TÜRKİYE ELEKTRİK İLETİM A.Ş. GENEL MÜDÜRLÜĞÜ
APK DAİRESİ BAŞKANLIĞI

TÜRKİYE ELEKTRİK ENERJİSİ 10 YILLIK ÜRETİM KAPASİTE PROJEKSİYONU (2005 – 2014)

AĞUSTOS 2005

İÇİNDEKİLER

I GİRİŞ 3
II TALEP GELİŞİMİ 4
II.1. 1995 – 2004 Yılları Türkiye Elektrik Sistemi Puant Güç ve Enerji Talebi 4
II.2. 2003 Yılı Elektrik Enerjisi Tüketiminin Günlük İncelemeleri 7
II.3. 2003 – 2004 Yılları Tertiplenmiş Yük Eğrileri 11
II.4. Talep tahminleri 11
III 2003 – 2004 YILLARI ÜRETİM PROGRAMLARI VE GERÇEKLEŞMELERİ 18
III.1. 2003 Yılı 18
III.2. 2004 Yılı 19
IV İLETİM VE DAĞITIM SİSTEMİ 21
IV.1. İletim Sistemi 21
IV.2. Dağıtım Sistemi 22
IV.3. Sistem Kayıpları 23
V ÜRETİM KAPASİTE PROJEKSİYONUNUN HAZIRLANMASINDA KULLANILAN KABULLER 24
V.1. Elektrik Enerjisi Üretiminde Birincil Kaynakların Arz Güvenliği Açısından İncelenmesi 28
VI SONUÇLAR 29
VI.1. Çözüm I 29
VI.2. Çözüm II 39
VII EKLER 51

I GİRİŞ

4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ve Şebeke Yönetmeliği çerçevesinde dağıtım şirketleri tarafından hazırlanan talep tahminleri esas alınarak piyasa katılımcılarına yol göstermek amacıyla 10 yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonunun hazırlanması ve Kurul onayına sunulması görevi TEİAŞ'a verilmiştir.

Şebeke Yönetmeliğine göre Üretim Kapasite Projeksiyonunun hazırlanma esaslarından biri olan ve dağıtım şirketleri tarafından hazırlanıp TEİAŞ tarafından sonuçlandırılarak Kurul tarafından onaylanacak olan talep tahminleri ve buna bağlı olarak talebin sektörel bazda gelişimi, bölgesel arz talep dengesi talep çalışmasının dağıtım şirketleri tarafından hazırlanamamasından dolayı bu raporda dikkate alınmamıştır.

Bu nedenle raporda Şebeke Yönetmeliğinin geçici maddesinde belirtilmiş olduğu gibi Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'ndan alınan talep serileri kullanılmıştır.

Üretim Kapasite Projeksiyonunun çalışma periyodu 10 yıllık olup 2005 – 2014 yıllarını kapsamaktadır. Mevcut, inşası devam eden ve EPDK'dan Temmuz 2004 tarihi itibariyle lisans almış üretim tesislerinin o tarihteki üretim kapasiteleri ve güçleri dikkate alınarak iki talep serisine göre Arz-Talep Dengeleri, güç ve enerji olarak hesaplanmıştır. Üretim kapasiteleri hesaplanırken hidrolik santralların normal hidrolojik koşullardaki üretimleri olan ortalama veya proje üretimleri ve kurak hidrolojik koşullardaki üretimleri olan güvenilir üretimleri ayrı ayrı göz önüne alınarak her iki talep serisi için arz talep dengeleri ve enerji yedekleri hesaplanmış ve sonuçları Çözüm I ve Çözüm II olarak raporda yer almıştır.

II TALEP GELİŞİMİ

Bu bölümde son 10 yıllık (1995-2004) elektrik enerjisi tüketiminin sektörel bazda gelişimi, aynı dönemdeki güç talebinin gelişimi, kayıp kaçak miktarları, üretim tesislerinin sistemden çektiği iç ihtiyaç miktarları, 2003 yılındaki tipik günlere ait yük eğrileri, gerçekleşen talebin tahminler ile karşılaştırılması ve gelecek 10 yıllık (2005-2014) dönem için puant güç ve elektrik enerjisi talebinin tahmin edilen gelişimi verilmektedir.

2005-2014 dönemi talep tahminleri için 4628 sayılı Kanunda ve Şebeke Yönetmeliğinde Dağıtım Şirketleri tarafından yapılması istenen ve belli bir formatta hazırlanması tarif edilen talep çalışması, Dağıtım Şirketleri tarafından hazırlanamadığından bu çalışmalar tamamlanana kadar daha önceden de yapıldığı gibi Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından hazırlanan talep serileri kullanılmıştır.

II.1. 1995 – 2004 Yılları Türkiye Elektrik Sistemi Puant Güç ve Enerji Talebi

Elektrik enerjisi brüt tüketimi (Türkiye üretimi+dış alım–dış satım) 2003 yılında %6.5 artış ile 141.2 Milyar kWh, 2004 yılında ise %5.7 artış ile 149.3 Milyar kWh olarak gerçekleşmiştir. Türkiye elektrik enerjisi üretimi, santral iç ihtiyaçları, iletim ve dağıtım sistemlerinin kaybı ve net tüketim miktarları ile artış oranları Tablo 1'de gösterilmektedir. Net tüketim 2003 yılında 111.8 Milyar kWh, 2004 yılında ise 118.0 Milyar kWh olmuştur.

Son 10 yıldaki elektrik enerjisi net tüketiminin tüketici gruplarına dağılımı Tablo 2'de verilmektedir. Sanayideki büyümenin yavaşlaması, elektriğin sanayide daha verimli kullanılması gibi nedenlerle bu sektörün toplam tüketimdeki payı 1995 yılında %56 iken 2003 yılında %49 olmuştur. Sanayi, mesken, ticarethane, resmi daire ve genel aydınlatma sektörlerinde yıllık artış sırası ile ortalama %5, %7, %15, %5 ve %6'dir.

Tablo 1 : Türkiye Elektrik Enerjisi Üretim – Tüketim ve Kayıplarının Yıllar İtibariyle Gelişimi

GWh

YILLAR	BRÜT ÜRETİM	ARTIŞ %	İÇ İHTİYAÇ	%	NET ÜRETİM	İTHALAT	ŞEBEKEYE VERİLEN(1)	ŞEBEKE KAYBI	İHRACAT(2)	NET TÜKETİM		ARTIŞ (%)
1995	86247,4	10,1	4388,8	5,1	81858,6	0	81858,6	13768,8	695,9	67393,9	*	9,8
1996	94861,7	10,0	4777,3	5,0	90084,4	270,1	90354,5	15854,8	343,1	74156,6	*	10,0
1997	103295,8	8,9	5050,2	4,9	98245,6	2492,3	100737,9	18581,9	271,0	81885,0	*	10,4
1998	111022,4	7,5	5523,2	5,0	105499,2	3298,5	108797,7	20794,9	298,2	87704,6	*	7,1
1999	116439,9	4,9	5738,0	4,9	110701,9	2330,3	113032,2	21545,0	285,3	91201,9	*	4,0
2000	124921,6	7,3	6224,0	5,0	118697,6	3791,3	122488,9	23755,9	437,3	98295,7	*	7,8
2001	122724,7	-1,8	6472,6	5,3	116252,1	4579,4	120831,5	23328,7	432,8	97070,0	*	-1,2
2002	129399,5	5,4	5672,7	4,4	123726,8	3588,2	127315,0	23931,9	435,1	102948,0	*	6,1
2003	140580,5	8,6	5332,2	3,8	135248,3	1158,0	136406,3	24052,7	587,6	111766,0	*	8,6
2004**	149982,1	6,7	5750,0	3,8	144232,1	462,8	144694,9	25540,1	1104,8	118050,0		5,6

1) Şebekeye Verilen = Net Üretim+İthalat
2) İhracat, sınırda teslim esasına göre yapıldığından,ihracat ile ilgili kayıp şebeke kaybı içinde yer almaktadır.

Kaynak : Türkiye Elektrik Dağıtım ve Tüketim İstatistikleri ,1994-2003
Üretim,ithalat,ihracat geçici, şebeke kaybı tahmini değerlerdir.

Tablo 2 : Yıllar İtibariyle Türkiye Elektrik Enerjisi Kullanımının Tüketici Gruplara Dağılımı (GWh)

YILLAR	MESKEN	%	KÖY	%	TİCARET	%	RESMİ DAİRE	%	SANAYİ	%	GENEL AYDINLATMA	%	DİĞER	%	TOPLAM
1995	14493	21.5			4195	6.2	3012	4.5	38007	56.4	3106	4.6	4581	6.8	67394
1996	16394	22.1			5741	7.7	3002	4.0	40638	54.8	3085	4.2	5296	7.1	74157
1997	18514	22.6			6852	8.4	3803	4.6	43491	53.1	3310	4.0	5913	7.2	81885
1998	20034	22.8			7734	8.8	4272	4.9	46139	52.6	3691	4.2	5835	6.7	87705
1999	22584	24.8			8208	9.0	3775	4.1	46480	51.0	4185	4.6	5969	6.5	91202
2000	23888	24.3			9339	9.5	4108	4.2	48842	49.7	4558	4.6	7561	7.7	98296
2001	23557	24.3			9908	10.2	4370	4.5	46989	48.4	4888	5.0	7358	7.6	97070
2002	23559	22.9			10867	10.6	4581	4.4	50489	49.0	5104	5.0	8347	8.1	102948
2003	25195	22.5			12872	10.5	4554	4.1	55099	49.3	4975	4.5	9071	8.1	111766

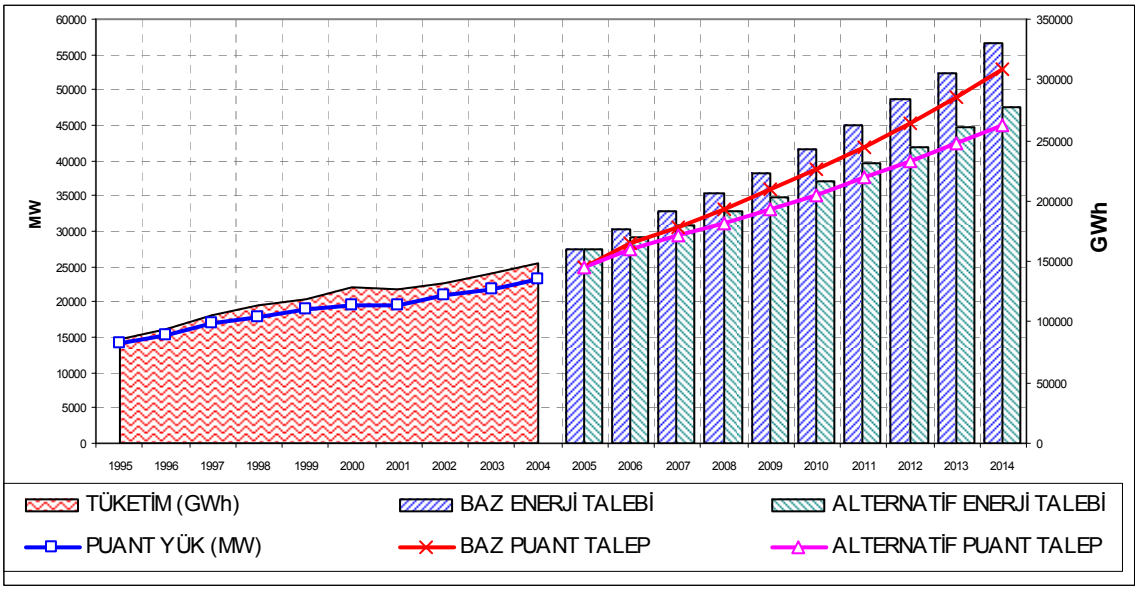
NOT: 1984 Yılından itibaren 2705 sayılı yasa ile köyler Dağıtım Müesseselerine devir olunmaya başlamış ve devredilen köylerin aboneleri tüketim koduna göre bireysel aboneliğe dönüştürülmüştür.

Türkiye enterkonnekte sistemin yıllar itibariyle ani puant gelişimi Tablo 3'de verilmektedir. 2003 yılında puant talep 21729 MW, minimum yük 9270 MW olarak gerçekleşmiştir. 2004 yılında ise puant talep 23199 MW, minimum yük 8888 MW olarak gerçekleşmiştir. 2003 yılında minimum yükün puant talebe oranı %43 iken 2004 yılında bu oran %38'dir.

