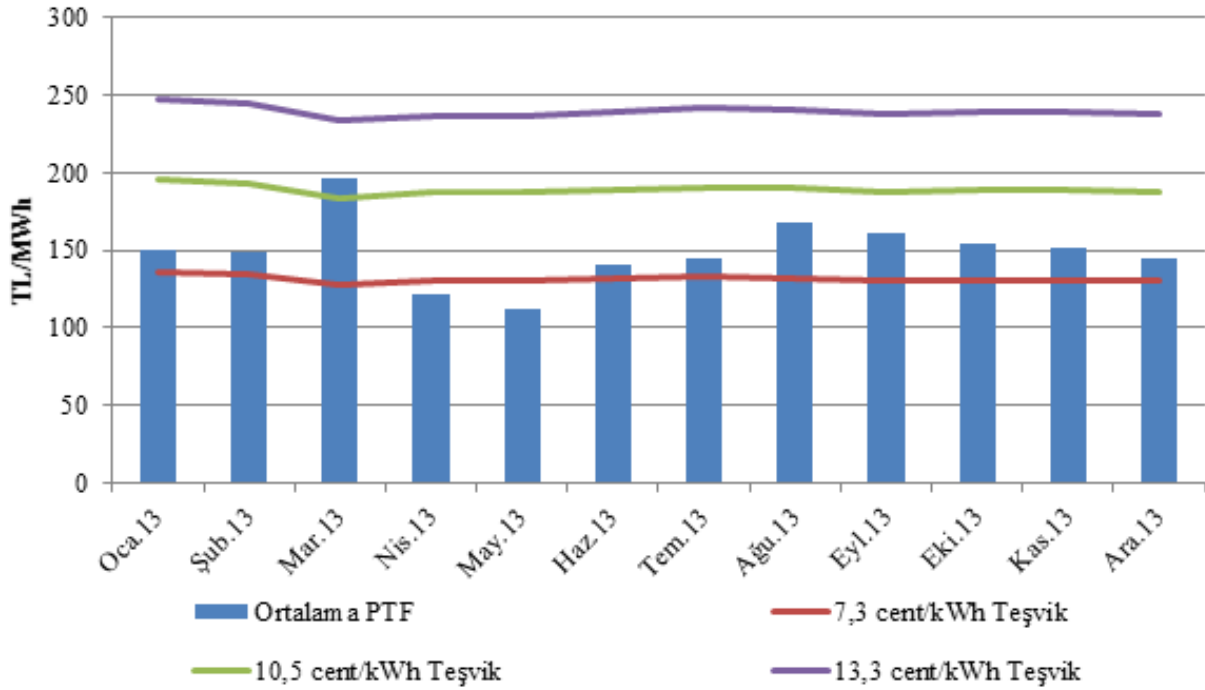


YEKDEM'de uygulanmakta olan teşvik fiyatları aylık GÖP fiyatları ile karşılaştırıldığında, GÖP fiyatlarının düşük seyrettiği bahar ayları dışında rüzgar ve hidrolik santraller için uygulanan teşvik miktarının aylık ortalama GÖP fiyatlarının altında kaldığı görülmektedir. Özellikle bahar aylarında yüksek üretim yapan hidrolik santraller için YEKDEM fiyatları cazip olabilmektedir.

⁴ Ortalama YEKDEM fiyatları, Merkez Bankası'nın aylık ortalama döviz kurlarının ortalaması kullanılarak oluşturulmuştur.



Şekil 3-25: YEKDEM ve GÖP Fiyatlarının Aylık Gelişimi (TL/MWh)



3.6 Lisanssız Elektrik Üretimi


“Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmelik(LÜY)”, 6094 sayılı “Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanunda Değişiklik Yapılmasına Dair Kanun” yürürlüğe girmesinin ardından tekrar hazırlanmış ve 21/07/2011 tarihli ve 28001 sayılı Resmi Gazete’de yayımlanarak yürürlüğe girmiştir. Yönetmeliğin yürürlüğe girmesini müteakip, Kurumumuz tarafından Yönetmeliğin uygulanmasına ilişkin kurul kararları alınmıştır.

2012 yılı için ise 28/12/2011 tarih 3613 sayılı ve Kurul Kararı ile lisanssız elektrik üretimine ilişkin olarak aşağıdaki kararlar alınmıştır:

- Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmeliğin 30 uncu maddesinin üçüncü fıkrası kapsamında 2012 yılı için dağıtım sahibi tüzel kişilerce tahsil edilebilecek başvuru bedeli 250 TL olarak belirlenmiştir.
- Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmeliğin 30 uncu maddesinin üçüncü fıkrası kapsamında 2012 yılı için perakende satış lisansı sahibi dağıtım şirketlerinin LÜY kapsamında fiilen üretim yapan kişiler için yürüttükleri iş ve işlemler karşılığında tahsil edebileceği yıllık işletim ücreti 0 TL olarak belirlenmiştir.

14/3/2013 tarihli ve 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanununun 14 üncü maddesi ile lisanssız elektrik üretimine ilişkin yeni düzenlemeler yapılmıştır. Lisanssız elektrik üretimine ilişkin olarak 6446 sayılı Kanunda, 4628 sayılı Kanuna ek olarak

- Belediyelerin katı atık tesisleri ile arıtma tesisi çamurlarının bertarafında kullanılmak üzere kurulan elektrik üretim tesisleri,
- Ürettiği enerjinin tamamını iletim veya dağıtım sistemine vermeden kullanan, üretimi ve tüketimi aynı ölçüm noktasında olan, yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesisleri,
- İmdat grupları,
- Sermayesinin yarısından fazlası belediyeye ait olan tüzel kişilerce, belediyeler tarafından işletilen su isale hatları ile atık su isale hatları üzerinde kurulacak üretim tesisleri yer almaktadır.



Ayrıca 4628 sayılı Kanunda yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesisleri için belirlenen azami beş yüz kilovatlık kurulu güç, 1 MW'a çıkarılmıştır. Bu çerçevede Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmelik tekrar hazırlanarak 02/10/2013 tarihinde 28783 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe girmiştir.

4. REKABET

Elektrik Piyasası Kanunu'nun temel amacı serbest bir piyasa yapısının oluşturularak rekabetin geliştirilmesidir. Kurumun temel görevleri arasında rekabete açık alanlarda rekabeti bozucu davranışları ve piyasa gücünü tespit ederek bunları engelleyici önlemlerin alınması bulunmaktadır. EPDK, ayrıca her yılın başında Ocak ayı içerisinde serbest tüketici limitini düşürerek, talep tarafında tedarikçisini seçebilecek tüketici sayısının artmasını temin etmektedir. Bu çerçevede, toptan satış piyasasında müzakereye açık arz ve talebin gelişimi rekabetin tesis edilmesinde kritik öneme sahiptir.

4.1 Arz Tarafı

Serbest elektrik piyasalarının en etkin yatırım ve üretim teşviklerini sağladığı tezi, teorik ve uygulamaya yönelik çalışmalar ile desteklenmektedir. Bununla beraber talep esnekliğinin çok düşük olması ve şebekenin enerji depolayamaması gibi nedenlerle rekabetin korunması ve arz güvenliğinin temin edilmesi konularında düzenlemeye ihtiyaç duyulabilmektedir. Bu nedenle bu konular, birçok ülkede ve Avrupa Birliği tarafından çeşitli piyasa payı limitleri ve mekanizmalar ile düzenlenmektedir.

Rekabetin takip edilmesine yönelik olarak kullanılan endeksler genel olarak piyasada arz tarafında oluşan yoğunlaşmayı ve üreticilerin fiyata müdahale etme kabiliyetlerini ölçmektedir. Bu amaçla yaygın olarak kullanılan HHI endeksiyle piyasa paylarının karelerinin toplanması ile piyasa yoğunlaşması ölçülmektedir⁵. Endeks üretim ve kurulu güç üzerinden ayrı ayrı hesaplanabilmektedir.

Tablo 8: HHI Endeksi

	HHI Endeksi	
	Üretim	Kapasite
EÜAŞ ve TETAŞ ayrı ¹	1.719	1.368
EÜAŞ ve TETAŞ beraber	3.374	2.296

Tablo 8'de gösterildiği üzere tüm durumlarda endeks rekabetçi seviye olarak kabul edilen 1.000'in üzerinde gerçekleşmektedir. Özelleştirmelerin tamamlanması ve mevcut sözleşmelerin sürelerinin tamamlanması ile beraber bu endeks değerlerinin düşmesi beklenmektedir.

4.2 Talep Tarafı

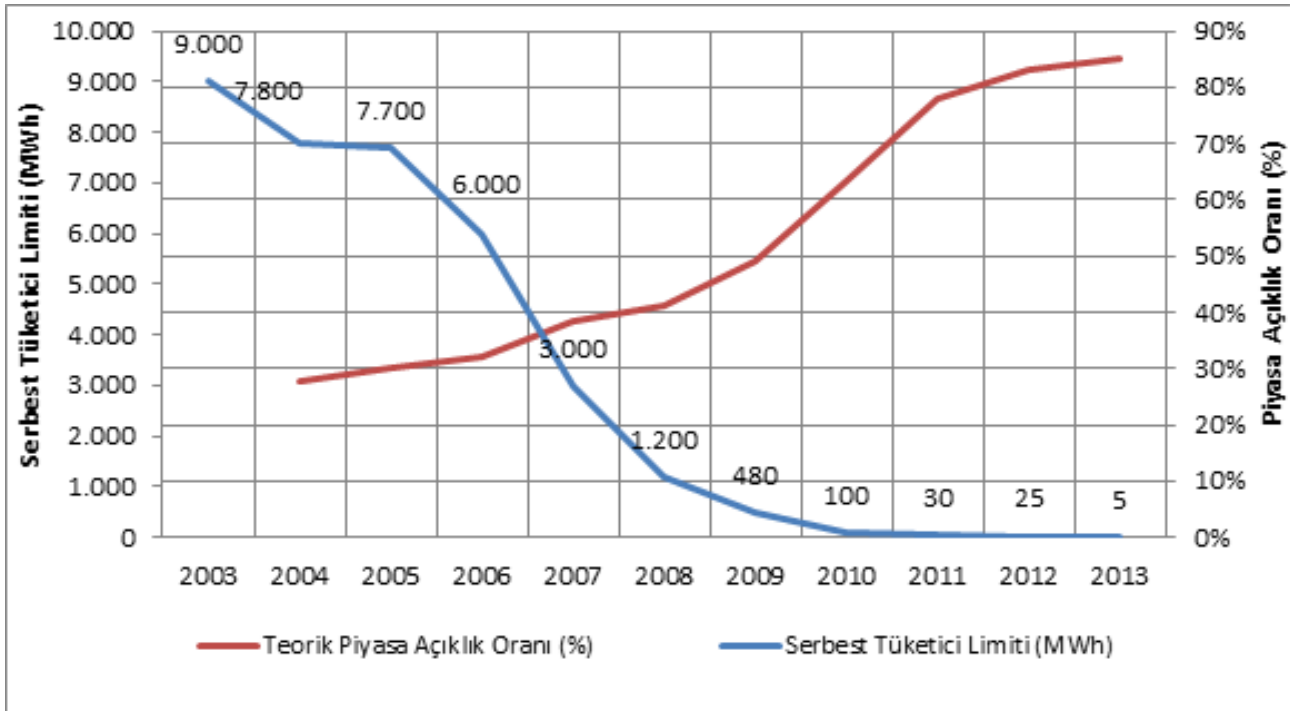
Mülga 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanununun 5 inci maddesinin altıncı fıkrasının (b) bendi ve Mülga Elektrik Piyasası Serbest Tüketici Yönetmeliğinin 10 uncu maddesi hükümleri uyarınca, 2013 yılı için serbest tüketici limitinin 5.000 kWh olarak uygulanmasına, 24/01/2013 tarihli ve 4250 sayılı Kurul Kararı ile karar verilmiştir. Söz konusu serbest tüketici limitine karşılık gelen teorik piyasa açıklığı yaklaşık %84 olarak tahmin edilmektedir. Yıllar itibarıyla serbest tüketici limiti ve karşılık gelen piyasa açıklık oranı Şekil 41'de verilmiştir.