Tablo 3 : 1995 – 2004 Yılları Türkiye Elektrik Sistemi Puant Güç ve Enerji Talebi

	PUANT GÜÇ TALEBİ (MW)	ARTIŞ (%)	ENERJİ TALEBİ (GWh)	ARTIŞ (%)
1995	14165	11,0	85552	10,0
1996	15231	7,5	94789	10,8
1997	16926	11,1	105517	11,3
1998	17799	5,2	114023	8,1
1999	18938	6,4	118485	3,9
2000	19390	2,4	128276	8,3
2001	19612	1,1	126871	-1,1
2002	21006	7,1	132553	4,5
2003	21729	3,4	141151	6,5
2004	23199	6,8	149239	5,7

Grafik 1: 1995 – 2014 Yılları Türkiye Elektrik Sistemi Puant Güç ve Enerji Talebi

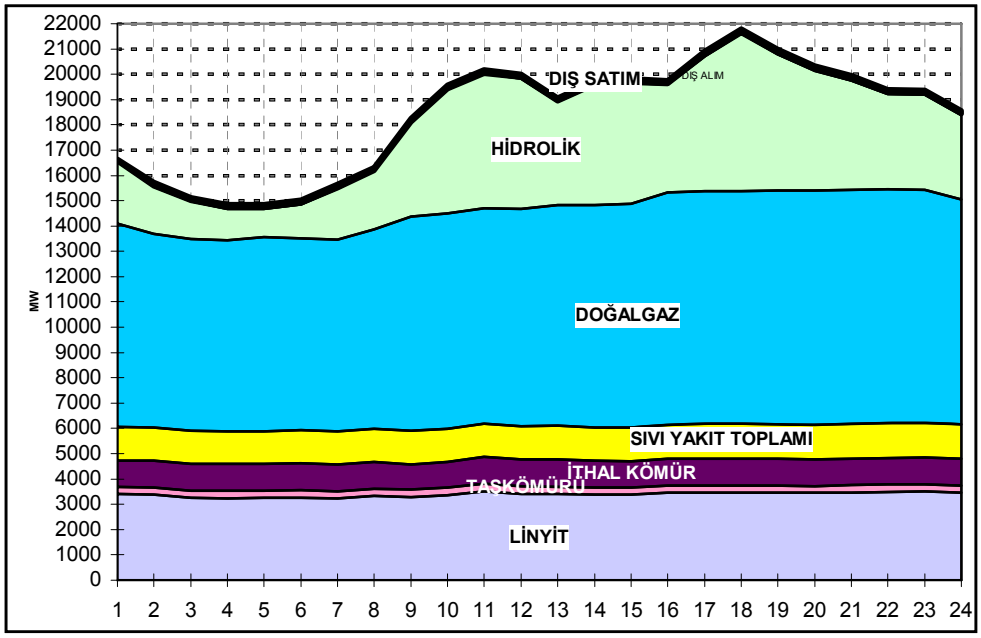


2003 yılında en yüksek tüketimin olduğu günde puant talep 21729 MW, minimum yük ise 15000 MW dolayında gerçekleşmiştir. 2004 yılında ise aynı değerler 23199 MW ve 15513 MW'tır. 2004 yılında toplam 24157.4 MW termik kapasitenin 15390 MW'ı puant anında kullanılmıştır.

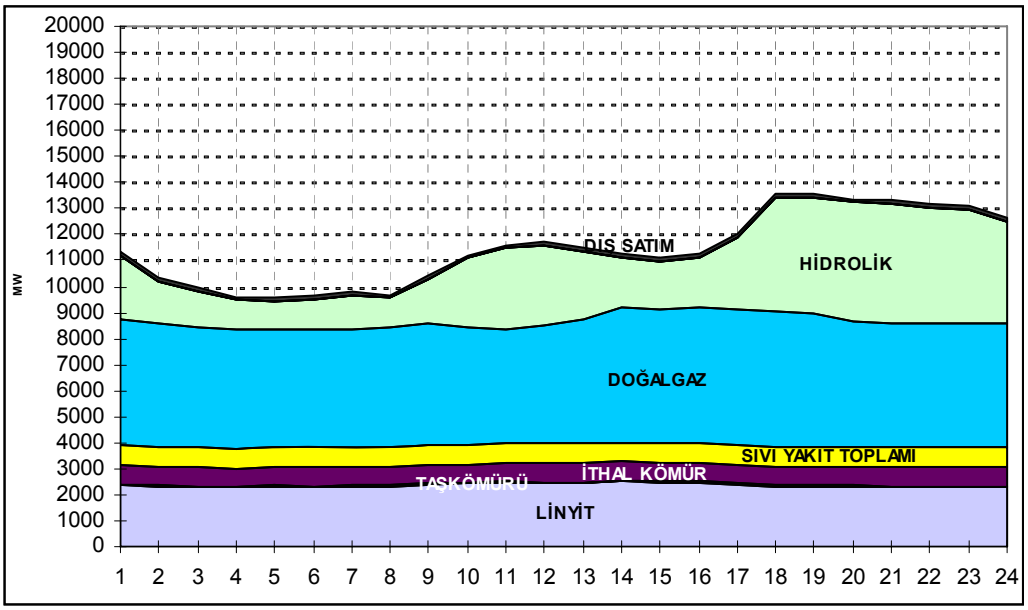
II.2. 2003 Yılı Elektrik Enerjisi Tüketiminin Günlük İncelemeleri

2003 yılında elektrik enerjisi talebinin maksimum ve minimum olduğu günlerin yük eğrisi Grafik 2 ve Grafik 3'te, her ayın üçüncü Çarşamba gününe ait yük eğrileri Grafik 4'de verilmektedir.

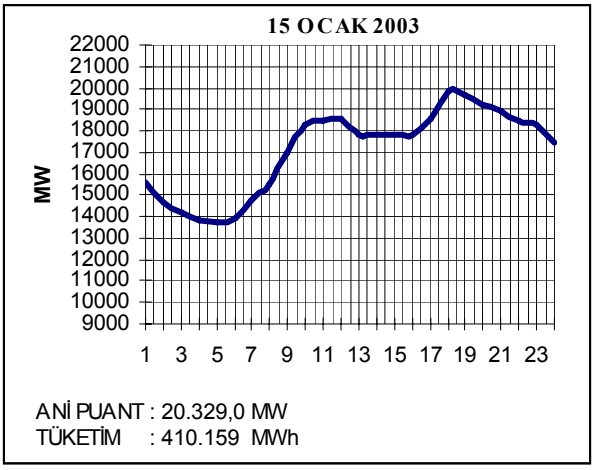
Grafik 2: 2003 yılı elektrik enerjisi tüketiminin maksimum olduğu günde (19 Aralık 2003) santralların enerji kaynağı türlerine göre çalışma durumları:

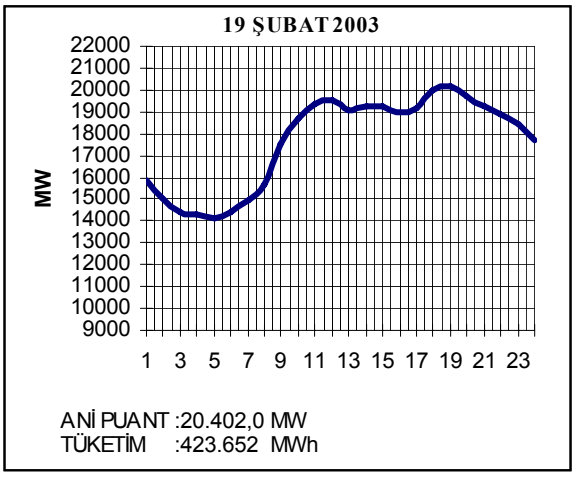


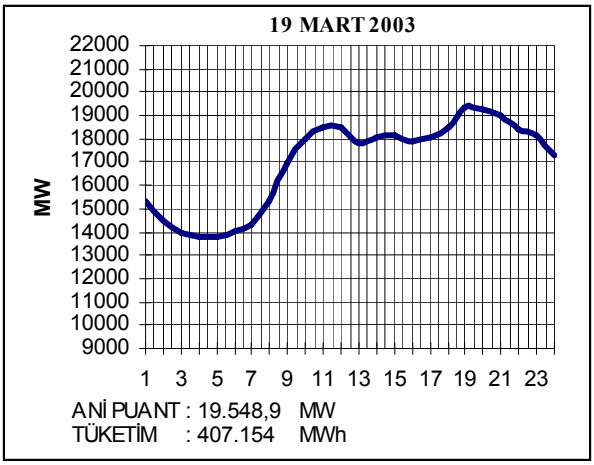
Grafik 3: 2003 yılı elektrik enerjisi tüketiminin minimum olduğu günde (26 Kasım 2003) santralların enerji kaynağı türlerine göre çalışma durumları:

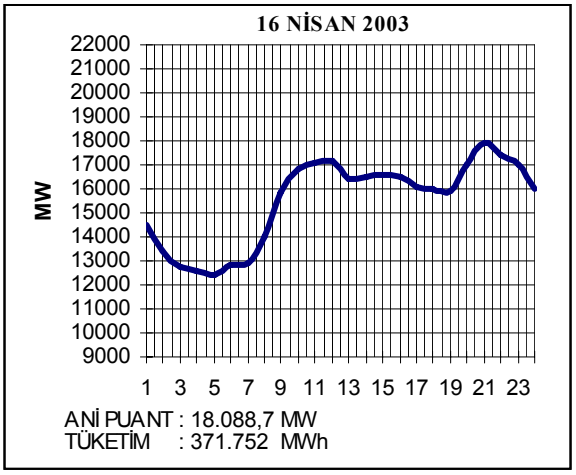


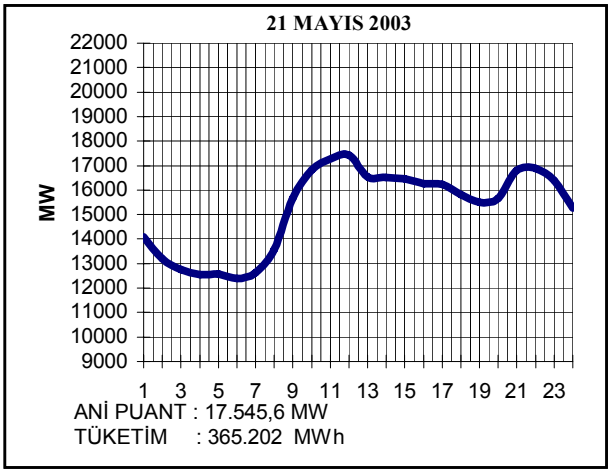
Grafik 4: 2003 yılında her ayın üçüncü Çarşamba günlerinin saatlik yük grafiği

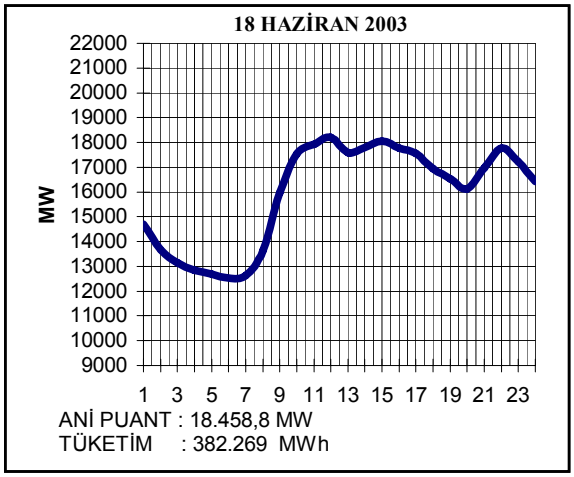


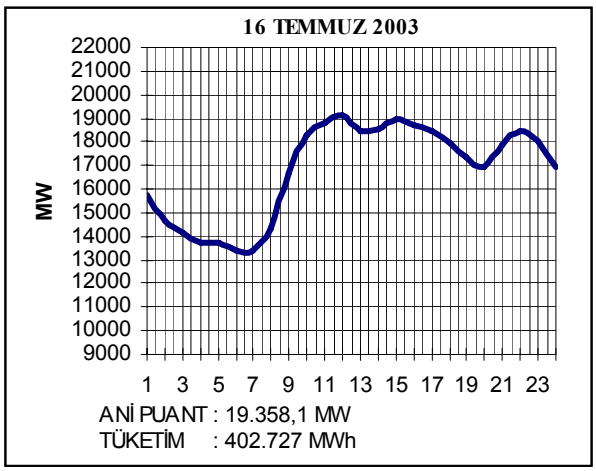


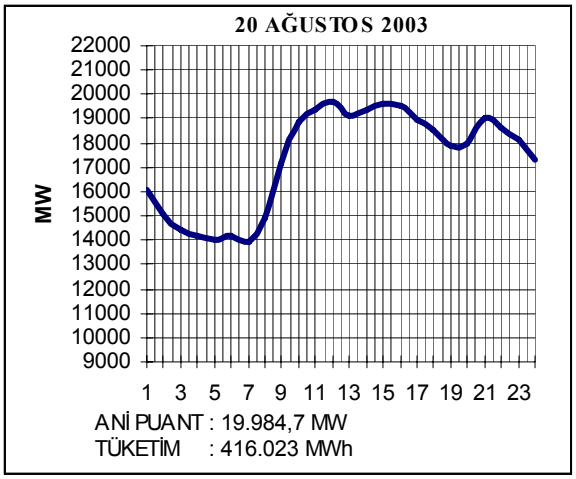


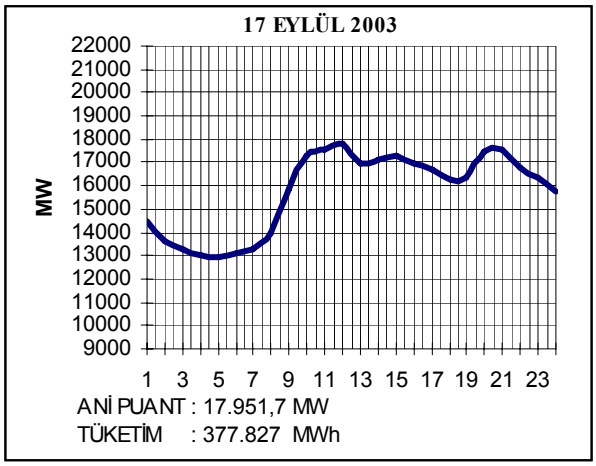


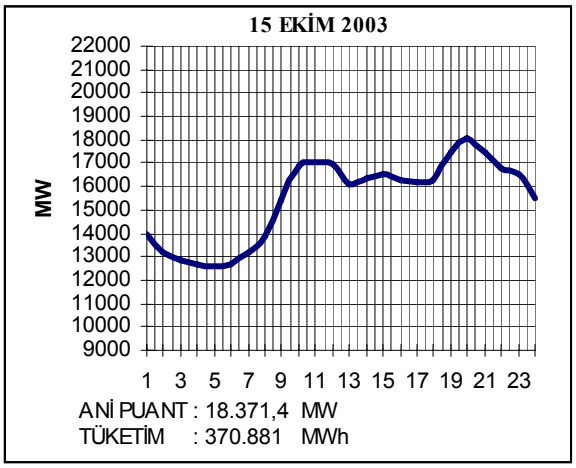


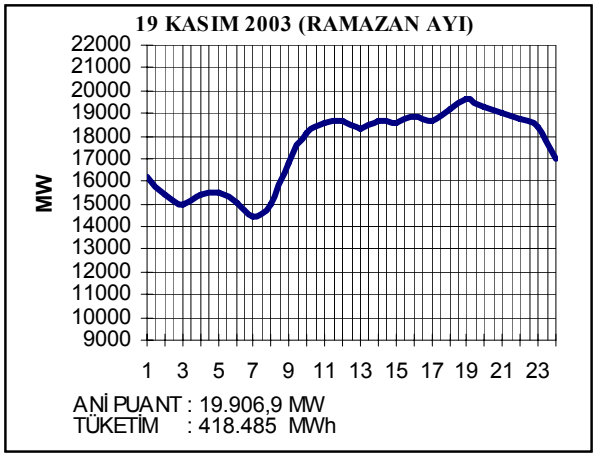


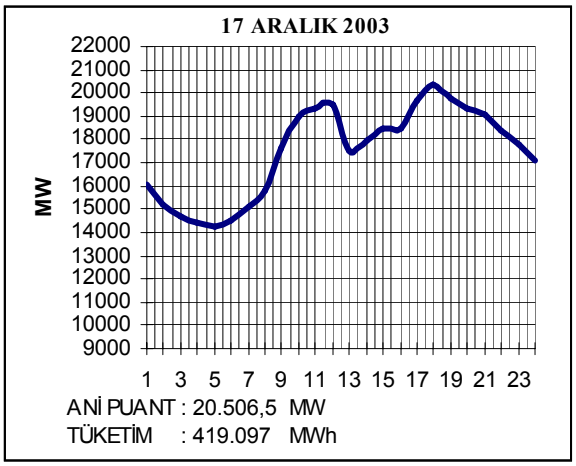








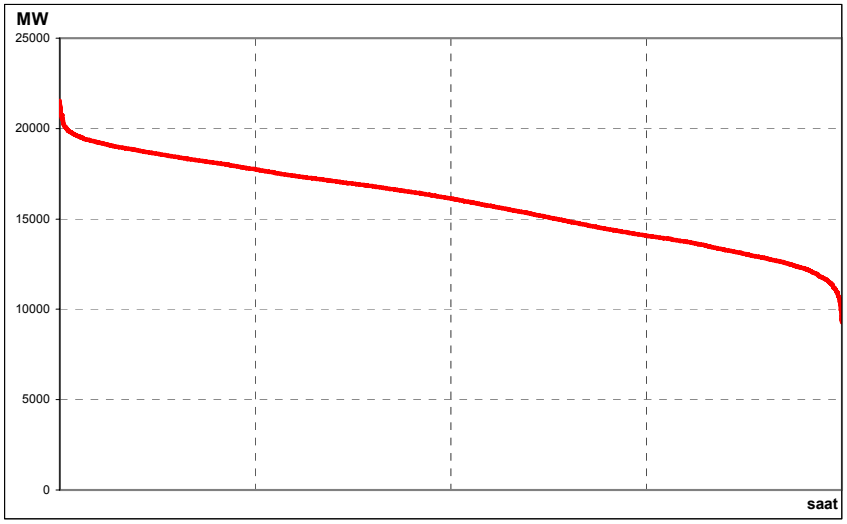




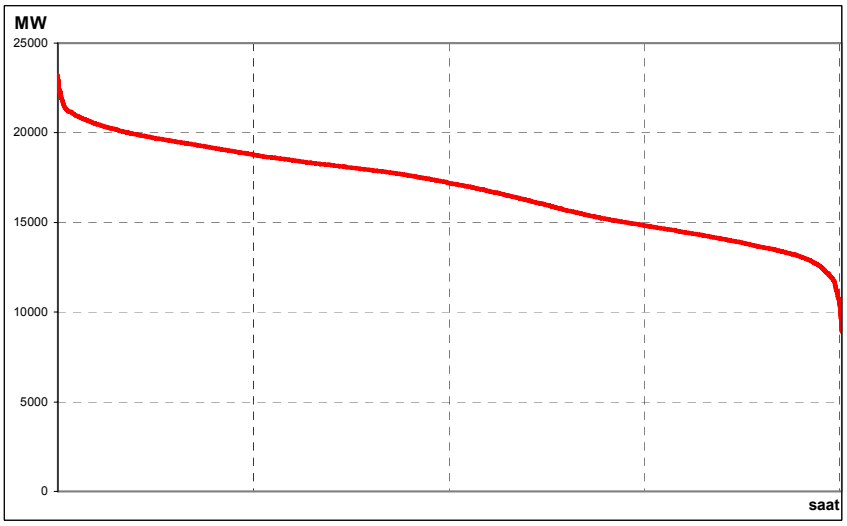
2003 Yılında 11-14 / Şubat Kurban Bayramı, 25-27 / Kasım Ramazan Bayramıdır.

II.3. 2003 – 2004 Yılları Tertiplenmiş Yük Eğrileri

Grafik 5: 2003 yılı tertiplenmiş yük eğrisi:



Grafik 6: 2004 yılı tertiplenmiş yük eğrisi:



II.4. Talep tahminleri

2005 – 2014 dönemini kapsayan Üretim Kapasite Projeksiyon çalışmasında ETKB tarafından yürütülen talep tahmin çalışması sonuçları kullanılmıştır.

MAED Modeli kullanılarak; ETKB enerji talep serilerini, TEİAŞ ise elektrik enerjisi talep tahmininden ve ülke elektrik enerjisi tüketim eğrilerinden (yük eğrisi) hareketle puant güç talep serilerini hazırlamaktadır.

ETKB tarafından hazırlanan elektrik enerjisi talep tahmini çalışmalarının gerçekleşme analizleri Tablo 4.1 ve 4.2'de verilmiştir[1].

[1] Türkiye Uzun Dönem Elektrik Enerjisi Talep Çalışması Raporu (ETKB-APKK)

Tablo 4.1 : Elektrik Enerjisi Tüketimi Gerçekleşme ve Yapılan Talep Projeksiyonları

Milyar kWh

	KALKINMA HIZI (%)		ELEKTRİK TÜKETİMİ	PROJEKSİYONLAR												
	HEDEF	GERÇEKLEŞME		POLİTİKALAR 1985	1987	1988/1	1988/2	5. EN. KONG. 1990	1990/2	1993	6. EN. KONG. 1994	1996	2000	2002/1	2002/2
1980	7.5	-2.4	24.6												
1981	4.2	4.9	26.3												
1982	4.3	306.0	28.3												
1983	4.7	5.0	29.6												
1984	4.9	6.7	33.3												
1985	5.1	4.2	36.4	35.9											
1986	4.6	7.0	40.5	40.5											
1987	6.4	9.5	44.9	45.2											
1988	5.0	2.1	48.4	50.5	51.6										
1989	0.9	0.3	52.6	56.4	57.9	57.9	55.5	52.6	52.6						
1990	5.8	9.3	56.8	62.0	65.0	64.9	61.8	56.5	56.8						
1991	5.2	0.9	60.5	68.0	71.7	71.9	68.2	68.2	68.2						
1992	5.1	6.0	67.2	74.6	79.0	79.2	75.3	75.3	75.3						
1993	4.7	8.0	73.4	81.8	87.2	87.3	83.1	83.1	83.1	71.7					
1994	4.7	-5.5	77.8	89.6	96.1	96.1	91.8	91.8	91.8	80.4	81.0				
1995	4.2	7.2	85.5	98.3	105.9	105.9	101.2	101.2	93.0	88.4	87.2				
1996	4.5	7.0	94.8	106.9	115.6	115.6	110.6	110.6	100.8	96.8	94.6				
1997	4.0	7.5	105.5	116.3	126.8	126.8	120.6	120.6	109.3	106.0	102.5	105.3			
1998	3.1	3.1	114.0	126.5	138.9	138.9	131.6	131.6	118.5	116.1	111.1	113.8			
1999	3.1	-4.7	118.5	137.5	152.3	152.3	143.5	143.5	128.4	127.2	120.3	123.7	118.5		
2000	6.0	7.4	128.3	149.5	166.8	166.8	156.5	156.5	139.3	139.3	130.4	134.3	126.8	128.3	128.3
2001	4.8	-7.5	126.9		177.0	177.0	165.3	168.0	150.8	150.7	140.9	146.2	138.8	127.3	126.9
2002	4.0	7.9	132.3		189.3	189.3	178.1	180.2	163.2	163.2	151.7	158.0	151.4	133.4	132.3
2003	5.1	5.8	140.9		202.5	202.5	191.9	193.4	176.7	176.7	163.4	170.8	165.2	151.5	142.5

Tablo 4.2 : Elektrik Enerjisi Talep Projeksiyonlarının Tüketimi Gerçekleşmesine Göre Sapma Oranları (%)

	PROJEKSİYONLAR											
	POLİTİKALAR 1985	1987	1988/1	1988/2	5. EN. KONG. 1990	1990/2	1993	6. EN. KONG. 1994	1996	2000	2002/1	2002/2
1980												
1981												
1982												
1983												
1984												
1985	-1.4											
1986	0.0											
1987	0.7											
1988	4.3	6.6										
1989	7.2	10.1	10.1	5.5	0.0	0.0						
1990	9.2	14.4	14.3	8.8	-0.5	0.0						
1991	12.4	18.5	18.8	12.7	12.7	12.7						
1992	11.0	17.6	17.9	12.1	12.1	12.1						
1993	11.4	18.8	18.9	13.2	13.2	13.2	-2.3					
1994	15.2	23.5	23.5	18.0	18.0	18.0	3.3	4.1				
1995	15.0	23.9	23.9	18.4	18.4	8.8	3.4	2.0				
1996	12.8	21.9	21.9	16.7	16.7	6.3	2.1	-0.2				
1997	10.2	20.2	20.2	14.3	14.3	3.6	0.5	-2.8	-0.2			
1998	11.0	21.8	21.8	15.4	15.4	3.9	1.8	-2.5	-0.2			
1999	16.0	28.5	28.5	21.1	21.1	8.4	7.3	1.5	4.4	0.0		
2000	16.6	30.0	30.0	22.0	22.0	8.6	8.6	1.6	4.7	-1.2	0.0	0.0
2001		39.5	39.5	30.3	32.4	18.8	18.8	11.0	15.2	9.4	0.3	0.0
2002		43.1	43.1	34.6	36.2	23.4	23.4	14.7	19.4	14.4	0.8	0.0
2003		43.7	43.7	36.2	37.3	25.4	25.4	16.0	21.2	17.2	7.5	1.1

Tahminlerin gerçekleşme oranları, ilk olarak kalkınma hızının gerçekleşme oranı ile yakın ilişkilidir. Bugüne kadar yapılan talep projeksiyonu çalışmalarında kullanılan GSYİH artış hızları, gerçekleşmeler ile mukayese edildiğinde gerçekleşme ile talep çalışmalarında kullanılan hedef artış hızlarında, kriz yılları hariç + %10 ve - %5 oranında sapmaların olduğu tespit edilmiştir.