¹ EÜAŞ ve TETAŞ kamu şirketleri olup, beraber alınması durumunda kamunun piyasadaki payını ifade etmektedirler.

⁵ Endeks 1 ile 10.000 arasında değişmekte olup, 1 düşük yoğunlaşmanın olduğu tam rekabetçi bir piyasa yapısını, 10.000 ise üretiminin tek bir şirket tarafından yapıldığı tekel piyasa yapısını ifade etmektedir. HHI endeksinin 1.000'in altında olması durumunda piyasanın rekabetçi olduğu kabul edilmektedir.



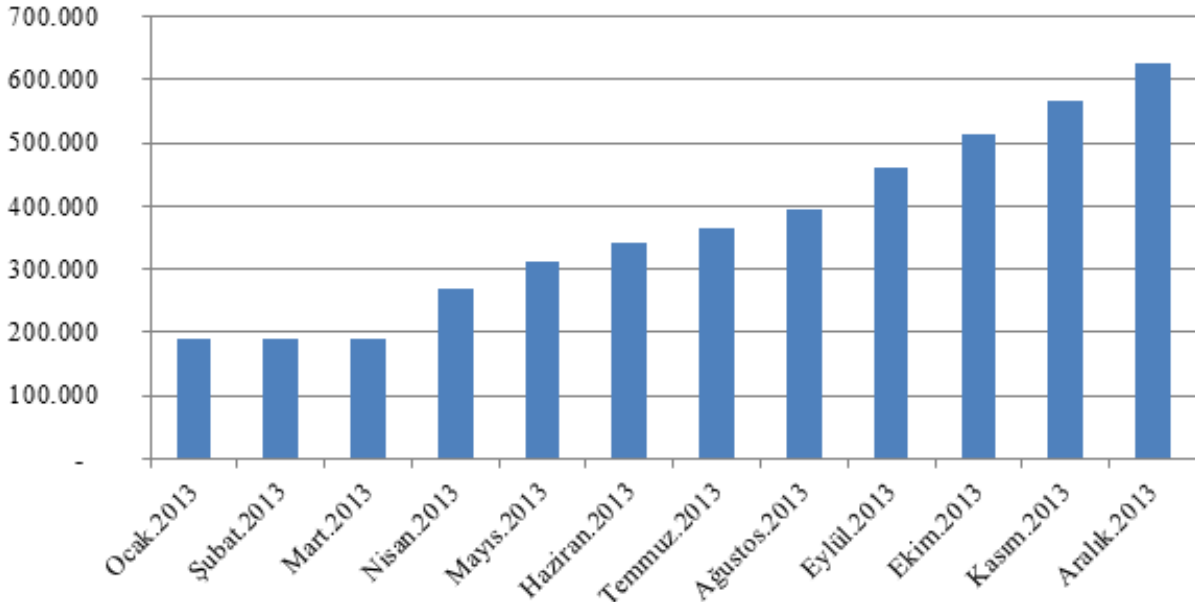
Şekil 4-1: Serbest Tüketici Limiti ve Piyasa Açıklık Oranı



Teorik piyasa açıklık oranının yüksek olmasına karşın, serbest tüketici hakkını kullanan tüketicilerin toplam tüketimdeki payı sınırlı olmuştur. Serbest tüketicilerin toplam tüketimi 65,6 TWh olup bu miktar toplam tüketimin yaklaşık olarak %27'sine karşılık gelmektedir.

2013 yılın içerisinde serbest tüketici sayısının gelişimi aşağıdaki şekilde gösterilmektedir.

Şekil 4-2: Serbest Tüketici Sayısı



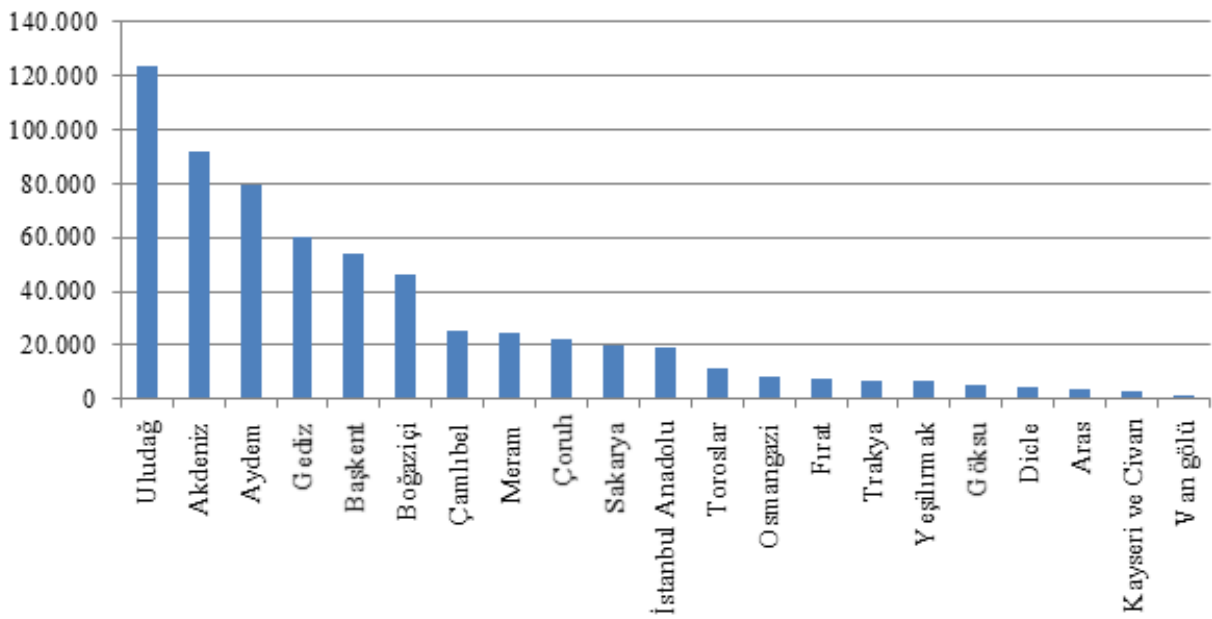
Geçtiğimiz yıl itibariyle serbest tüketici sayısında önemli artış olmuş ve serbest tüketici sayısı yaklaşık üç katına çıkmıştır. Ocak ayı itibariyle 190 bin olan serbest tüketici sayısı, yılsonunda %229 artarak 626 bine ulaşmıştır. Bu sayı toplam tüketici sayısının %1,7'sine karşılık gelmektedir.

Serbest tüketicilerin dağıtım bölgelerine dağılımı incelendiğinde en fazla serbest tüketicinin Ulu-



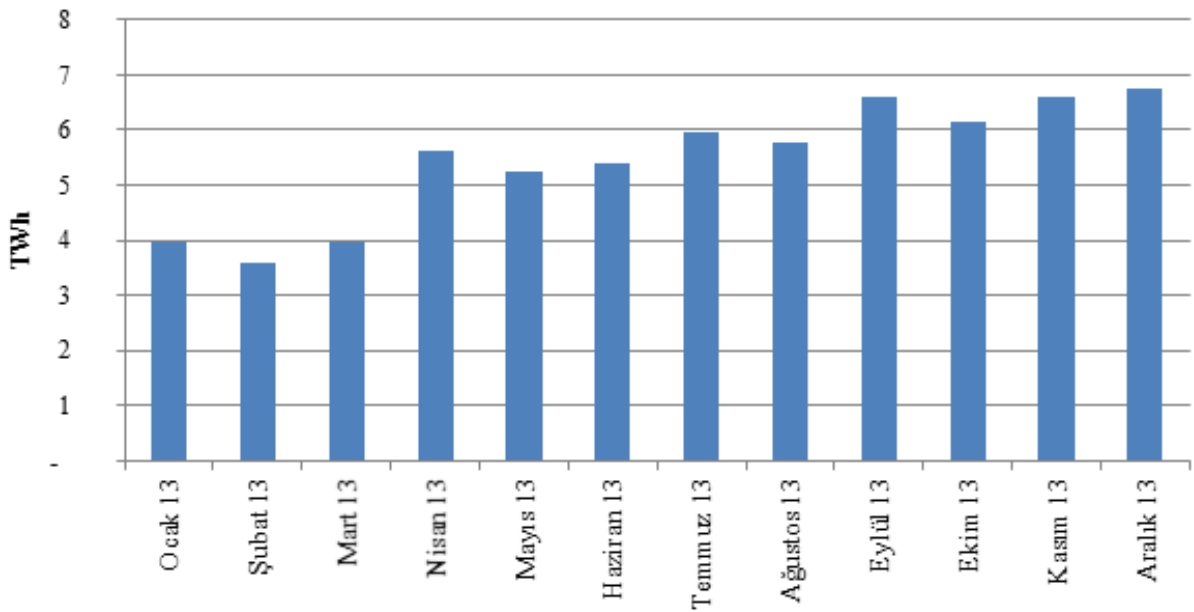
dağ, Akdeniz ve Aydem bölgelerinde bulunduğu görülmektedir. Bu bölgelerde yer alan serbest tüketici sayısı, ülke genelindeki serbest tüketici sayısının %47'sine karşılık gelmektedir.

Şekil 4-3: Aralık 2013 itibariyle Serbest Tüketici Sayısının Dağıtım Bölgelerine Dağılımı



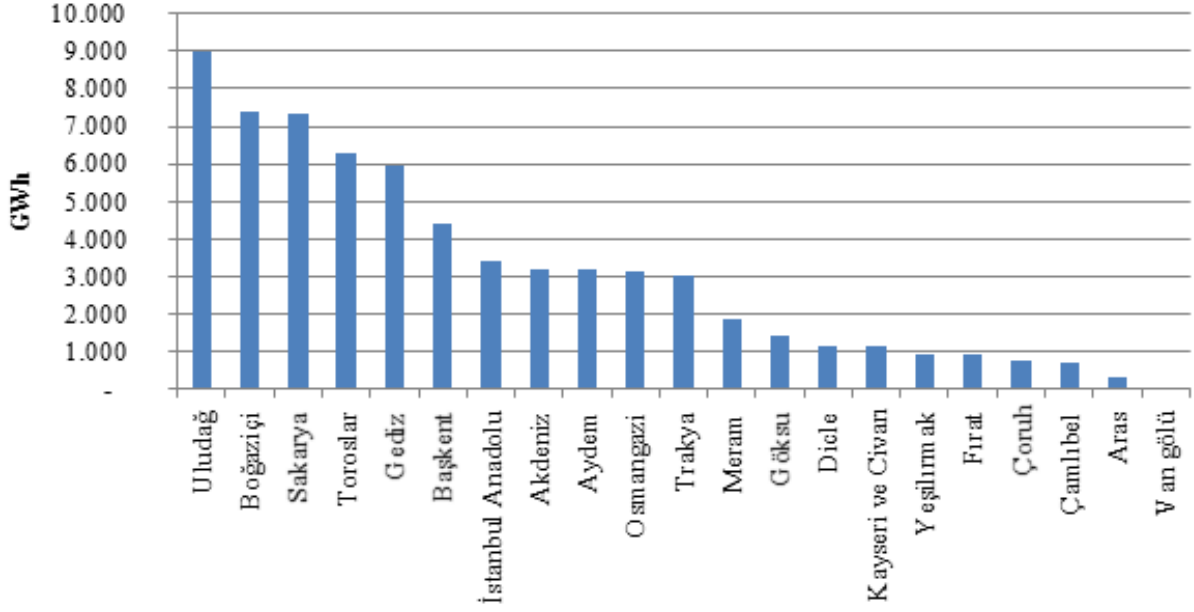
Aşağıdaki şekilde serbest tüketicilerin aylık toplam tüketimleri gösterilmiştir. Serbest tüketicilerin aylık toplam tüketimi, Ocak ayında 4 TWh seviyesinde iken bu rakam yıl sonuna doğru %70 oranında artış göstererek aylık 7 TWh seviyesine yaklaşmıştır. Bu iki şekil beraber değerlendirildiğinde, serbest tüketici hakkını kullanan tüketicilerin büyük kısmını küçük tüketicilerin oluşturduğu sonucuna varılmaktadır.