Modelde kullanılan verilerin gerçek değerlere daha yakın olması durumunda kısa ve orta dönemde elektrik enerjisi talep gerçekleşmeleri tahminlere daha yakın, uzun dönemde ise kullanılan verilere paralel olarak sapmalar daha da fazla olmaktadır.

ETKB-APKK tarafından 2004 yılında yapılan talep tahminleri çeşitli senaryolara ve duyarlılık analizlerine göre yapılmıştır (Ek 4). Bu talep projeksiyonlarından ikisi; DPT tarafından tarım, maden, imalat, enerji, inşaat, ulaştırma ve diğer hizmetler sektörlerinin her birisi için 2020 yılına kadar GSYİH'ya sağladıkları katkı ve dolayısıyla bunların toplamından oluşan GSYİH miktarı verilerinin kullanılmasıyla hesaplanan Senaryo 1 ve GSYİH'nın alt bileşeni olan imalat sanayi alt sektörlerindeki değişmelere duyarlılığını göstermek için hazırlanan Senaryo 2 dikkate alınarak Üretim Kapasite Projeksiyonu çalışması yapılmıştır.

Talep tahmin çalışmasında kullanılan bazı ana girdilerin gelişimi aşağıdaki gibi alınmıştır. GSYİH miktarları ve alt sektörler itibariyle ayrıntısı Senaryo 1 ve Senaryo 2 için aynı olup ancak Senaryo 2'de alt sektörlerdeki farklı gelişimin elektrik enerjisi talep projeksiyonuna etkisi incelenmiştir.

2000 yılında 67.5 milyon olan nüfusun %1.6 artarak 2005 yılında 73 milyona, 2005-2010 döneminde %1.4 artarak 2010 yılında 78.5 milyona, 2010-2015 döneminde %1.2 artarak 2015 yılında 83.3 milyona, 2015-2020 döneminde %1 oranında artarak 2020 yılında 87.8 milyona ulaşacağı dikkate alınmıştır.

DPT Müsteşarlığı tarafından 2004 yılında belirlenen kalkınma hızı yani gayri-safi yurt içi hasıla artış hızı aşağıda verilmektedir:

Dönemler	Kalkınma Hızı (%)	Nüfus Artışı (%)
2000-2005	3.1	1.6
2005-2010	5.5	1.4
2010-2015	6.4	1.2
2015-2020	6.4	1.0

Kaynak: Türkiye Uzun Dönem Elektrik Enerjisi Talep Çalışması Raporu ETKB

Yukarıdaki kalkınma hızlarına göre GSYİH'nin sektörlere göre gelişim yapısı aşağıda verilmiştir.

Gayri Safi Yurt İçi Hasıla'nın Sektörel Yapısı (% pay)

	2000	2005	2010	2015	2020
Tarım	13.4	11.9	10.6	9.4	8.4
İnşaat	5.0	4.2	4.9	5.5	5.5
Maden	1.4	1.0	0.8	0.7	0.6
İmalat	23.8	24.6	24.1	23.8	23.6
Enerji	3.2	3.5	3.8	4.0	4.3
Hizmetler	53.2	54.8	55.8	56.6	57.6
TOPLAM	100.0	100.0	100.0	100.00	100.0

Kaynak: Türkiye Uzun Dönem Elektrik Enerjisi Talep Çalışması Raporu

Tablonun incelenmesinden de görüleceği üzere, tarım ve maden sektörlerinin milli gelire olan katkılarının giderek azalmasına karşılık, imalat sanayinin ilk beş yıllık dönemde katkısının artması daha sonraki dönemlerde ise yavaş bir şekilde düşmesi beklenmektedir. Uzun dönemde enerji ve inşaat sektörlerinin payı artmakla birlikte, en fazla artışın hizmetler sektöründen gelmesi beklenmektedir.

Talep tahmin serileri olan Senaryo 1 ve Senaryo 2 ve yıllara göre artışları sırasıyla Tablo 5, Grafik 7 ve Tablo 6, Grafik 8'de verilmektedir.

2005 yılına ait puant güç ve enerji talebi değerleri için MAED modeli sonucu kullanılmamış olup bu yıl için hazırlanan üretim programında öngörülen değerler alınmıştır. Bu nedenle her iki senaryoda da 2005 yılı değerleri aynıdır.

2005 ve sonraki yıllarda da minimum yükün puant talebe oranının geçmiş yıllarda gerçekleştiği gibi %40 dolayında devam edeceği, diğer bir deyişle yük eğrisi karakteristiğinin çok fazla değişmeyeceği kabul edilmiştir.

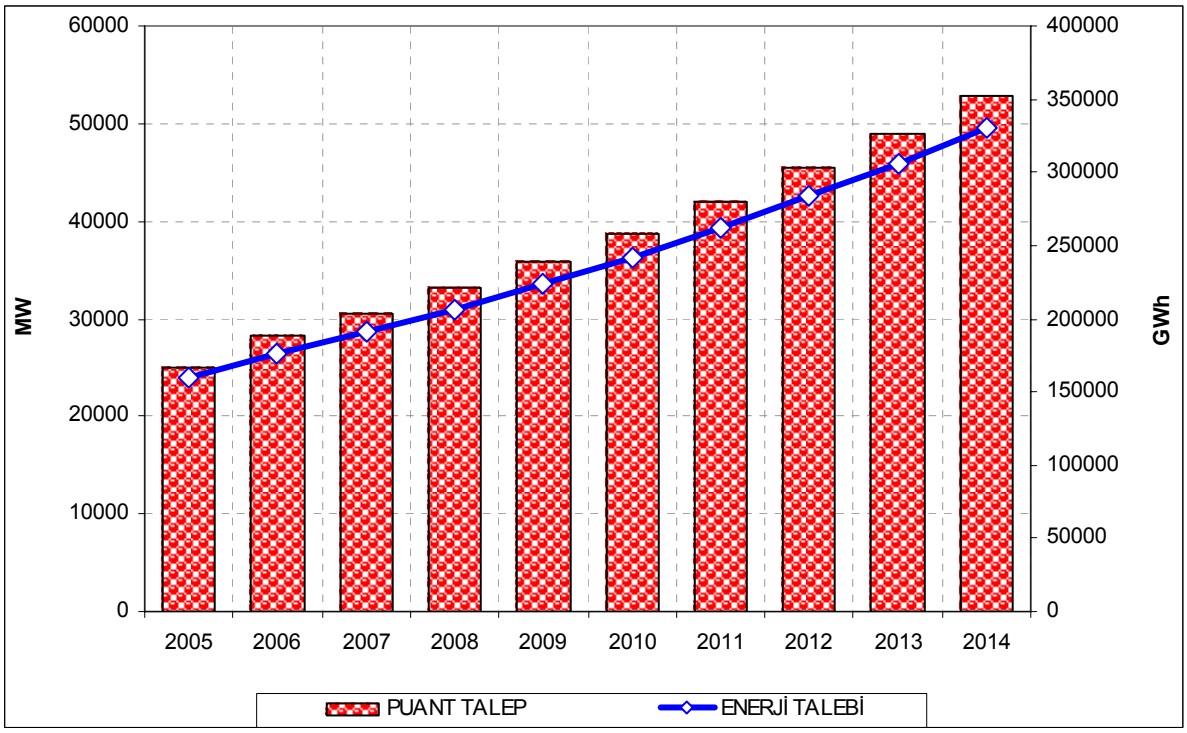
2005-2014 döneminde elektrik enerjisi talebinde yıllık ortalama artış Senaryo 1'e göre %8.4, Senaryo 2'ye göre %6.3'tür.

Talep tahminleri Türkiye elektrik sistemi için geçerli olup, brüt taleptir. İletim ve dağıtım hatlarındaki kayıplar, santralların iç ihtiyaçları dahildir. Dağıtım sistemine bağlı ve Yük Tevzi Merkezinden talimat almayan üretim tesislerinin üretimleri de dahildir. Dağıtım şirketleri görev bölgelerindeki talep tahminlerini bildirirken, dağıtım sistemine bağlı Yük Tevzi Merkezinden talimat almayan üretim tesislerinin üretimlerini bölgesel talep miktarlarından düşecekleri için, daha sonra hazırlanacak raporlarda yer alacak olan dağıtım şirketlerinin bildireceği elektrik enerjisi talebinde söz konusu santralların üretimleri hariç olacaktır.

Tablo 5 : Talep Tahmini (Senaryo 1)

YIL	PUANT TALEP		ENERJİ TALEBİ	
	MW	Artış (%)	GWh	Artış (%)
2005	25000	-	159650	-
2006	28269	13.1	176401	10.5
2007	30561	8.1	190700	8.1
2008	33077	8.2	206400	8.2
2009	35817	8.3	223500	8.3
2010	38785	8.3	242021	8.3
2011	41965	8.2	262000	8.3
2012	45409	8.2	283501	8.2
2013	49029	8.0	306100	8.0
2014	52905	7.9	330301	7.9

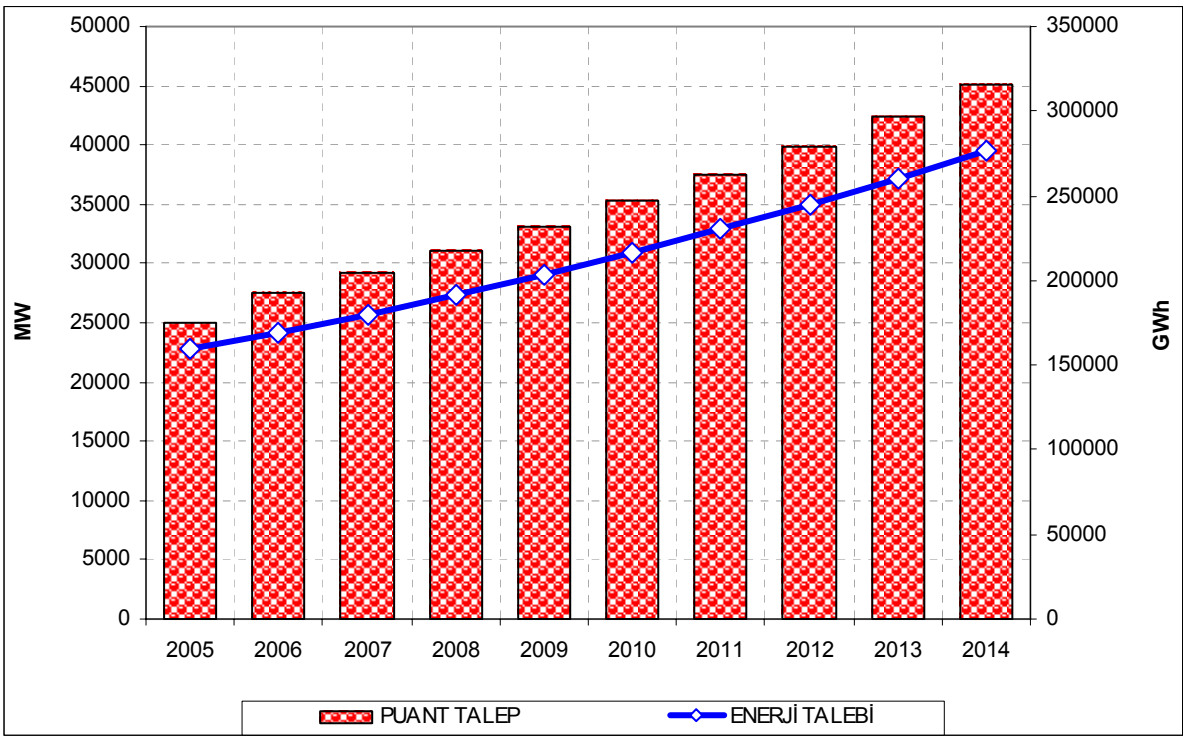
Grafik 7: Talep Tahmini (Senaryo 1)



Tablo 6 : Talep Tahmini (Senaryo 2)

YIL	PUANT TALEP		ENERJİ TALEBİ	
	MW	Artış	GWh	Artış
2005	25000	-	159650	-
2006	27555	10.2	169517	6.2
2007	29299	6.3	180248	6.3
2008	31157	6.3	191677	6.3
2009	33132	6.3	203827	6.3
2010	35232	6.3	216747	6.3
2011	37521	6.5	230399	6.3
2012	39891	6.3	244951	6.3
2013	42407	6.3	260401	6.3
2014	45077	6.3	276799	6.3

Grafik 8: Talep Tahmini (Senaryo 2)



III 2003 – 2004 YILLARI ÜRETİM PROGRAMLARI VE GERÇEKLEŞMELERİ

III.1. 2003 Yılı

2003 yılı için hazırlanan üretim programında Türkiye toplam elektrik üretiminin 139.2 milyar kWh seviyelerinde olacağı ve buna göre elektrik enerjisi tüketiminin de 142.5 milyar kWh olacağı tahmin edilmiş olup, 2003 yılı elektrik enerjisi tüketimi bir önceki yıla göre yaklaşık %6.5 artış ile 141.2 milyar kWh olarak gerçekleşmiştir (Tablo 7). 2003 yılı sonu itibariyle Türkiye toplam kurulu gücü 35587 MW olup, bu gücün Kuruluşlara dağılımı Tablo 8'de verilmektedir.