Şekil 4-4: Serbest Tüketicilerin Aylık Tüketimleri (TWh)



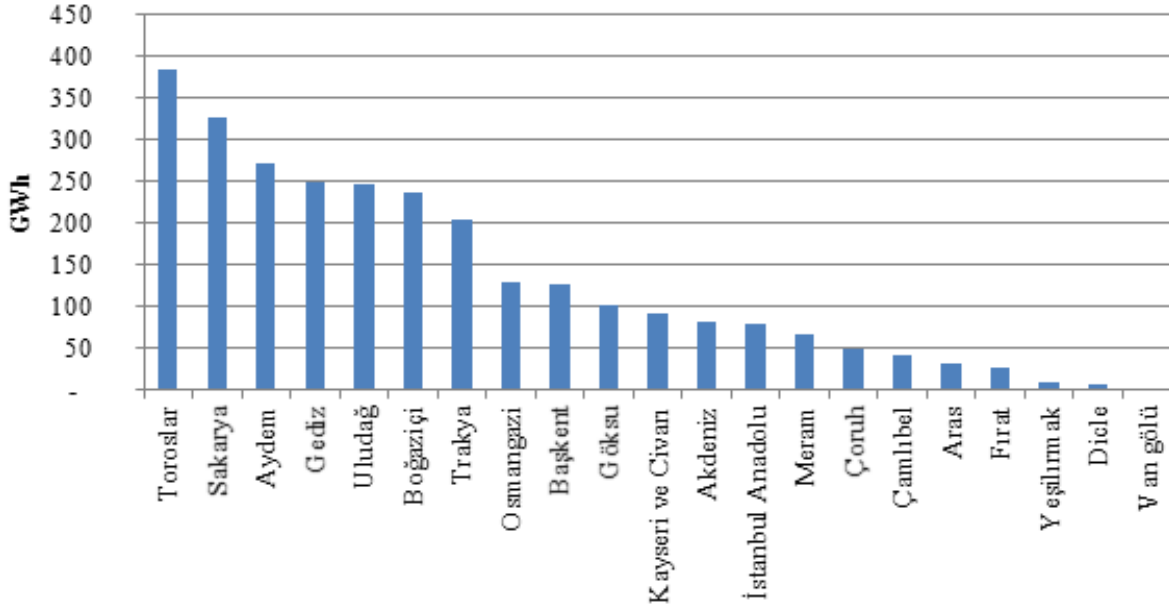
Serbest tüketicilerin tüketimlerinin dağıtım bölgeleri bazında dağılımı Şekil 44'te gösterilmektedir. Serbest tüketicilerin en yüksek tüketime sahip olduğu üç bölgeyi Uludağ, Boğaziçi ve Sakarya dağıtım bölgeleri oluşturmaktadır. Bu bölgelerdeki serbest tüketicilerin toplam tüketimi ülke genelindeki toplam serbest tüketici tüketiminin %36'sını oluşturmaktadır.

Şekil 4-5: Serbest Tüketicilerin Tüketimlerinin Dağıtım Şirketlerine Dağılımı (GWh)



Piyasada rekabetin geliştiğini ve işlerlik kazandığını gösteren önemli göstergelerden biri de tedarikçisini değiştiren serbest tüketicilerdir. Bu çerçevede söz konusu tüketicilerin toplam tüketimleri ve sayıları dağıtım şirketi bazında Şekil 46 ve Şekil 47’de gösterilmiştir.

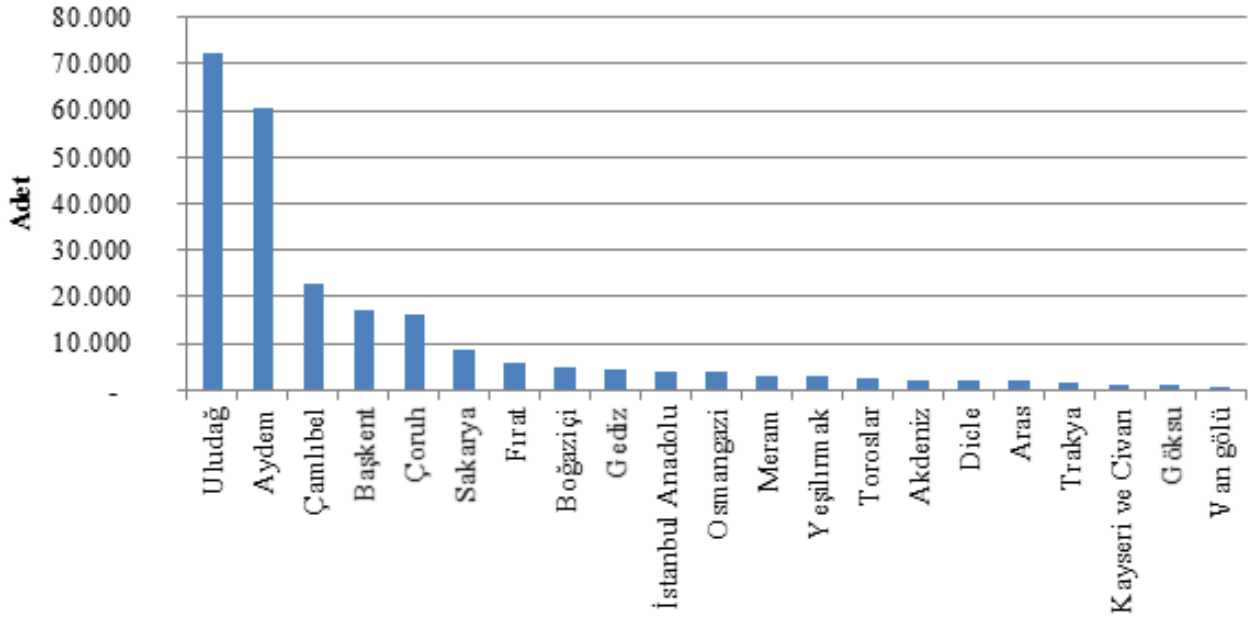
Şekil 4-6: Tedarikçisini Değiştiren Serbest Tüketicilerin Toplam Tüketimi (GWh)



Tedarikçisini değiştiren serbest tüketicilerin toplam tüketimi 2,76 TWh olup, bu değer serbest tüketicilerin toplam tüketiminin %4,2’sine, ülke toplam tüketiminin ise %1,1’ine karşılık gelmektedir.



Şekil 4-7: Tedarikçisini Değiştiren Serbest Tüketici Adeti



2013 yılında tedarikçisini değiştiren serbest tüketicilerin sayısı 238.720 olarak gerçekleşmiştir. Bu sayı toplam serbest tüketici sayısının %38,1'ine, toplam tüketici sayısının ise %0,6'ına karşılık gelmektedir.

5. ARZ GÜVENLİĞİ

Elektrik ürününün temel özelliklerinden bir tanesini de sürekliliği oluşturmaktadır. Arz güvenliğinin, büyük oranda birbirine benzeyen farklı tanımları olmakla beraber arz güvenliği EURELECTRIC tarafından kapsamlı bir şekilde aşağıdaki gibi tanımlanmıştır:

“Elektrik tedarikçisinin arz güvenliği, elektrik sisteminin son kullanıcılara mevcut standartlar ve anlaşmalarda belirtilen teslim noktası da göz önünde bulundurularak sürdürülebilir şekilde belirli bir süreklilik ve kalite seviyesinde elektrik sağlanması anlamına gelir.”

Söz konusu tanımla “belirli bir süreklilik seviyesinde elektrik sağlanması” ifade edilerek arz sürekliliğinin elektrik sektöründe %100 arz güvenliğinin, ekonomik açıdan etkin olmadığı ifade edilmektedir. Arzın temel özelliklerinden bir tanesi olan arz kalitesi “belirli bir kalite seviyesinde elektrik sağlanması” ile belirtilmiştir. Burada arz kalitesi, arzın sürekliliği ve ticari kalitesini de kapsayan geniş anlamıyla değil, elektriğin teknik kalitesi anlamında kullanılmıştır. Elektriğin teknik kalitesi voltaj ve frekans kalitesini içermektedir.

Öte yandan arz güvenliği “son kullanıcılara” ifadesi ile son kullanıcı seviyesinde tanımlanmıştır. Arz güvenliğinin son kullanıcı seviyesinde tanımlanmasının elektrik sektöründe iki temel nedeni vardır. Öncelikle elektrik endüstrisinin amacı diğer ürünler için geçerli olduğu gibi tüketicilerin memnuniyetidir. Bu nedenle arz güvenliğini sektörün diğer herhangi bir noktası için tanımlamak mantıklı değildir. Diğer taraftan tüketiciler endüstrinin son halkasıdır ve arz güvenliğinin bu noktada ölçülmesi diğer tüm halkaların ne kadar sağlıklı çalıştıkları konusunda bilgi içermektedir. Arz güvenliği, ekonomik ve teknik birçok faktörü barındıran karmaşık bir konudur. Aşağıdaki şekilde arz güvenliği, alt bileşenleri ile beraber gösterilmiştir.



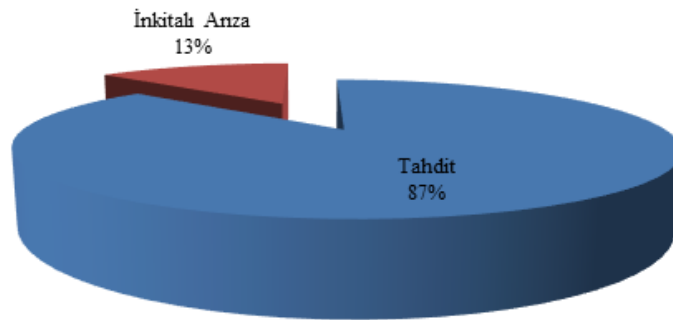
Şekil 5-1: Arz Güvenliğinin Unsurları⁶



Şekil 51’de görüldüğü üzere arz güvenliği temel olarak uzun ve kısa dönem arz güvenliğinden oluşmaktadır. Uzun dönem arz güvenliği genel anlamda yatırımcıların doğru zamanda ve doğru miktarda aldıkları yatırım kararlarına bağlı olup genel olarak yatırımların yeterliliği ile ilişkilidir. Kısa dönem arz güvenliği ise sistemdeki bileşenlerin arızalanması gibi durumlarda, sistemin ayakta kalma yeteneğini de kapsayacak şekilde, sistemin işletim güvenliğini ifade eder. Uzun dönem arz güvenliği ile kısa dönem arz güvenliği arasında doğrudan bir ilişki bulunmamaktadır. Sistemde yeterli seviyede rezerv kapasitesinin olmasına karşın bir sistemde kısa dönem arz güvenliğinin sağlanmasında sorunlar yaşanabileceği gibi, rezerv kapasitenin çok kısıtlı olmasına rağmen kısa dönem işletme güvenliğinin sağlanabildiği sistemler de olabilir.