Tablo 7: 2003 Yılı Elektrik Üretim Programı ve Gerçekleşmesi (GWh)

KURULUŞLAR	2003 Yılı Programı	2003 Yılı Revize Programı	2003 Yılı Gerçekleşme
EÜAŞ	**46883,8**	**53800,4**	**52169,5**
EÜAŞ'A BAĞLI ORT. SANT.	8135,0	9378,5	8336,7
ÖZELLEŞTİRME KAP. ve PROG. SANT.			2590,7
MOBİL SANTRALLAR	5165,7	2537,9	2557,9
İŞLETME HAKKI DEV. SANT.	4405,7	4403,1	4316,7
ÇEAŞ	3511,5	1713,6	1720,5
KEPEZ	447,3	299,7	300,6
YAP İŞLET DEVRET SANTRALLAR	13811,0	14191,4	14049,5
YAP İŞLET SANTRALLAR	33889,7	32347,8	31219,7
SERBEST ÜRETİM ŞİRKETLERİ			191,8
OTOPRODÜKTÖRLER	22995,3	22607,5	23126,9
EÜAŞ DIŞINDAKİ ÜRETİM TOPLAMI	**92361,2**	**87479,5**	**88411,0**
TÜRKİYE ÜRETİM TOPLAMI	**139245,0**	**141279,9**	**140580,5**
DIŞ ALIM TOPLAMI	3675,0	1259,6	1158
TÜRKİYE ÜRETİMİ + DIŞALIM	**142920,0**	**142539,5**	**141738,5**
DIŞ SATIM TOPLAMI	420,0	409,5	587,6
TÜRKİYE TÜKETİMİ	**142500,0**	**142130,0**	**141150,9**

Tablo 8: 2003 Yılı Kurulu Güç Dağılımı

KURULUŞLAR		KURULU GÜÇ MW	TOPLAM GÜÇ MW
EÜAŞ SANTRALLARI	TERMİK	6969,1	
	HİDROLİK	10990,2	**17959,3**
EÜAŞ'A BAĞLI ORTAKLIK SANTRALLARI	TERMİK	2154,0	**2154,0**
ÖZELLEŞTİRME KAPSAM ve PROGRAM. SANTRALLAR	TERMİK	1680,0	**1680,0**
İŞLETME HAKKI DEVREDİLEN SANTRALLAR	TERMİK	620,0	
	HİDROLİK	30,1	**650,1**
MOBİL SANTRALLAR	TERMİK	795,5	**795,5**
YAP İŞLET SANTRALLARI	TERMİK	5303,8	**5303,8**
YAP İŞLET DEVRET SANTRALLARI	TERMİK	1449,6	
	RÜZGAR	17,4	
	HİDROLİK	882,0	**2349,0**
SERBEST ÜRETİM ŞİRKET SANTRALLARI	TERMİK	116,9	
	HİDROLİK	36,6	**153,5**
OTOPRODÜKTÖR SANTRALLAR	TERMİK	3900,5	
	RÜZGAR	1,5	
	HİDROLİK	639,8	**4541,8**
TÜRKİYE TOPLAM KURULU GÜÇ	TERMİK	**22989,4**	
	RÜZGAR	**18,9**	
	HİDROLİK	**12578,7**	**35587,0**

III.2. 2004 Yılı

2004 yılında ise, 151.9 milyar kWh olarak tahmin edilen toplam elektrik üretimi bir önceki yıla göre %6.6 artış ile 149.9 milyar kWh, 151 milyar kWh olarak tahmin edilen elektrik enerjisi tüketimi de bir önceki yıla göre %5.7 artış ile 149.3 milyar kWh olarak gerçekleşmiştir (Tablo 9). 2004 yılı sonu itibariyle Türkiye toplam kurulu gücü 36821 MW olup, bu gücün Kuruluşlara dağılımı Tablo 10'da verilmektedir.

2004 yılında işletmeye girmesi planlanan Çan 1-2 (2 x 160 MW) ve Elbistan B-1 santrallarının işletmeye girmesi 2005 yılına sarkmıştır.

Tablo 9: 2004 Yılı Elektrik Üretim Programı ve Gerçekleşmesi (GWh)

KURULUŞLAR	2004 Yılı Programı	2004 Yılı Revize Programı	2004 Yılı Gerçekleşme (Geçici)
EÜAŞ	**57990,8**	**60218,3**	**58490,7**
EÜAŞ'A BAĞLI ORT. SANT.	3309,4	3825,6	4124,3
ÖZELLEŞTİRME KAP. ve PROG. SANT.	5684,6	5486,6	5378,4
MOBİL SANTRALLAR	1295,5	1258,9	1274,6
İŞLETME HAKKI DEV. SANT.	3601,9	3795,4	3935,2
YAP İŞLET DEVRET SANTRALLAR	11930,0	13150,3	14374,8
YAP İŞLET SANTRALLAR	40622,3	35973,0	35978,2
SERBEST ÜRETİM ŞİRKETLERİ	685,1	3611,3	3744,7
OTOPRODÜKTÖRLER	26790,0	24030,4	22681,2
EÜAŞ DIŞINDAKİ ÜRETİM TOPLAMI	**93918,8**	**91131,5**	**91392,5**
TÜRKİYE ÜRETİM TOPLAMI	**151909,6**	**151349,8**	**149982,1**
DIŞ ALIM TOPLAMI	328,5	404,9	462,8
TÜRKİYE ÜRETİMİ + DIŞALIM	**152238,1**	**151754,7**	**150345,2**
DIŞ SATIM TOPLAMI	1140,3	1121,1	1104,8
TÜRKİYE TÜKETİMİ	**151097,8**	**150633,6**	**149340,1**

Tablo 10: 2004 Yılı Kurulu Güç Dağılımı

KURULUŞLAR		KURULU GÜÇ MW	TOPLAM GÜÇ MW
EÜAŞ SANTRALLARI	TERMİK	6960,9	
	HİDROLİK	10994,7	**17955,6**
EÜAŞ'A BAĞLI ORTAKLIK SANTRALLARI	TERMİK	2154,0	**2154,0**
ÖZELLEŞTİRME KAPSAM ve PROGRAM. SANTRALLAR	TERMİK	1680,0	**1680,0**
İŞLETME HAKKI DEVREDİLEN SANTRALLAR	TERMİK	620,0	
	HİDROLİK	30,1	**650,1**
MOBİL SANTRALLAR	TERMİK	780,2	**780,2**
YAP İŞLET SANTRALLARI	TERMİK	6101,8	**6101,8**
YAP İŞLET DEVRET SANTRALLARI	TERMİK	1449,6	
	RÜZGAR	17,4	
	HİDROLİK	882,0	**2349,0**
SERBEST ÜRETİM ŞİRKET SANTRALLARI	TERMİK	649,8	
	HİDROLİK	85,1	**734,9**
OTOPRODÜKTÖR SANTRALLAR	TERMİK	3761,1	
	RÜZGAR	1,5	
	HİDROLİK	653,5	**4416,1**
TÜRKİYE TOPLAM KURULU GÜÇ	TERMİK	**24157,4**	
	RÜZGAR	**18,9**	
	HİDROLİK	**12645,4**	**36821,7**

IV İLETİM VE DAĞITIM SİSTEMİ

IV.1. İletim Sistemi

İletim Sistemi, üretim tesislerinden itibaren dağıtım sistemine kadar olan ve Yüksek Gerilim (YG) ve Çok Yüksek Gerilim (ÇYG) seviyesinde elektrik enerjisinin iletiminin gerçekleştirildiği tesislerdir. İletim tesislerinin bileşenleri;

- İletim hatları ve kabloları,
- İletim Trafo ve Anahtarlama Merkezleri (indirici trafo merkezleri ve transformatör bulunmayan şalt sistemleri)

olarak tanımlanır.

380 kV'luk Çok Yüksek Gerilim (ÇYG) ve 154 kV'luk Yüksek Gerilim Hatları, 380/154 kV'luk oto-trafolar ve 154/OG indirici trafolardan oluşan Türkiye İletim Sistemi teknik ve ekonomik açıdan avantajları nedeniyle yeterli miktarda seri kompansatörlerle donatılmıştır. İletim Sistemi gerilim seviyesi 380 kV ve 154 kV ile standartlaştırılmıştır. Geçmişte tesis edilip kullanıma sunulmuş olan 66 kV seviyesi belli bir program dahilinde kaldırılmaktadır. Gürcistan ve Ermenistan ile olan enterkonneksiyon hattımız bu ülkelerdeki gerilim seviyesine uygun olarak 220 kV tesis edilmiştir.

Üretilen elektrik enerjisinin tüketim noktalarına kadar en düşük maliyetle ve en uygun teknoloji ile taşınmasını sağlayan ulusal enterkonnekte iletim sistemi 380 kV, 220 kV, 154 kV ve 66 kV iletim hatları ve trafo merkezlerinden oluşmuştur.

Türkiye üretim ve iletim sistemi, bir Ulusal Yük Tavzi Merkezi (Gölbaşı) ile 7 adet Bölgesel Yük Tevzi Merkezinden (Adapazarı, Çarşamba, Keban, İzmir, Gölbaşı, ikitelli ve Erzurum) gözlenip yönetilmektedir. Güç sistemi işletmesi, sistemin 380 kV trafo merkezlerini ve 50 MW'ın üzerindeki tüm santralları kapsayan sınırlı bir SCADA ve Enerji İşletim Sistemi Programı (EMS) ile yapılmaktadır. Sistem işletmecisi (yük dağıtım operatörü) bu sistem sayesinde daha kaliteli bir işletme için gerekli olan her tür sistem çalışmasını, günlük işletme programlarını ve yük frekans kontrolünü yapabilecektir.

İletim sisteminin mevcut durumu Tablo 11.1 ve Tablo 11.2'de özetlenmiştir.

Tablo 11.1 Türkiye Trafo Adet ve Güçlerinin Primer Gerilimlerine Göre Dağılımı

İLETİM TRAFOLARI								
	380 kV		154 kV		66 kV ve aşağı		TOPLAM	
YILLAR	ADET	GÜÇ (MVA)	ADET	GÜÇ (MVA)	ADET	GÜÇ (MVA)	ADET	GÜÇ (MVA)
2000	106	18160	821	39054	138	1315	1065	58529
2003*	116	20110	893	46240	63	734	1072	67085

* Geçici değerlerdir
Not : 220 kV'luk trafo adet ve güçleri, 154 kV'luk trafolara dahil edilmiştir.

Tablo 11.2 Türkiye Enerji Nakil Hat Uzunlukları (km)

	İLETİM HATLARI				
YILLAR	380 kV	220 kV	154 kV	66 kV	TOPLAM
2000	12957,3	84,6	29944,1	682,3	43668,3
2003	13958,1	84,6	31430,7	718,9	46192,3

*Geçici değerlerdir

İletim Sistemi elektrik sisteminin ana omurgasını oluşturur. İletim tesisleri yatırımları pahalı ve yapımı uzun süre alan, işletilmesi ülke ekonomisine etkileri açısından büyük önem taşıyan sistemler olduğundan bölgesel gelişim hedeflerinin iyi tespit edilmesi, yük tahminlerinin ve üretim kapasite artışlarının sağlıklı belirlenmesi gerekmektedir.

IV.2. Dağıtım Sistemi

Türkiye'deki dağıtım hatlarının uzunlukları toplamı 812399,1 km olup 2002 yılı itibarı ile mevcut durumu aşağıda Tablo 12.1'de verilmektedir.

Tablo 12.1 Dağıtım Hatlarının Uzunlukları (km)

33 kV	15,8 kV	10,5 kV	6,3 kV	DİĞER	0,4 kV	TOPLAM
284651,0	31796,8	5285,0	7160,5	11,2	483494,6	812399,1

Kaynak : TEDAŞ

Dağıtım sisteminin mevcut durumu Tablo 12.2'de özetlenmiştir.

Tablo 12.2 Dağıtım Trafolarının Adet ve Güçleri

	33 kV		15,8 kV		10,5 kV		6,3 kV		DİĞER		TOPLAM	
	ADET	GÜÇ (MVA)	ADET	GÜÇ (MVA)	ADET	GÜÇ (MVA)	ADET	GÜÇ (MVA)	ADET	GÜÇ (MVA)	ADET	GÜÇ (MVA)
15,8 kV	545	4006,6									545	4006,6
10,5kV	229	3552,8									229	3552,8
6,3 kV	450	3261,6	12	20,8							462	3282,4
DİĞER	196	256,6	27	9,3	8	10,5	8	137,9	6	46,1	245	460,4
0,4 kV	201586	49262,5	32480	7954,5	7480	6285,7	7281	3375,6			248827	66878,3
TOPLAM	203006	60340,1	32519	7984,6	7488	6296,2	7289	3513,5	6	46,1	250308	78180,5

Kaynak : TEDAŞ

İletim ve Dağıtım sistemine bağlı olan santrallar ve iç tüketimleri EK-5'te gösterilmiştir.