2013 yılı içerisinde iletim seviyesinde meydana gelen kesintiler nedeniyle tüketilemeyen tahmini enerji miktarı 365 GWh’tır. Kesintilerin %13’lük kısmı iletim seviyesinde meydana gelen inkitalı arızalar nedeniyle meydana gelirken geriye kalan kesintiler tahditler nedeniyle oluşmuştur.

Şekil 5-2: Kesinti Nedenlerinin Dağılımı (%)

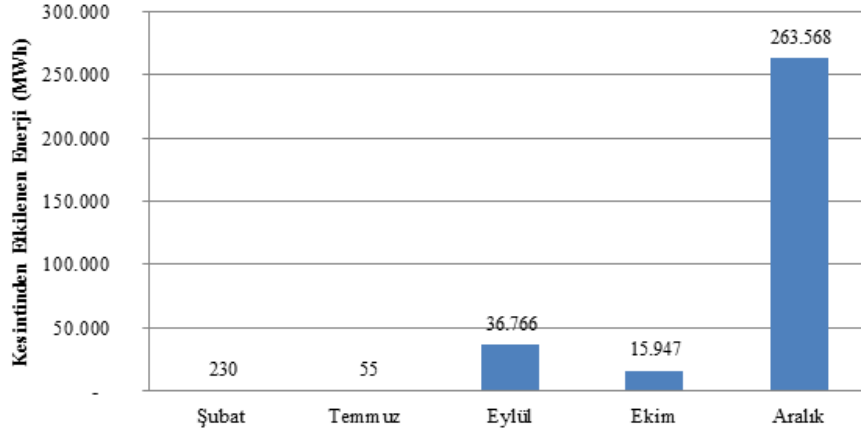


Bu kesintilerden inkitalı arızalar, şebeke yeterliliği ile ilişkili iken yapılan tahditler daha çok arz güvenliğinin diğer unsurları ile ilişkilidir.

⁶ EURELECTRIC (2006) "Security of Electricity Supply -Roles, responsibilities and experiences within the EU", Working Group on Security of Supply, Belçika, (2006), Ref 2006-180-0001



Şekil 5-3: Tahditten Etkilenen Enerji Miktarı (MW*saat)



5.1 Uzun Dönem Arz Güvenliği

Uzun dönem arz güvenliği, temel yakıt kaynaklarına erişim, üretim, şebeke ve pazarın hep beraber yeterli olması ile mümkündür. Bu nedenle uzun dönem arz güvenliği dört başlık altında incelenmektedir:

1. Temel yakıt kaynaklarına erişim
2. Üretim yeterliliği
3. Şebeke yeterliliği
4. Pazar yeterliliği

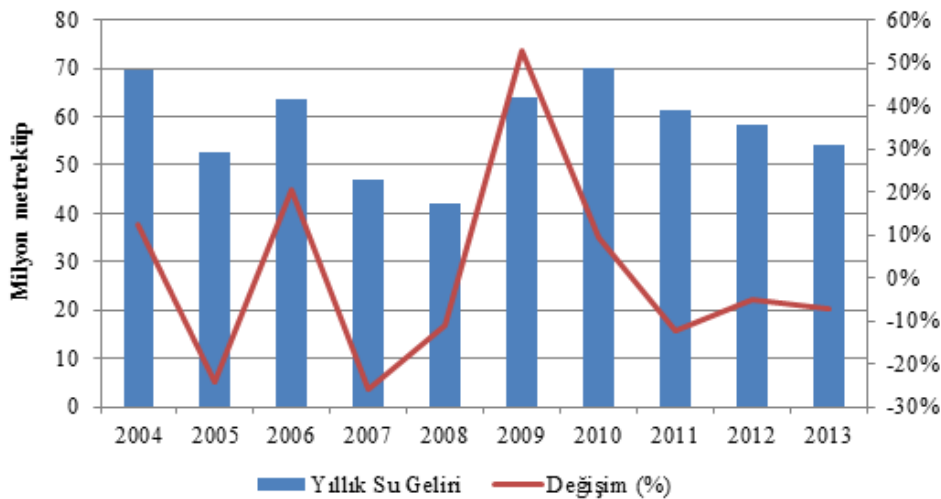
Üretim ve şebeke yatırımlarının her ikisi de çok büyük ve geri dönüşleri çok uzun olan yatırımlardır. Bu nedenle bu yatırımların finansmanı ciddi bir sorundur.

5.1.1. Temel Yakıtlara Erişim

Elektrik ikincil bir enerji türü olup, diğer enerji türlerine üretim varlıkları vasıtasıyla çevrilmektedir. Bu çerçevede elektrik arzının güvenliği söz konusu kaynaklara güvenilir erişim ile doğrudan ilişkilidir.

Şekil 54'de yıllık su gelirinin yıllık olarak gelişimi gösterilmektedir. Şekilde görüldüğü üzere, uzun dönem su gelirleri genel olarak dalgalı bir seyir takip etmekte olup 2010 yılından itibaren ise düzenli olarak düşmektedir.

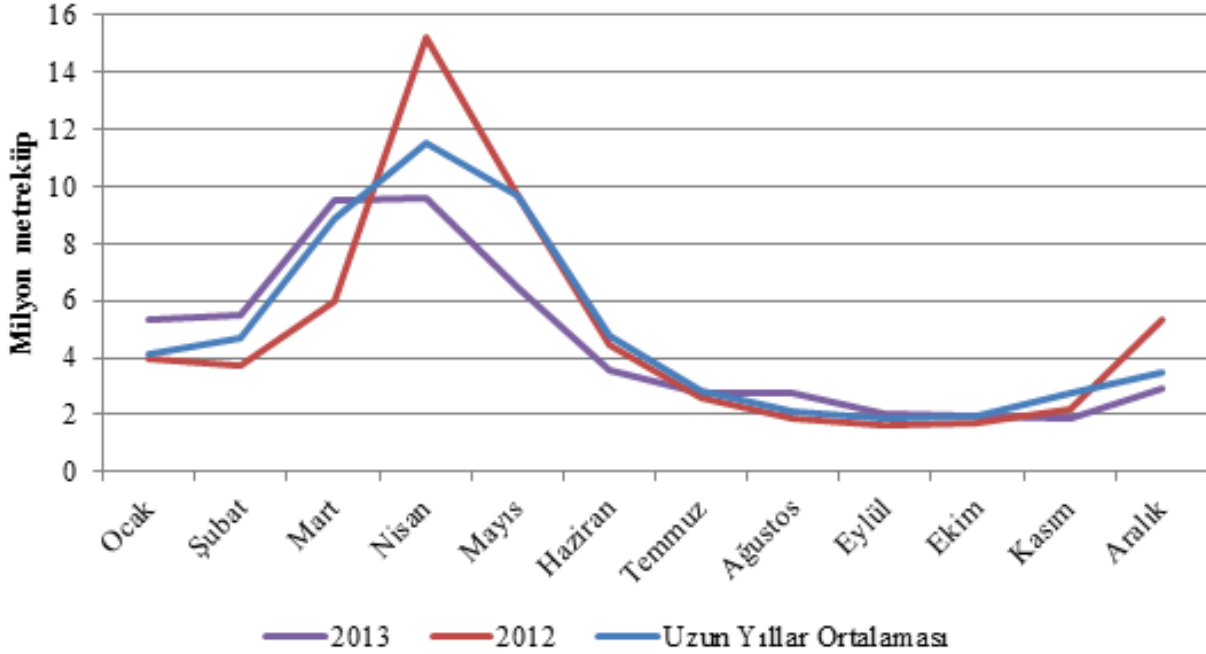
Şekil 5-4: Yıllık Su Geliri ve Değişimi





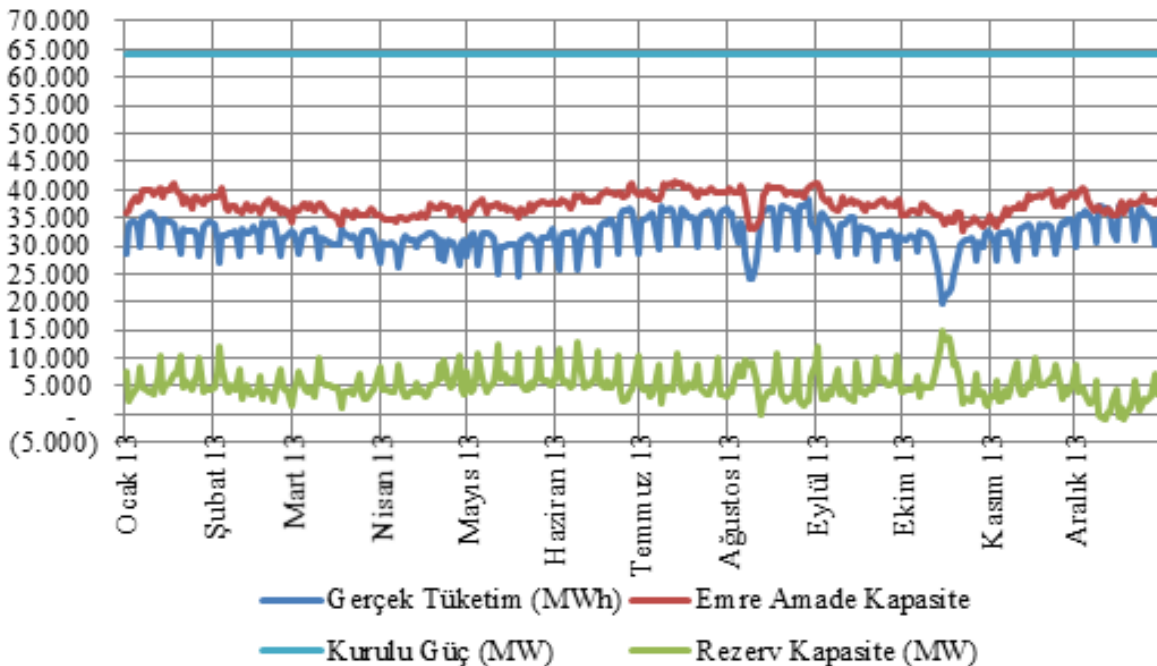
Şekil 55’de 2013 yılı toplam yıllık su gelirinin aylık kırılımı uzun yıllar ortalaması ile beraber gösterilmektedir. Şekilde özellikle bahar aylarında meydana gelen yağışların 2013 yılında daha düşük gerçekleştiği görülmektedir. Su gelirleri aylık olarak incelendiğinde özellikle bahar aylarında gelen su miktarında önemli düşüş olduğu görülmektedir.

Şekil 5-5: Aylık Su Geliri



Türkiye emre amade kapasitesi ile tüketim gelişimi Şekil 56’te gösterilmiştir. Kurulu güç 65.000 MW’a yakın olmasına karşın, emre amade kapasite nadiren 40.000 MW’ı aşmıştır. Şekilde görüldüğü üzere rezerv kapasite 5.000 MW civarında değişmektedir. Bu çerçevede Türkiye elektrik sisteminde 5.000 MW’a yakın bir emre amadelik düşüşüne neden olacak bir kuraklık veya doğal gaz kesintisinin tüketimin karşılanamamasına neden olabileceği görülmektedir.

Şekil 5-6: Emre Amade Kapasite ve Rezerv Kapasite (MW)





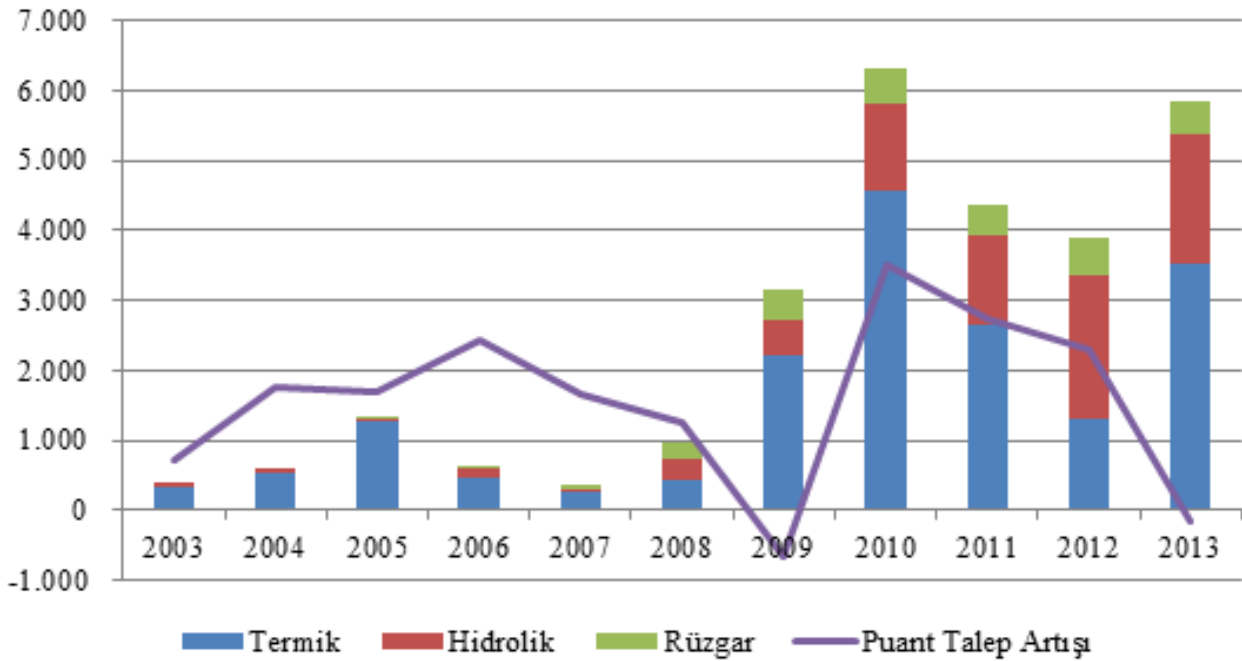
Bu çerçevede arz güvenliğinin geliştirilmesine yönelik olarak kaynak çeşitliliğinin artırılmasına ihtiyaç duyulmaktadır.

Öte yandan yatırımcıların arz sıkıntısı olan dönemlerde üretim yapabilmek amacıyla kömür ve linyit gibi tedarik çeşitliliği olan ve emre amade kapasiteleri yüksek olan kaynaklara yatırım yapmaları beklenmektedir. Bu şekilde hem arz güvenliğinin gelişeceği hem de fiyat atlamalarının azalacağı tahmin edilmektedir.

5.1.2. Üretim Yeterliliği

Arz güvenliğinin unsurlarından bir tanesi de elektrik sisteminde birincil enerji kaynaklarını elektrik enerjisine çevirebilecek yeterli kapasitenin mevcut bulunmasıdır. Şekil 57’de devreye alınan kapasite puant talep artışı ile beraber gösterilmiştir.

Şekil 5-7: Devreye Alınan Kapasite ve Puant Talep Artışı



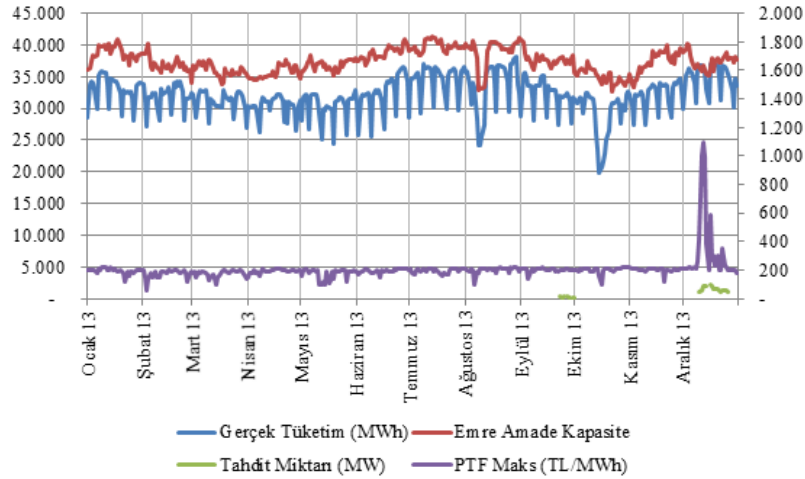
Şekilde görüldüğü üzere 2013 yılında 6.000 MW’a yakın ilave kapasite girişi olmakla beraber puant talepte artış olmamış hatta düşüş gerçekleşmiştir. Bu nedenle önümüzdeki seneye ilişkin puant talebi karşılayabilecek yeterli kapasitenin mevcut olacağı tahmin edilmektedir.

5.1.3. Pazar Yeterliliği

Serbest bir piyasa yapısında arz güvenliğinin temin edilebilmesi için sistemde yeterli miktarda arzın olmasının yanında söz konusu kapasitenin düzgün işleyen bir piyasa yapısı içerisinde ticaretinin yapılabilmesi de önemlidir. Bu çerçevede piyasanın düzgün işleyebilmesi için yeterli, istikrarlı ve tahmin edilebilir bir düzenleyici yapı şarttır. Şeffaflık ve ayrımcılık yapılmaması rekabetin önkoşullarından biridir.



Şekil 5-8: Tahditler ve Fiyatlar



Elektrik sisteminde arz yetersizliği nedeniyle yapılan tahditler ile GÖP fiyatları Şekil 58’de gösterilmiştir. Şekilde görüldüğü üzere doğal gaz kesintilerinin yaşandığı Aralık ayında 3.000 MW’tan fazla kesinti yapılmıştır. Buna karşın GÖP fiyatları fiyat tavanı olan 2.000 TL/MWh’e ulaşmamıştır.

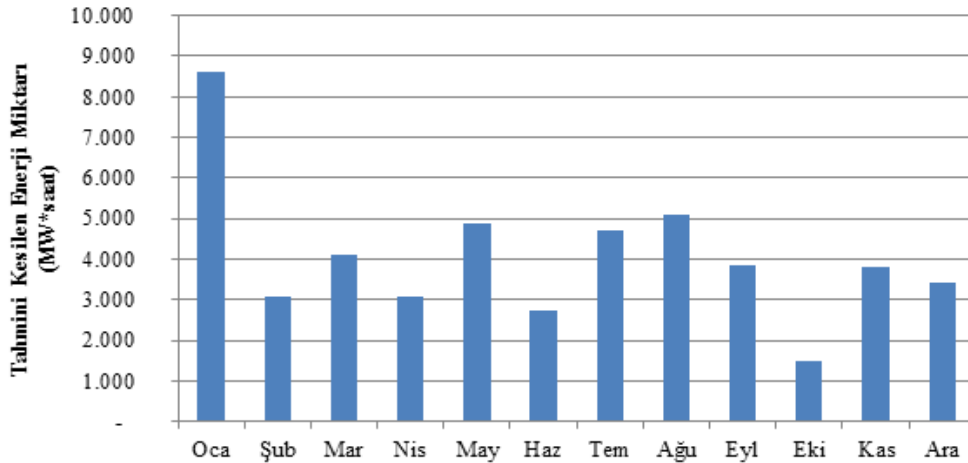
İdeal işleyen bir piyasa yapısında talep tarafında tahditlerin ancak tüm arz olanakları kullanıldıktan sonra gerçekleştirilmesi beklenmektedir. Aralık ayında gerçekleştirilen tahditler sırasında fiyat, 1200 TL seviyesinde kalmıştır. Değişken maliyetleri 1200 - 2000 TL arasında yer alan santraller piyasaya girememişler ve bu dönemdeki gelirlerden mahrum kalmışlardır. Bu durum özellikle puant santral olarak çalışan ve sabit maliyetlerini arz sıkıntısı yaşanan dönemlerde telafi eden santrallerin gelirlerinde düşüşe neden olmuştur.

Bu durumun süreklilik arz etmesi durumunda zamanla puant santrallerin kurulumu dolayısı ile emre amade kapasitelerinde azalma eğilimi görülecektir. İlerleyen dönemde artan taleple beraber daha fazla kesinti yapılması ihtiyacı oluşması muhtemeldir.

5.1.4. Şebeke Yeterliliği

Üretilen elektrik enerjisinin kaliteli bir şekilde son kullanıcılara ulaştırılması şebeke yeterliliği olarak tanımlanmaktadır. Şekil 59’de iletim şebekesinde meydana gelen arızalar neticesinde kesinti yapılan tahmini enerji miktarı gösterilmiştir.

Şekil 5-9: İletim Şebekesi Arızaları Nedeniyle Meydana Gelen Kesintiler



İletim şebekesi arızaları nedeniyle sisteme verilemeyen tahmini toplam enerji miktarı %0,02 seviyesindedir. Arızalar nedeniyle oluşan kesintiler özellikle Ocak ayında yüksek gerçekleşmiştir. Diğer



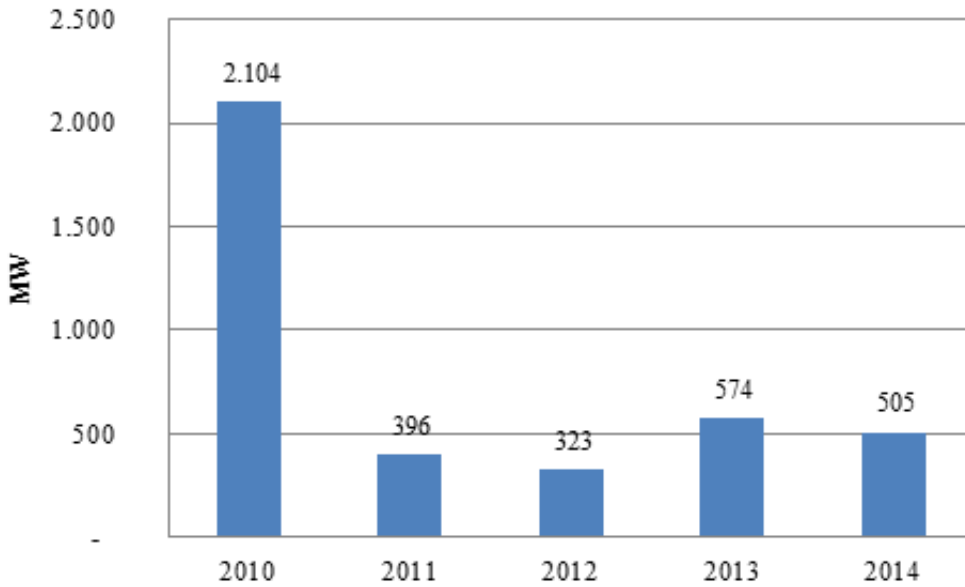
dönemlerde ise dalgalı bir seyir takip etmiştir. Öte yandan, şebeke arızaları nedeniyle gerçekleşen kesinti miktarının tahditlerle karşılaştırıldığında çok düşük olduğu görülmektedir.