IV.3. Sistem Kayıpları

Ülkemizin nüfus yoğunluğu ve coğrafi koşullarına en uygun yüksek dizayn standartlarına sahip olan iletim sistemindeki kayıplar, uluslararası performans düzeylerine uygun olarak %3 civarındadır.

Elektrik enerjisi dağıtımındaki kayıplar konusunda "American Public Power Association" (APPA) tarafından kabul edilebilir kayıp oranları Tablo 13'de verilmiştir.

Tablo 13. APPA Kayıp Oranları

SİSTEM	KAYIP
YG/OG Dönüşümü	% 1
OG Dağıtım	% 3,5
OG / AG Dönüşüm	% 2,5
AG Şebeke ve Bağlantı	% 2
TOPLAM	% 9

Kaynak: Elektrik Enerjisi Sektörü, DEK-TMK, 2004

1990 yılında % 9 olan Türkiye dağıtım sistemi kaybının 2003 yılında % 15,2'ye yükselerek yakın geçmişte gittikçe daha kötüye gitmiş ve elektrik kayıpları geçen on yılda ikiye katlanmıştır.

V ÜRETİM KAPASİTE PROJEKSİYONUNUN HAZIRLANMASINDA KULLANILAN KABULLER

– 2003 yılı sonu itibariyle işletmede olan, inşa halinde olan, yapım kararı alınmış ve EPDK tarafından Temmuz 2004 tarihine göre lisans almış olan üretim tesislerinin üretim kapasiteleri dikkate alınmıştır. 2003 sonuna kadar işletmede olan üretim tesislerinin listesi Ek-1'de, 2004 yılında işletmeye giren üretim tesislerinin listesi Ek-2'de, inşa halinde ve lisans almış kapasitenin yıllara dağılımı Tablo 14'de verilmektedir.

Tablo 14: İnşa Halindeki ve Lisans Almış Projelerin Yıllara Dağılımı (MW)

		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2005-2010
LİNYİT	İnşa halinde	1080						1080
	EPDK	2				320		322
	TOPLAM	**1082**	**0**	**0**	**0**	**320**	**0**	**1402**
İTHAL KÖMÜR	EPDK	12	119					131
DOĞAL GAZ	EPDK	922	170	390				1482
	TOPLAM	**922**	**170**	**390**	**0**	**0**	**0**	**1482**
Fuel oil, LPG	EPDK	54						54
HİDROLİK	İnşa halinde	727	643	1070	334		14	2788
	EPDK	73	68	51		34		226
	TOPLAM	**800**	**711**	**1121**	**334**	**34**	**14**	**3014**
JEOTERMAL	EPDK	25	8	1				34
RÜZGAR	EPDK	860	409					1269
TOPLAM		**3755**	**1417**	**1512**	**334**	**354**	**14**	**7386**

İnşa halindeki EÜAŞ ve DSİ santralları ile Temmuz 2004 sonu itibariyle EPDK'dan lisans almış ancak henüz işletmeye alınmamış olan üretim tesislerine ait santral listeleri Ek-3'de verilmiştir.

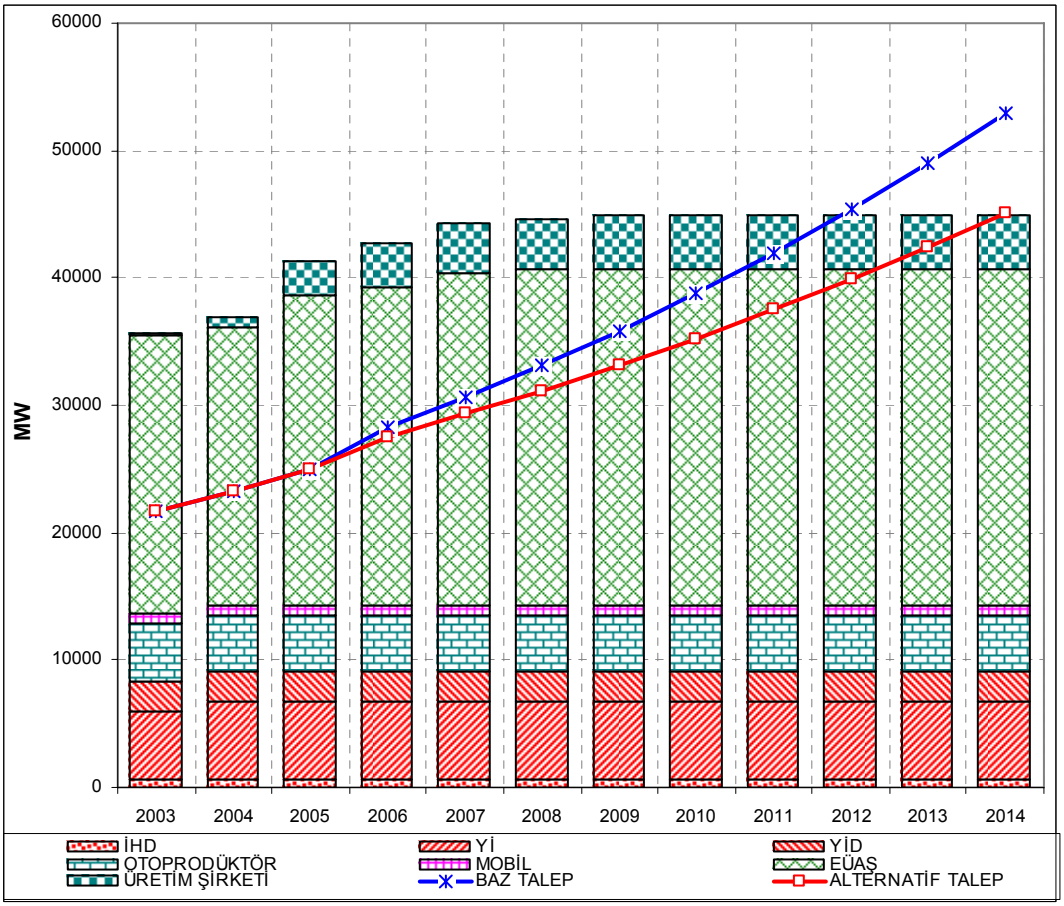
Sistemde 2003 yılı sonu itibariyle mevcut kapasitenin üzerine halen inşaatı devam eden ve Temmuz 2004 tarihi itibariyle Lisans almış üretim tesisi kapasiteleri ilave edildiğinde kurulu gücün birincil kaynaklara ve üretici kuruluşlara dağılımı ile birlikte gelişimi Tablo 15 ve Grafik 9'da gösterilmiştir. Bu kurulu güç gelişimi ile yıllara göre puant talep karşılaştırıldığında; yedek kapasite göz önünde bulundurulmaksızın, Senaryo 1'e göre 2012 yılından sonra, Senaryo 2'ye göre ise 2014 yılından sonra talebin toplam kurulu güçten daha büyük değere ulaşacağı görülmektedir.

Tablo 15: Kurulu Gücün Kuruluşlara ve Birincil kaynaklara Dağılımı (MW)
(İşletmede, İnşa Halinde ve Temmuz 2004 Tarihi İtibariyle Lisans Almış Üretim Tesisleri)

		2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
ELEKTRİK ÜRETİM A.Ş. (EÜAŞ) SANTRALLARI	FUEL OIL	680	680	680	680	680	680	680	680	680	680	680	680
	MOTORİN	204	196	196	196	196	196	196	196	196	196	196	196
	TAŞ KÖMÜRÜ	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
	LİNYİT	2987	2987	4747	4747	4747	4747	4747	4747	4747	4747	4747	4747
	DOĞAL GAZ	2783	2783	2783	2783	2783	2783	2783	2783	2783	2783	2783	2783
	JEOTERMAL	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
	HİDROLİK	10990	10995	11730	12373	13443	13777	13777	13791	13791	13791	13791	13791
	TOPLAM	**17959**	**17956**	**20451**	**21094**	**22164**	**22498**	**22498**	**22512**	**22512**	**22512**	**22512**	**22512**
EÜAŞ BAĞLI ORTAKLIK	LİNYİT	1034	1034	1034	1034	1034	1034	1034	1034	1034	1034	1034	1034
	DOĞAL GAZ	1120	1120	1120	1120	1120	1120	1120	1120	1120	1120	1120	1120
	TOPLAM	**2154**	**2154**	**2154**	**2154**	**2154**	**2154**	**2154**	**2154**	**2154**	**2154**	**2154**	**2154**
ÖZELLEŞTİRME KAPSAMI	LİNYİT	1680	1680	1680	1680	1680	1680	1680	1680	1680	1680	1680	1680
	TOPLAM	**1680**	**1680**	**1680**	**1680**	**1680**	**1680**	**1680**	**1680**	**1680**	**1680**	**1680**	**1680**
İŞLETME HAKKI DEVRİ (İHD) SANTRALLARI	LİNYİT	620	620	620	620	620	620	620	620	620	620	620	620
	HİDROLİK	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
	TOPLAM	**650**	**650**	**650**	**650**	**650**	**650**	**650**	**650**	**650**	**650**	**650**	**650**
YAP İŞLET (Yİ) SANTRALLARI	DOĞAL GAZ	3984	4782	4782	4782	4782	4782	4782	4782	4782	4782	4782	4782
	İTHAL KÖMÜR	1320	1320	1320	1320	1320	1320	1320	1320	1320	1320	1320	1320
	TOPLAM	**5304**	**6102**	**6102**	**6102**	**6102**	**6102**	**6102**	**6102**	**6102**	**6102**	**6102**	**6102**
YAP İŞLET DEVRET (YİD) SANTRALLARI	DOĞAL GAZ	1450	1450	1450	1450	1450	1450	1450	1450	1450	1450	1450	1450
	HİDROLİK	882	882	882	882	882	882	882	882	882	882	882	882
	RÜZGAR	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4
	TOPLAM	**2349**	**2349**	**2349**	**2349**	**2349**	**2349**	**2349**	**2349**	**2349**	**2349**	**2349**	**2349**
SERBEST ÜRETİM ŞİRKETİ	LİNYİT	0	0	2	2	2	2	322	322	322	322	322	322
	İTHAL KÖMÜR	0	0	12	131	131	131	131	131	131	131	131	131
	DOĞAL GAZ	0	512	1434	1604	1994	1994	1994	1994	1994	1994	1994	1994
	FUEL OIL	117	136	216	216	216	216	216	216	216	216	216	216
	ATIK	0	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
	HİDROLİK	37	85	165	233	284	284	318	318	318	318	318	318
	JEOTERMAL	0	0	25	33	34	34	34	34	34	34	34	34
	RÜZGAR	0	0	860	1269	1269	1269	1269	1269	1269	1269	1269	1269
	TOPLAM	**154**	**735**	**2716**	**3490**	**3932**	**3932**	**4286**	**4286**	**4286**	**4286**	**4286**	**4286**
MOBİL SANTRALLAR	FUEL OIL	780	780	780	780	780	780	780	780	780	780	780	780
	MOTORİN	15	0	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
	TOPLAM	**796**	**780**	**796**	**796**	**796**	**796**	**796**	**796**	**796**	**796**	**796**	**796**
OTOPRODÜKTÖR SANTRALLARI	FUEL OIIL	754	711	711	711	711	711	711	711	711	711	711	711
	MOTORİN	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
	İTHAL KÖMÜR	145	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190
	TAŞ KÖMÜRÜ	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
	LİNYİT	583	584	584	584	584	584	584	584	584	584	584	584
	LPG	30	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
	DOĞAL GAZ	2173	2036	2066	2066	2066	2066	2066	2066	2066	2066	2066	2066
	BİOGAZ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	NAFTA	137	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143
	DİĞER	28	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
	HİDROLİK	640	654	654	654	654	654	654	654	654	654	654	654
	RÜZGAR	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
	TOPLAM	**4542**	**4416**	**4446**	**4446**	**4446**	**4446**	**4446**	**4446**	**4446**	**4446**	**4446**	**4446**
TÜRKİYE TOPLAMI		**35587**	**36822**	**41343**	**42760**	**44272**	**44606**	**44960**	**44974**	**44974**	**44974**	**44974**	**44974**

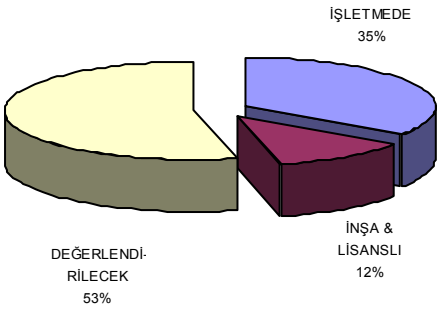
Not : 2004 yılı kurulu gücü TEİAŞ-Yük Tevzi Dairesi Başkanlığı değerlerinden alınmıştır.