5.2 Kısa Dönem Arz Güvenliği

İşletim güvenliği olarak da adlandırılan kısa dönem arz güvenliği, sistemde yan hizmetleri sağlayacak yeterli teknik rezerv miktarının bulunması ve sistem işletmecisinin anlık dengelemeyi güvenli bir şekilde sağlamasına imkan tanıyan piyasa yapısının mevcut olması ile mümkündür. Sistemin güvenli işletilmesini sağlayan sistem işletim kural ve prosedürleri de kısa dönem arz güvenliğinin önemli bir parçasıdır.

Bu çerçevede sistemde yeterli miktarda yan hizmet sunabilecek santral olması önem arz etmektedir. Halihazırda Türkiye elektrik piyasasında yan hizmetler piyasası bulunmadığından TEİAŞ, santaller ile yapmış olduğu ikili anlaşmalar ile sekonder frekans kontrol hizmetini yürütmektedir. Şekil 510'de TEİAŞ'ın imzalamış olduğu anlaşmaların tarihlerine göre mevcut maksimum sekonder frekans kontrolü (SFK) rezerv miktarı gösterilmektedir.

Şekil 5-10: Maksimum SFK Rezerv Miktarı (MW)



Türkiye elektrik sisteminin ENTSO-E ile senkron paralel olması ile beraber, sistemimizden 800 MW civarında SFK kapasitesi tutulması talep edilmektedir. Bu çerçevede talep edilen kapasiteyi sağlayabilecek kapasitenin mevcut olduğu görülmektedir.

5.3 Değerlendirme

Arz güvenliği birbiri ile ilintili birçok unsurun beraber uyum içerisinde çalışmasının sonucu oluşmaktadır. Bu çerçevede son kullanıcı seviyesinde yeterli kalitede ve süreklilikte arz temin edilebilmesi için öncelikle üretimde kullanılacak yakıtların temin güvenliğinin tesis edilmesine ihtiyaç duyulmaktadır. Ülkemiz üretim ve kapasite anlamında büyük oranda doğal gaza bağımlı olmasına rağmen işletme halinde yeterli doğal gaz depolama kapasitesi bulunmamaktadır. Doğal gaz tedariğinin sınırlı sayıda ülkelerden yapıyor olması, depolama imkânlarının sınırlı oranda kullanıma sokulması, doğal gaz piyasasının yeterli düzeyde gelişmemiş olması ve doğal gaz sağlayan ülkelerdeki siyasi istikrarsızlıklar nedeniyle doğal gaz arzında kesintiler yaşanmaktadır. Bununla beraber toptan satış piyasasında fiyatların yükselmemesi, piyasa etkili bir şekilde yeni tedarik kaynakları çekmesini engellemektedir. Bu durumda söz konusu kesintiler sistematik hale gelmektedir.

Normal şartlar altında rekabetçi serbest piyasalarda fiyatın ilgili ürüne ilişkin tüm bilgileri ve beklentileri içermesi beklenmektedir. Ancak doğal gaz piyasasında elektrik piyasasına benzer şekilde



organize bir toptan satış piyasası bulunmaması nedeniyle arz sıkıntısının fiyatlara etkisi çok sınırlı olmaktadır.

Doğal gaz piyasasında başlayan kesinti durumu, GÖP'ün 2006 yılından beri işletilmekte olduğu elektrik piyasasında görünür hale gelmektedir. Doğal gaz santrallerine uygulanan tahditler nedeniyle arz düşmekte ve fiyatlar yükselmeye başlamaktadır. Ancak elektrik piyasasında da fiyat sinyali tam olarak görünür olmamıştır. Normal bir piyasa yapısında elektrik kesintileri olduğu bir dönemde fiyatların fiyat tavanına yükselmesi beklenmektedir. Piyasa işletmecisi olan TEİAŞ'ın elindeki tüm üretim kaynaklarını kullandıktan sonra kesintileri başlatması gerekmektedir. Bu çerçevede, Aralık 2013 kesintileri sırasında fiyatların fiyat tavanı olan 2.000 TL/MWh'e yükselmeden tahditlere gidilmiştir. Fiyatların yeterince yükselmemesi nedeniyle piyasadaki mevcut kapasitenin ve yeni yatırımcıların söz konusu dönemde emre amade olmaları durumunda elde edecekleri kar oranları dolayısıyla ticari motivasyonları düşmüştür. Bu nedenle mevcut doğal gaz dışında üretim yapan kapasitenin de kullanım oranını düşürmekte ve etkin bir şekilde kullanılmamasına neden olmaktadır.

Netice itibarıyla arz sıkıntısı nedeniyle oluşan fiyat sinyallerinin doğal gaz piyasasında çok sınırlı olması, elektrik piyasasında ise yeterli seviyede olmaması eldeki tedarik imkânlarının etkin bir şekilde kullanılmasını engellemektedir. Bu çerçevede EPIAŞ'ın kurulması, daha etkin ve şeffaf bir piyasa işletim ve izleme sistemlerinin kurulması açısından önem arz etmektedir. Öte yandan yürütülmekte olan talep tarafı katılımın artırılması çalışmalarının tamamlanması hem arz güvenliğinin temin edilmesi hem de piyasa gücünün ve manipülasyonların sınırlandırılması açısından önem arz etmektedir.

6. İLETİM

6.1 Tarifeler

Bölgesel iletim tarifeleri 27/12/2012 tarihli ve 4211 sayılı Kurul Kararı ile belirlenmiştir. Söz konusu Kurul Kararı ile piyasa işletim ücreti, iletim sistemi sistem işletim tarifesi ve iletim sistem kullanım tarifesi belirlenmiştir. Sistem kullanım ve sistem işletim tarifeleri 14 bölge bazında üretim ve tüketim için Tablo 9'de gösterilmiştir.

Tablo 9: Sistem Kullanım ve Sistem İşletim Tarifeleri

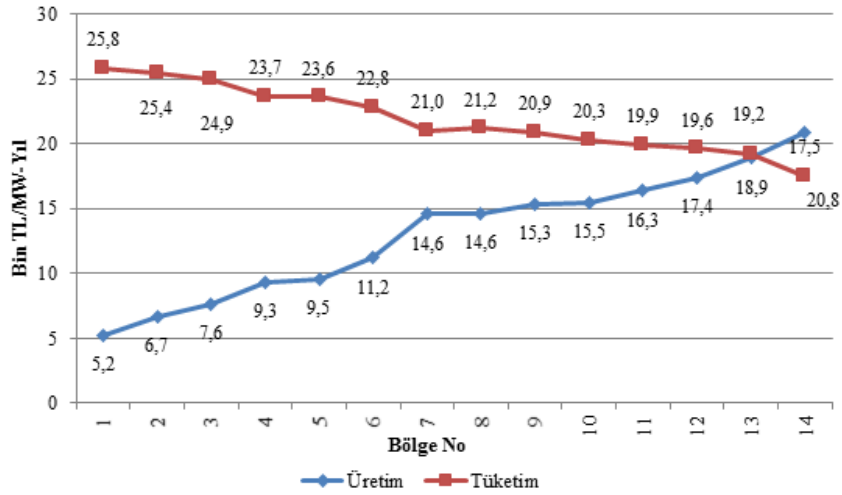
Bölge	Üretim (*) ²		Tüketim (*)	
	Sistem Kullanım	Sistem İşletim	Sistem Kullanım	Sistem İşletim
	Tarifesi	Tarifesi	Tarifesi	Tarifesi
	TL/MW-Yıl	TL/MW-Yıl	TL/MW-Yıl	TL/MW-Yıl
1	5.245,37	392,86	25.838,90	392,86
2	6.689,71	392,86	25.393,41	392,86
3	7.648,63	392,86	24.902,78	392,86
4	9.348,47	392,86	23.678,87	392,86
5	9.518,92	392,86	23.577,32	392,86
6	11.177,99	392,86	22.803,27	392,86
7	14.562,97	392,86	20.986,76	392,86
8	14.611,96	392,86	21.182,72	392,86
9	15.288,86	392,86	20.908,89	392,86
10	15.461,51	392,86	20.298,62	392,86
11	16.347,67	392,86	19.918,19	392,86
12	17.411,94	392,86	19.638,63	392,86
13	18.890,80	392,86	19.195,67	392,86
14	20.814,49	392,86	17.507,93	392,86

(*) İletim Ek Ücreti dahil edilmiştir.

2 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanununun Geçici 14 üncü maddesi kapsamındaki üretim bağlantılarına %50 indirim uygulanır.



Şekil 6-1: Bölgesel İletim Sistem Kullanım Tarifeleri



Ancak 5784 sayılı Kanun ile değişiklik yapılan 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanununun Geçici 14 üncü maddesindeki "...31/12/2012 tarihine kadar işletmeye girecek üretim ve otoprodüktör lisansı sahibi tüzel kişilere aşağıdaki teşvikler sağlanır. Üretim tesislerinin, işletmeye giriş tarihlerinden itibaren beş yıl süreyle iletim sistemi sistem kullanım bedellerinden yüzde elli indirim yapılır." hükmü gereği ilgili üretim bağlantılarına %50 indirim uygulanmaktadır.

Söz konusu Kurul Kararı ile piyasa işletim ücretinin; sabit ve değişken bileşenler olarak faturanın düzenlendiği ay içinde piyasa katılımcılarına aşağıdaki şekilde uygulanmasına karar verilmiştir.

Tablo 10: Piyasa İşletim Ücreti

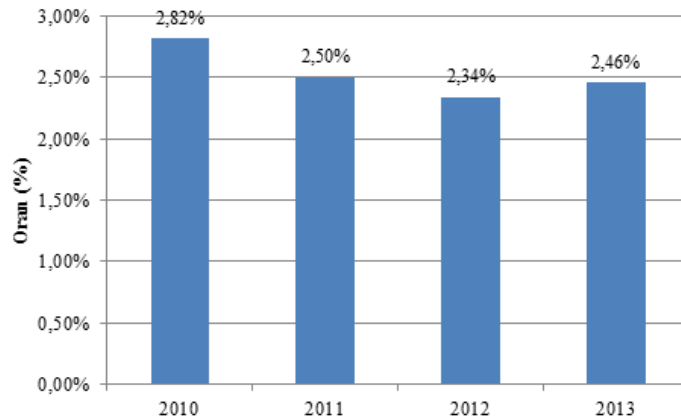
	Sabit Bileşen (*)	Değişken Bileşen (*)
	TL/Katılımcı-Ay	TL/MWh-Ay
Gün Öncesi Piyasası	182,51	0,001850
Dengeleme Güç Piyasası	991,38	0,013218
Dengesizliklerin Uzlaştırılması	182,51	0,012243

(*) İletim Ek Ücreti dahil edilmmiştir.

6.2 Kayıplar ve Yatırım Miktarı

İletim sistemi kayıp kaçak (İSKK) oranı sistemdeki talep, yük akışları, sıcaklık ve yatırımlara bağlı olarak değişmektedir. İSKK saatlik olarak hesaplanmakta olup, yıllık ortalamasının yıllar itibariyle değişimi Şekil 62'de gösterilmektedir. Yıllar itibariyle İSKK'da düşüş olduğu görülmektedir.

Şekil 6-2: İletim Sistemi Kayıp Kaçak Oranı (%)





7. DAĞITIM ve GÖREVLİ TEDARİK ŞİRKETLERİ

7.1 Özelleştirme Süreci

Dağıtım şirketlerinin özelleştirilmesi süreci Yüksek Planlama Kurulu'nun 17.03.2004 tarihli ve 2004/3 sayılı kararı ile kabul edilen "Elektrik Enerjisi Sektörü Reformu ve Özelleştirme Stratejisi Belgesi" çerçevesinde sürdürülmektedir. Özelleştirme süreci 4046 sayılı "Özelleştirme Uygulamaları Hakkında Kanun" hükümleri çerçevesinde Özelleştirme İdaresi Başkanlığı tarafından yürütülmektedir.

Eylül 2013'te Toroslar Elektrik Dağıtım A.Ş.'nin devir işlemlerinin gerçekleşmesi ile elektrik dağıtım bölgelerinin özelleştirme süreci tamamlanmıştır.

7.2 Tüketici Sayıları

2013 yılı itibariyle dağıtım şirketlerinin bölgelerindeki toplam tüketici sayısı 36.426.756 olarak gerçekleşmiş olup, bu tüketicilerin toplam tüketimleri 145,4 GWh olarak gerçekleşmiştir.

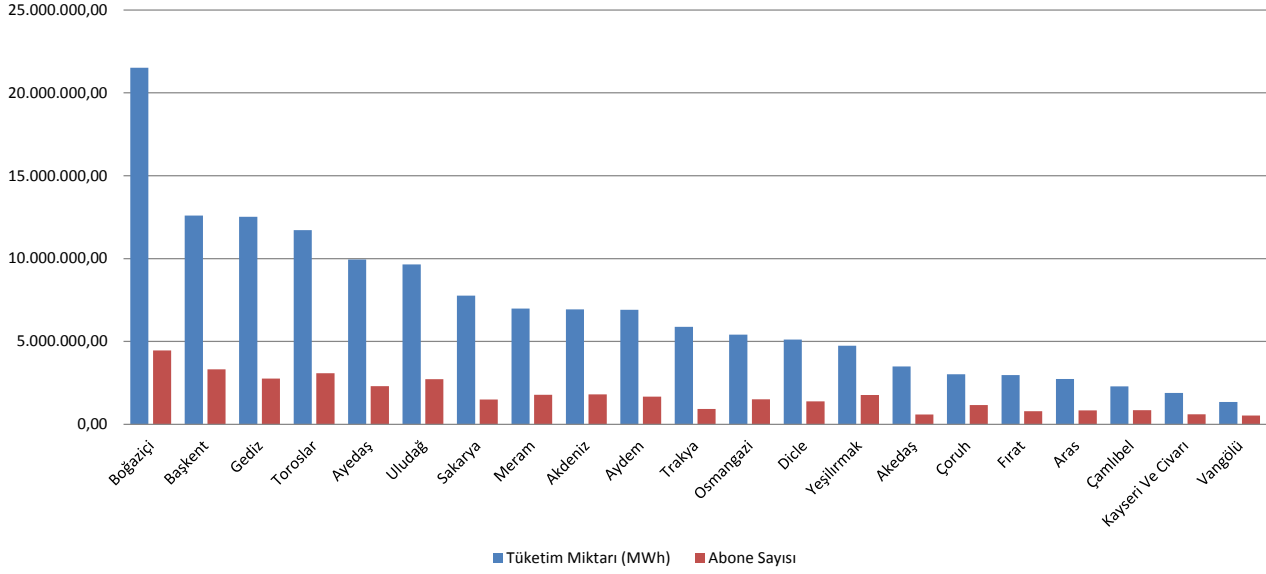
Şekil 7-1: Dağıtım Şirketleri Tüketim Miktarı ve Abone Sayıları

Dağıtım Şirketi	Tüketim Miktarı (MWh)	Abone Sayısı
Boğaziçi	21.518.920,00	4.464.471
Başkent	12.592.907,00	3.321.058
Gediz	12.518.278,71	2.757.843
Toroslar	11.719.623,00	3.088.099
Ayedaş	9.940.454,00	2.304.789
Uludağ	9.651.121,00	2.729.178
Sakarya	7.771.181,00	1.501.482
Meram	6.988.419,94	1.788.887
Akdeniz	6.936.120,00	1.803.081
Aydem	6.916.804,52	1.668.748
Trakya	5.877.963,00	928.483
Osmangazi	5.410.610,00	1.515.857
Dicle	5.115.118,46	1.385.082
Yeşilirmak	4.745.851,00	1.766.936
Akedaş	3.486.632,35	598.180
Çoruh	3.020.528,93	1.165.271
Fırat	2.978.008,00	796.569
Aras	2.738.600,00	841.694
Çamlıbel	2.285.128,00	857.697
Kayseri Ve Civarı	1.899.469,97	609.878
Vangölü	1.344.341,00	533.473
Genel Toplam	145.456.079,88	36.426.756,00

Şekil 7-2'de dağıtım şirketi bazında abone sayıları ve tüketimleri beraber gösterilmiştir. İki arasında genel olarak paralel bir ilişki görülmekle beraber bazı bölgelerin tüketimleri ile karşılaştırıldığında göreceli olarak daha fazla abone sayıları bulunmaktadır.



Şekil 7-2: Abone Sayıları ve Tüketimler



7.3 Kayıp Kaçak Oranları

Dağıtım özelleştirmelerinin önemli hedeflerinden bir tanesi de kayıp kaçak oranlarının azaltılmasıdır. Dağıtım şirketi bazında kayıp kaçak hedefleri ve gerçekleşen değerler Tablo 11’de **gösterilmektedir**. En yüksek kayıp kaçak oranlarına Dicle ve Vangözü **bölgeleri sahiptir**.

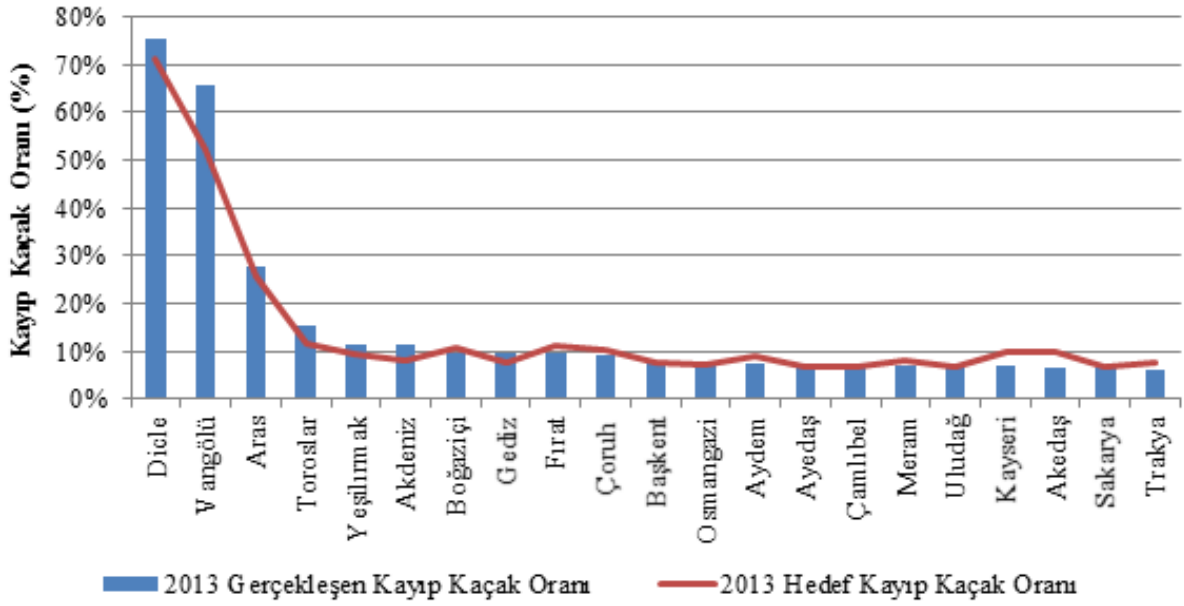
Tablo 1-1: Dağıtım Şirketleri Kayıp Kaçak Oranları (%)

Dağıtım Bölgesi	2013 Hedef Kayıp Kaçak Oranı (%)	2013 Gerçekleşen Kayıp Kaçak Oranı (%)	Uygulama Dönemi Sonu Hedef Kayıp Kaçak Oranı (%)	Fark (%)
Dicle	71,07	75,41	49,03	4,34
Vangözü	52,10	65,84	35,94	13,74
Aras	25,70	27,58	17,73	1,88
Toroslar	11,80	15,24	10,72	3,44
Yeşilirmak	9,41	11,47	8,78	2,06
Akdeniz	8,05	11,32	8,02	3,27
Boğaziçi	10,76	9,89	9,78	-0,87
Gediz	7,70	9,73	7,00	2,03
Fırat	11,11	9,49	10,09	-1,62
Çoruh	10,15	9,42	10,15	-0,73
Başkent	7,88	7,90	7,88	0,02
Osmangazi	7,21	7,86	7,21	0,65
Aydem	8,90	7,61	8,09	-1,29
Aydaş	6,61	7,59	6,61	0,98
Çamlıbel	7,02	7,58	6,92	0,56
Meram	8,28	7,14	8,28	-1,14
Uludağ	6,90	7,03	6,90	0,13
Kayseri	10,01	6,85	10,01	-3,16
Akedaş	10,03	6,70	10,03	-3,33
Sakarya	6,96	6,64	6,33	-0,32
Trakya	7,70	6,14	7,70	-1,56

Aşağıdaki şekilde gerçekleşen ve hedeflenen kayıp kaçak oranları beraber gösterilmiştir. Hedeflenen oranlar ile gerçekleşen oranlar genel olarak paralellik arz etmektedir.

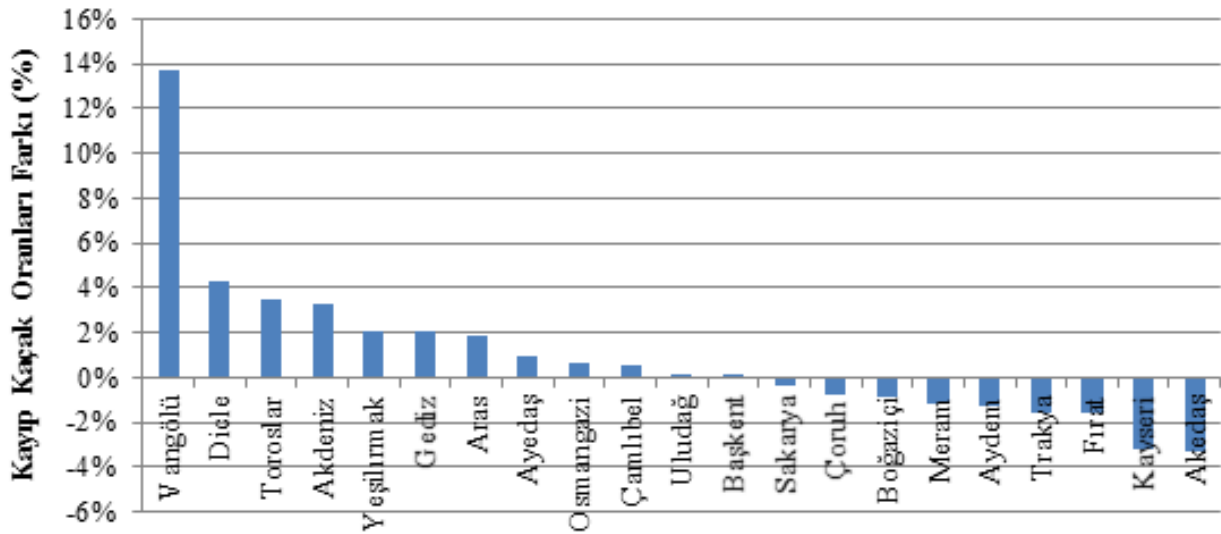


Şekil 7-3: Gerçekleşen ve Hedef Kayıp Kaçak Oranları (%)



Gerçekleşen ile hedeflenen kayıp kaçak oranları arasındaki fark ise Şekil 74'te gösterilmiştir. Şekilde görüldüğü üzere şirketlerin yarıya yakını kendilerine hedef olarak verilen kayıp kaçak oranından daha düşük orana sahiptir.