Grafik 9: Kurulu Gücün Kuruluşlara Dağılımı

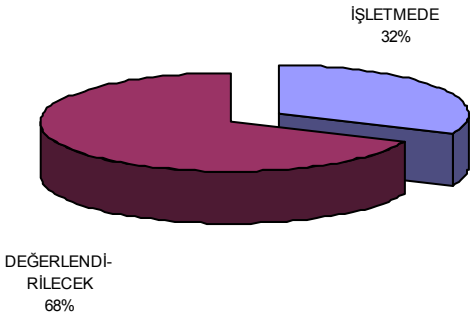


– 2003 yılı başı itibariyle işletmede olup 2003 yılında faaliyet dışı kalan veya bir yıldan uzun süre ile hizmet dışı olması beklenen üretim tesisi olmadığından hesaplarda dikkate alınmamıştır.

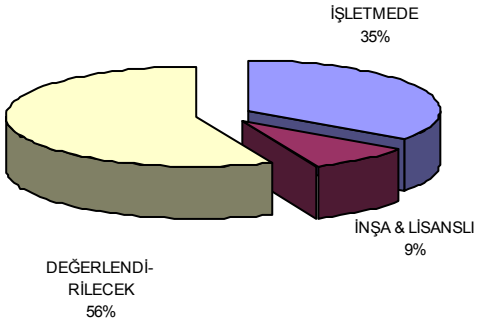
– 2003 yılı sonuna göre elektrik enerjisi üretiminde kullanılabilir toplam linyit potansiyeli 18790 MW veya 120 Milyar kWh/yıl karşılığı olup, bunun 6520 MW'ı (42 Milyar kWh, %35) işletmede, 2200 MW'ı (11 Miyar kWh, %12) inşa halinde veya EPDK'dan lisans almış projelerdir. Geriye kalan 10070 MW (67 Milyar kWh, %53) ise değerlendirilebilecek potansiyel olarak tespit edilmiştir.



– 2003 yılı sonuna göre elektrik enerjisi üretiminde kullanılabilir toplam taşkömürü potansiyeli 1755 MW veya 11 Milyar kWh/yıl karşılığı olup, bunun 555 MW'ı (3.1 Milyar kWh, %32) işletmededir. Geriye kalan 1200 MW (7.8 Milyar kWh, %68) potansiyel ileride kullanılabilecek durumdadır.



– 2003 yılı sonuna göre ortalama yağışlı koşullarda elektrik enerjisi üretiminde kullanılabilir toplam hidrolik potansiyel 36355 MW veya 129 Milyar kWh/yıl karşılığı olup, bunun 12578 MW'ı (45 Milyar kWh, %35) işletmede, 3254 MW'ı (11 Milyar kWh, %9) inşa halinde veya EPDK'dan lisans alınmış projelerdir. Geriye kalan 20523 MW (73 Milyar kWh, %56) hidrolik potansiyel değerlendirilebilecek durumdadır.



– Çalışmada inşa halindeki (3854 MW) ve EPDK'dan Temmuz 2004 tarihine göre lisans almış (3532 MW) otoprodüktör ve üretim tesislerinin 2005 – 2010 döneminde belirttikleri tarihlerde işletmede olacakları kabul edilmiştir. Toplam 7386 MW olan bu ilave kapasitenin işletmeye giriş yıllarına ve yakıt cinslerine göre dağılımı sırasıyla Tablo 14 ve Tablo 16'da verilmiştir.

Tablo 16: İnşa Halindeki ve Lisans Almış Projelerin Yakıt Tiplerine Göre Dağılımı

Linyit	1402	MW	EÜAŞ Elbistan B 2,3,4 ve EPDK'dan lisans alan
İthal Kömür	131	MW	EPDK'dan lisans alan
Doğal Gaz	1482	MW	EPDK'dan lisans alan
Fuel Oil, LPG	54	MW	EPDK'dan lisans alan
Hidrolik	3014	MW	DSİ, ikili işbirliği, EPDK'dan lisans alan
Jeotermal	34	MW	EPDK'dan lisans alan
Rüzgar	1269	MW	EPDK'dan lisans alan

– Arz – Talep veya Üretim – Tüketim Enerji –Güç Dengesi ve yedekleri hesaplanırken hidrolik santralların ortalama yağışlı hidrolojik koşullardaki ortalama veya proje üretimleri ve kurak hidrolojik koşullardaki güvenilir üretimleri dikkate alınmıştır.

– Termik üretim tesislerindeki bakım, arıza ve zorunlu devre dışı olma süreleri göz önünde bulundurularak mevcut santralların tam kapasitede yılda maksimum 6500 saat çalışabilecekleri, aday santrallardan kömür yakıtlı olanların yılda 6500 saat, doğal gaz yakıtlı santrallar ve nükleer santralların ise yılda 7000 saat çalışacakları kabul edilmiştir.

– Termik santralların rehabilitasyonlarının tamamlanmasından dolayı kademeli olarak 2010 yılına kadar toplam 10 Milyar kWh'lik üretim artışı olacağı dikkate alınmıştır.

– Doğal gaz kontrat şartlarındaki Asgari Alım miktarına göre elektrik sektöründe doğal gaz yakıt tüketiminin 2010 yılında 20 Milyar m^3'ün altına düşmeyeceği dikkate alınmıştır.

– Lisans almış 1269 MW rüzgar santrallarına ilave olarak, enterkonnekte sistemimizin UCTE sistemine bağlanacağı ve sistemin sıcak yedek miktarı dikkate alındığında 2007 – 2014 döneminde her yıl 125 MW'lık rüzgar kapasitesinin (toplam 1000 MW) ilave edilebileceği kabul edilmiştir.

- Elektrik enerjisi talep tahmininin ETKB tarafından hazırlanan iki senaryodan herhangi birisi gibi gelişmesi durumunda elektrik enerjisi talebinin güvenilir olarak karşılanabilmesi için kurulması gereken yeni kapasite ihtiyacı ETKB'nın politikaları doğrultusunda yerli kaynakların değerlendirilmesi ve kaynak çeşitlendirilmesi prensipleri dikkate alınarak yapılan çalışmalar sonucuna göre belirlenmiştir.

V.1. Elektrik Enerjisi Üretiminde Birincil Kaynakların Arz Güvenliği Açısından İncelenmesi

2004 yılı sonuna göre elektrik enerjisi sisteminde kullanılan yerli ve ithal enerji kaynaklarına dayalı üretim tesislerinin ortalama yağışlı hidrolojik şartlara göre hesaplanmış proje üretim kapasitelerinin toplam 201.7 Milyar kWh/yıl ve kurak hidrolojik şartlara göre hesaplanmış olan güvenilir üretimleri ise 182.2 Milyar kWh/yıldır.

Halen işletmede olan üretim tesislerinin üretim kapasitelerine ilave olarak inşa halindeki 9.5 Milyar kWh/yıl ve Temmuz 2004 sonu itibariyle lisans almış 11.0 Milyar kWh/yıl olarak proje üretimlerine göre hesaplanmış üretim kapasiteleri ile toplam proje üretim kapasitesi 222.2 Milyar kWh/yıla ulaşabilecektir. Elektrik üretimi için yerli kaynaklara dayalı aday olarak bilinen geriye kalan linyit + taş kömürü potansiyelimiz 74.8 Milyar kWh/yıl ve hidrolik potansiyelimiz ise 73.0 Milyar kWh/yıl olduğu dikkate alındığında mevcut + inşası devam eden + lisans alınmış ve geriye kalan yerli kaynaklardan elde edilebilecek üretim kapasiteleri proje üretimlerine göre toplam 370.0 Milyar kWh/yıl, kurak şartlara göre hesaplanan güvenilir üretimleri ise toplam 350.5 Milyar kWh/yıl olabileceği hesaplanmıştır. Her iki Talep Senaryoları dikkate alındığında ileriye dönük talep artışının mevcut, inşa halinde ve lisans almış projelere ilave olarak sadece bugün itibariyle elektrik üretimi için bilinen yerli kaynaklarla talebin ne zamana kadar karşılanabileceği hesaplandığında; proje üretim kapasitelerine göre Senaryo 1 Talep Serisi ile talep yedeksiz ancak 2015 yılına, Senaryo 2 Talep Serisi ile ise talep yedeksiz 2018 yılına kadar karşılanabilecektir.

Güvenilir üretimlerine göre ise bu yıllar daha da öne gelecektir. Bu değerlendirmelerden anlaşılacağı gibi hızla artan talebin güvenilir bir şekilde karşılanmasında sadece bilinen kömür, hidroelektrik ve diğer yenilenebilir potansiyelimize dayalı üretim tesisi yatırımları ile değil dengeli bir şekilde yerli ve ithal kaynağa dayalı üretim tesislerinden yararlanmamız gerekebileceği görülmektedir.

VI SONUÇLAR

VI.1. Çözüm I

2003 yılı sonu itibariyle işletmede, inşa halinde ve Temmuz 2004 tarihi itibariyle EPDK'dan lisans almış üretim tesisleri ile talebin Senaryo 1'de öngörüldüğü gibi gelecek 10 yıllık dönemde yılda ortalama %8.4 oranında gelişmesi ve 2010 yılında 242 Milyar kWh, 2014 yılında 330.3 Milyar kWh'e ulaşması durumunda; 2012 yılından başlayarak puant talep karşılanamamaktadır. Enerji üretimi açısından bakıldığında; 2009 yılında kurak hidrolojik koşullarda elde edilen güvenilir enerji yedeği kalmamakta, 2011 yılında ise normal hidrolojik koşullarda elde edilen proje üretim yedeği kalmadığından enerji talebi karşılanamaz duruma gelmektedir.

Elektrik üretim sistemlerinde; talebin tahmin edildiği gibi gerçekleşmemesi, hidrolik santrallara gelen su miktarının beklendiği gibi olmaması, yakıt temininde ve kalitesinde kısıtlarla karşılaşılabileceği, santrallarda uzun süreli arızaların olabileceği, tesis halindeki ve lisans almış santralların öngörülen tarihlerde işletmeye giremeyeceği dikkate alınarak güç ve enerji yedeği bulundurulması gerekmektedir. Bu nedenle arz ve talep başa baş olmadan önce üretim sisteminin yedekli olarak işletilmesi için yatırım tesislerinin inşaat süreleri de göz önüne alınarak gerekli önlemlerin alınması sağlanmalıdır. Bu nedenle karar vericilere ve yatırımcılara bir fikir vermek amacı ile ETKB politikaları doğrultusunda yerli ve yenilenebilir kaynakların değerlendirilmesi ve kaynak çeşitlendirilmesi prensipleri ile sözleşme ile garanti altına alınmış olan doğal gaz arz miktarlarının dikkate alındığı elektrik talebinin güvenilir olarak karşılanması için üretim sistemine ilave edilmesi öngörülen kapasite ihtiyacının belirlendiği bir çalışma yapılmıştır. Bu çalışma sonucuna göre 2014 yılına kadar yılda ortalama %8.4 oranında artması beklenen talebin güvenilir olarak karşılanması için 6900 MW'ı rüzgar ve hidrolik, 14300 MW'ı termik olmak üzere toplam 21200 MW yeni kapasite ilavesine gerek duyulmaktadır.

Tablo 17.1'de mevcut sistemden gelen kapasitenin, inşası devam eden üretim tesisleri kapasitesinin, lisans almış üretim tesisleri kapasitesinin ve talebin güvenilir olarak karşılanması için yıllar bazında gereken kapasite artırımlarının yıllara göre gelişimi ayrı ayrı verilmektedir.

Tablo 17.2 mevcut, inşası devam eden, lisans almış ve yeni ilave edilecek üretim tesislerinin toplam kurulu gücünün gelişimini göstermektedir.

Tablo 17.3'te ise; puant güç talebinin sadece mevcut sistemle, mevcut + inşası devam edenler, mevcut + inşası devam edenler + lisans almış üretim tesisleri ile ve son olarak mevcut + inşası devam edenler + lisans almış + yeni ilave edilecek üretim tesisleriyle karşılanması durumunda kurulu güç yedekleri gösterilmektedir.

Yalnızca işletmede olan santrallar göz önüne alındığında Türkiye kurulu güç yedeği 2005 yılında %50'den başlayarak sürekli azalmakta, 2010 yılında toplam kurulu güç puant güç talebinin altında kalmakta olup yedek ilk defa %-3 ile negatif değere ulaşmakta ve 2014 yılında %-29'a kadar düşmektedir.

İşletmede ve inşa halinde olan santrallar göz önüne alındığında Türkiye kurulu güç yedeği 2005 yılında %58'den 2011 yılında negatif değere %-1'e inmekte ve düşüşüne devam ederek 2014 yılında %-22'ye ulaşmaktadır.