Şekil 7-4: Hedeflenen ve Gerçekleşen Kayıp Kaçak Oranları Farkı (%)



7.4 Onaylanan Dağıtım ve Görevli Tedarik Şirketi Yatırım Tutarları

Kurulun 20/12/2011 tarihli toplantısı ile dağıtım şirketlerinin 2011-2015 uygulama dönemi yatırım planını teşkil eden "Elektrik Piyasası Dağıtım Sistemi Düzenlemeye Esas Yatırım Harcamalarının Belirlenmesi ve Gerçekleşmesinin İzlenmesine İlişkin Usul ve Esaslar" eki olan tablolar onaylanmıştır. Konuya ilişkin Kurul Kararları ile dağıtım şirketlerinin 2011-2015 uygulama döneminde yıllık olarak "Dağıtım Faaliyetine İlişkin Düzenlemeye Esas Net Yatırım Harcaması" ve "Perakende Satış Hizmeti Faaliyetine İlişkin Düzenlemeye Esas Net Yatırım Harcaması" miktarları onaylanmıştır.

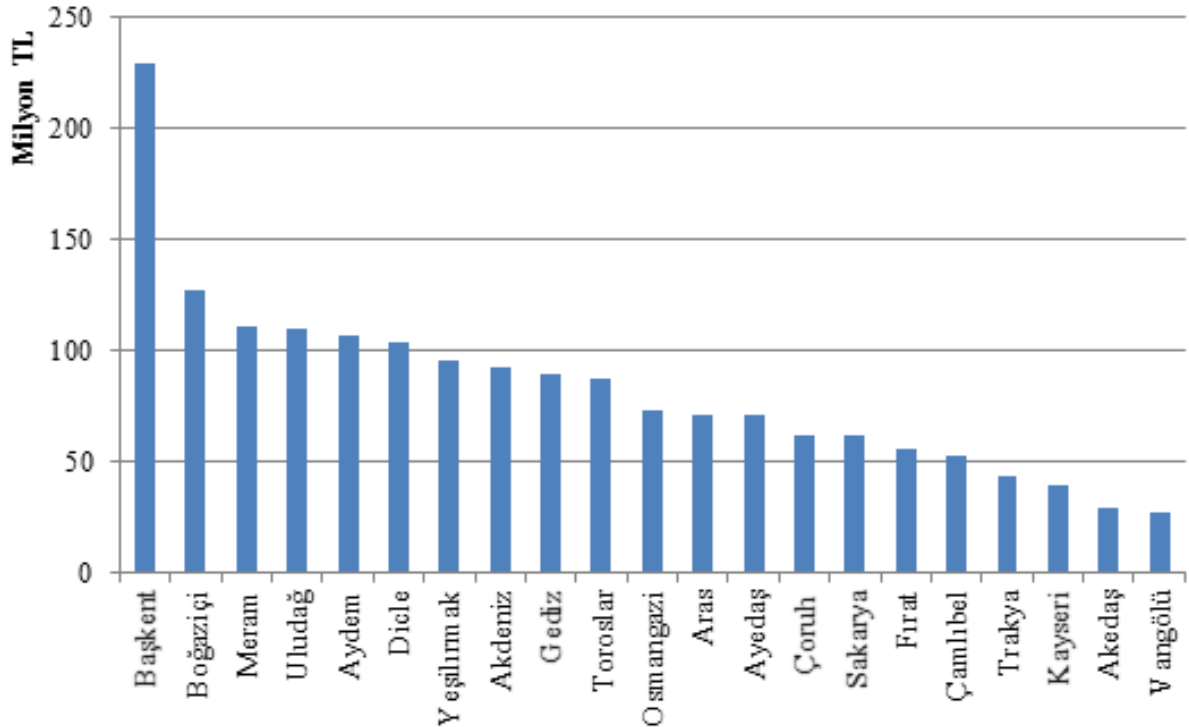


Tablo 12: 2013 Yılı Onaylanan Yatırım Tutarı (TL)

Dağıtım Bölgesi	2013 Onaylanan Yatırım Tutarı (TL)	Uygulama Dönemi Onaylanan Yatırım Tutarı (TL)
Başkent	229.255.608	1.142.531.755
Boğaziçi	127.222.148	625.568.834
Meram	110.415.132	552.075.662
Uludağ	109.364.053	539.110.263
Aydem	107.081.723	527.099.419
Dicle	104.034.132	516.107.420
Yeşilirmak	95.008.270	481.798.550
Akdeniz	92.756.235	461.781.176
Gediz	89.014.563	433.027.619
Toroslar	87.276.420	431.659.745
Osmangazi	72.831.437	362.157.184
Aras	70.836.087	352.180.436
Ayedaş	70.709.515	350.547.577
Çoruh	61.899.545	304.607.517
Sakarya	61.809.505	300.038.459
Fırat	55.339.842	273.550.078
Çamlıbel	52.217.204	256.241.473
Trakya	42.986.266	206.816.128
Kayseri	38.859.553	192.397.767
Akedaş	29.244.023	145.420.114
Vangözü	26.842.484	132.862.418
Toplam	1.735.003.746	8.587.579.595

2013 yılı için toplam 1,7 milyar TL yatırım EPDK tarafından onaylanmıştır. Bütün uygulama dönemi için ise 8,6 milyar TL onaylanmıştır.

Şekil 7-5: 2013 Yılı Dağıtım Şirketleri Onaylanan Yatırım Tutarı





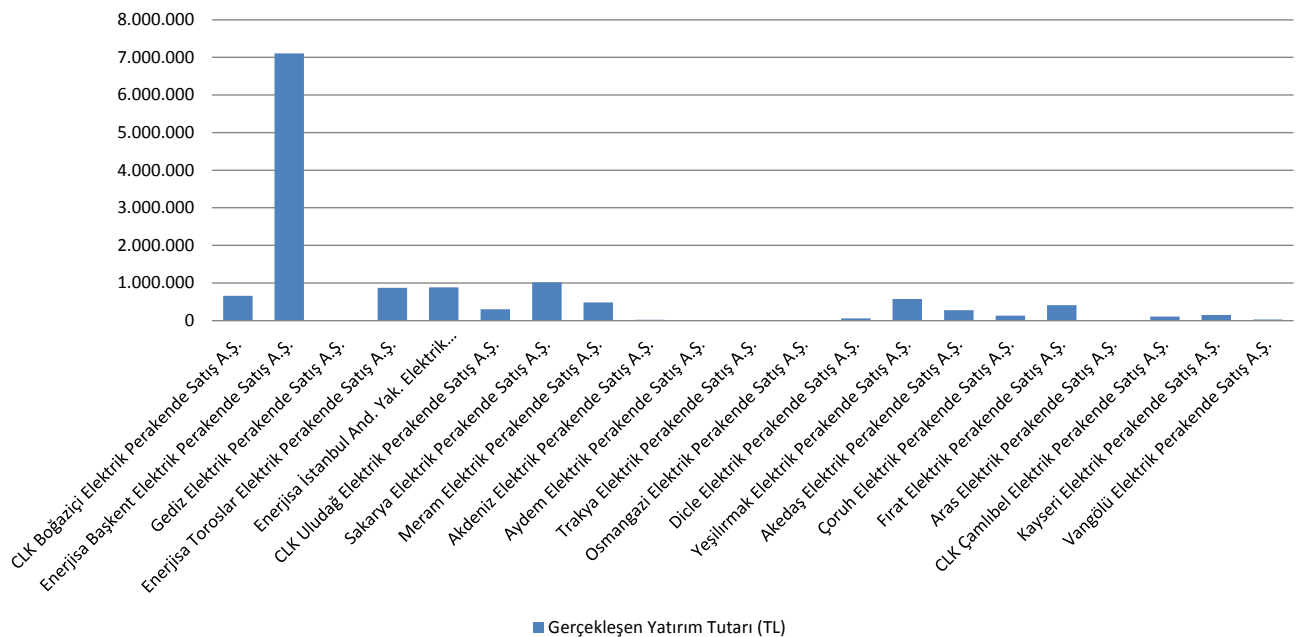
Şekil 7-5'te görüldüğü üzere en yüksek yatırım onayı Başkent, Boğaziçi ve Meram bölgeleri için yapılmıştır. GTŞ'lere ilişkin 2013 yatırım tutarları ise Tablo 13'te dağıtım bölgesi bazında verilmiştir.

Tablo 13: 2013 Yılı Görevli Tedarik Şirketleri Gerçekleşen Yatırım Tutarı (TL)

Görevli Tedarik Şirketi	Gerçekleşen Yatırım Tutarı TL)
CLK Boğaziçi Elektrik Perakende Satış A.Ş.	662.290
Enerjisa Başkent Elektrik Perakende Satış A.Ş.	7.105.200
Gediz Elektrik Perakende Satış A.Ş.	0
Enerjisa Toroslar Elektrik Perakende Satış A.Ş.	871.498
"Enerjisa İstanbul And. Yak. Elektrik Perakende Satış A.Ş."	883.713
CLK Uludağ Elektrik Perakende Satış A.Ş.	301.796
Sakarya Elektrik Perakende Satış A.Ş.	1.017.507
Meram Elektrik Perakende Satış A.Ş.	484.050
Akdeniz Elektrik Perakende Satış A.Ş.	19.145
Aydem Elektrik Perakende Satış A.Ş.	0
Trakya Elektrik Perakende Satış A.Ş.	2.259
Osmangazi Elektrik Perakende Satış A.Ş.	0
Dicle Elektrik Perakende Satış A.Ş.	55.640
Yeşilirmak Elektrik Perakende Satış A.Ş.	572.364
Akedaş Elektrik Perakende Satış A.Ş.	279.221
Çoruh Elektrik Perakende Satış A.Ş.	129.988
Fırat Elektrik Perakende Satış A.Ş.	413.365
Aras Elektrik Perakende Satış A.Ş.	0
CLK Çamlıbel Elektrik Perakende Satış A.Ş.	104.490
Kayseri Elektrik Perakende Satış A.Ş.	149.312
Vangölü Elektrik Perakende Satış A.Ş.	28.270
Toplam	13.080.108

2013 yılında 13 milyon TL yatırım gerçekleşmiştir.

Şekil 7-6: 2013 Yılı Görevli Tedarik Şirketleri Onaylanan Yatırım Tutarı



Söz konusu yatırım gerçekleşmesi en yüksek olan şirketler Başkent, Sakarya ve Anadolu Yakası olmuştur.