İşletmede, inşa halinde ve lisans almış santrallar birlikte incelendiğinde Türkiye kurulu güç yedeği 2005 yılında %65'den 2012 yılında %-1'e, 2014 yılında %-15'e düşmektedir. Kapasite ihtiyacı çalışması sonucuna göre; 2007 yılından itibaren yeni ünitelerin devreye girmesiyle 2005 yılında %65 olan kapasite yedeği işletmede, inşa halinde ve lisans almış santrallar ile birlikte 2010 ve sonrasında %25 civarında hesaplanmaktadır.

Tablo 17.1: Mevcut, İnşası Devam Eden, Lisans Almış ve Yeni İlave Kapasite (Çözüm I)

(MW)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
MEVCUT	37588	37588	37588	37588	37588	37588	37588	37588	37588	37588
İNŞAATI DEVAM EDENLER	1807	2450	3520	3854	3854	3854	3854	3854	3854	3854
LİSANS ALMIŞ	1948	2722	3163	3163	3517	3531	3531	3531	3531	3531
İLAVE KAPASİTE	0	0	125	250	1075	3843	7689	12012	16450	21213

Tablo 17.2: Mevcut, İnşası Devam Eden, Lisans Almış ve Yeni İlave Kapasite ile Güç Gelişimi (Çözüm I)

(MW)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
MEVCUT	37588	37588	37588	37588	37588	37588	37588	37588	37588	37588
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER	39395	40038	41108	41442	41442	41442	41442	41442	41442	41442
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER + LİSANS ALMIŞ	41343	42760	44271	44605	44959	44973	44973	44973	44973	44973
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER + LİSANS ALMIŞ + YENİ İLAVE KAPASİTE	41343	42760	44396	44855	46034	48816	52662	56985	61423	66186
PUANT TALEP	***25000***	***28270***	***30560***	***33075***	***35815***	***38785***	***41965***	***45410***	***49030***	***52905***

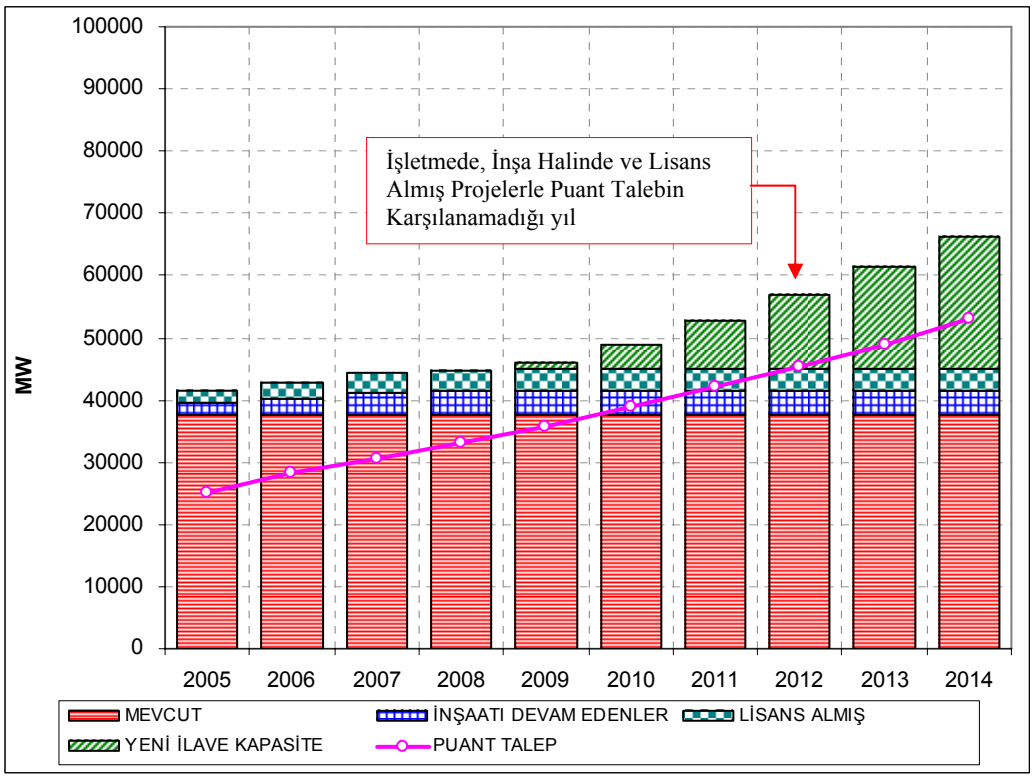
Tablo 17.3: Mevcut İnşası Devam Eden, Lisans Almış ve Yeni İlave Kapasite İle Güç Yedeği (Çözüm I)

(MW)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
MEVCUT	12588	9318	7028	4513	1773	-1197	-4377	-7822	-11442	-15317
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER	14395	11768	10548	8367	5627	2657	-523	-3968	-7588	-11463
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER + LİSANS ALMIŞ	16343	14488	13710	11529	9143	6187	3007	-438	-4058	-7933
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER + LİSANS ALMIŞ + YENİ İLAVE KAPASİTE	16343	14488	13835	11779	10218	10030	10696	11574	12392	13281
										(%)
MEVCUT	50.4	33.0	23.0	13.6	5.0	-3.1	-10.4	-17.2	-23.3	-29.0
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER	57.6	41.6	34.5	25.3	15.7	6.8	-1.2	-8.7	-15.5	-21.7
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER + LİSANS ALMIŞ	65.4	51.2	44.9	34.9	25.5	16.0	7.2	-1.0	-8.3	-15.0
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER + LİSANS ALMIŞ + YENİ İLAVE KAPASİTE	65.4	51.2	45.3	35.6	28.5	25.9	25.5	25.5	25.3	25.1

Mevcut sistem üzerine inşası devam eden ve Lisans almış kapasitelerin öngörülen zamanda ilave edilmesi ile yıllara göre toplam kurulu gücün gelişimi Grafik 10'da görülmektedir. Kurulu güç gelişimi ile puant talep karşılaştırıldığında, halen işletmede olan, inşası devam eden ve lisans almış projeler ile 2012 yılından başlayarak puant talep karşılanamamaktadır. Yine aynı şekilde işletmede olan, inşası devam eden ve lisans almış projelerin üretim kapasitelerinin yıllara göre gelişimine bakıldığında (Grafik 11 ve Grafik 12) enerji talebi proje üretim kapasitesine göre 2011 yılında, güvenilir üretim kapasitesine göre 2009 yılında enerji talebi karşılanamamaktadır.

Grafik 10: Mevcut, İnşası Devam Eden, Lisans Almış Üretim Tesisleri ve Yeni Kapasite İlavesinin Kurulu Gücün Gelişimine ve Puant Güç Talebinin Karşılanmasına Etkisi (Çözüm I)



Tablo 18.1'de mevcut sistemden gelen, inşası devam eden, lisans almış santrallar proje üretim kapasitesinin ve talebin güvenilir olarak karşılanması için yıllar bazında gereken proje üretim kapasitesi artırımlarının yıllara göre gelişimi ayrı ayrı verilmektedir.

Tablo 18.2 mevcut, inşası devam eden, lisans almış ve yeni ilave edilecek üretim tesislerinin toplam proje üretim kapasitesinin gelişimini göstermektedir.

Tablo 18.3'de ise; enerji talebinin sadece mevcut sistemle, mevcut + inşası devam edenler, mevcut + inşası devam edenler + lisans almış üretim tesisleri ile ve son olarak mevcut + inşası devam edenler + lisans almış + yeni ilave edilecek üretim tesisleriyle karşılanması durumunda proje üretim yedekleri gösterilmektedir.

Yalnızca işletmede olan santrallar göz önüne alındığında proje üretim yedeği 2005 yılında %26'dan başlayarak sürekli azalmakta, 2008 yılında toplam proje üretim kapasitesi enerji talebinin altında kalmakta olup 2014 yılında %-36'ya kadar düşmektedir.

İşletmede ve inşa halinde olan santrallar göz önüne alındığında proje üretim yedeği 2005 yılında %32'den 2010 yılında negatif değere %-5'e inmekte ve düşüşüne devam ederek 2014 yılında %-31'e ulaşmaktadır.

İşletmede, inşa halinde ve lisans almış santrallar birlikte incelendiğinde proje üretim yedeği 2005 yılında %39'dan 2014 yılında %-24'e düşmektedir. Kapasite ihtiyacı çalışması sonucuna göre; 2007 yılından itibaren yeni ünitelerin devreye girmesiyle 2005 yılında %39 olan proje üretim yedeği işletmede, inşa halinde ve lisans almış santrallar ile birlikte 2010 ve sonrasında %13 civarında hesaplanmaktadır.

Tablo 18.1: Mevcut, İnşası Devam Eden, Lisans Almış ve Yeni İlave Proje Üretim Kapasitesi (Çözüm I)

(GWh)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
MEVCUT	201742	201983	207114	206351	212204	212745	211934	212232	212232	212232
İNŞAATI DEVAM EDENLER	9431	11430	14889	16090	16090	16090	16090	16090	16090	16090
LİSANS ALMIŞ	11198	15099	18423	18423	20984	21034	21034	21034	21034	21034
YENİ İLAVE KAPASİTE	0	0	350	700	5964	23457	47532	72176	97256	124637

Tablo 18.2: Mevcut, İnşası Devam Eden, Lisans Almış ve Yeni İlave ile Toplam Proje Üretim Kapasitesi Gelişimi (Çözüm I)

(GWh)

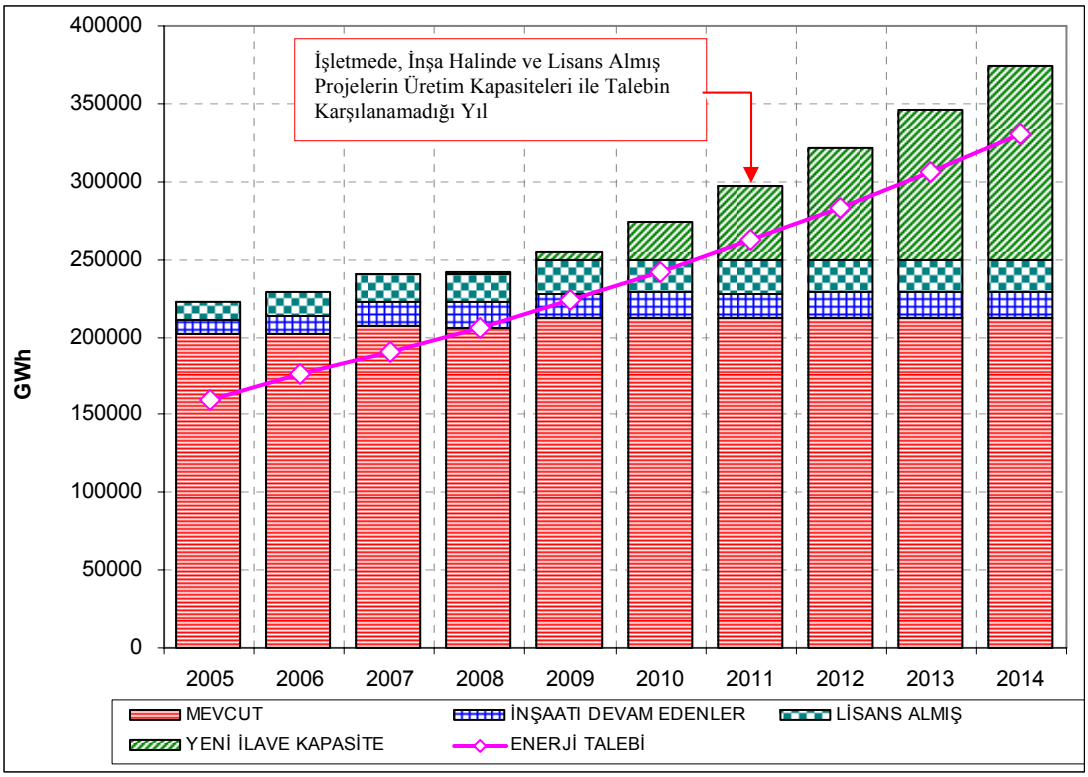
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
MEVCUT	201742	201983	207114	206351	212204	212745	211934	212232	212232	212232
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER	211173	213413	222003	222441	228294	228835	228024	228322	228322	228322
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER + LİSANS ALMIŞ	222371	228512	240426	240864	249278	249869	249058	249356	249356	249356
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER + LİSANS ALMIŞ + YENİ İLAVE KAPASİTE	222371	228512	240776	241564	255242	273326	296590	321532	346612	373993
ENERJİ TALEBİ	***159650***	***176400***	***190700***	***206400***	***223500***	***242020***	***262000***	***283500***	***306100***	***330300***

Tablo 18.3: Mevcut İnşası Devam Eden, Lisans Almış ve Yeni İlave ile Proje Üretim Kapasitesi Yedeği (Çözüm I)

(GWh)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
MEVCUT	42092	25583	16414	-49	-11296	-29275	-50066	-71268	-93868	-118068
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER	51523	37013	31303	16041	4794	-13185	-33976	-55178	-77778	-101978
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER + LİSANS ALMIŞ	62721	52112	49726	34464	25778	7849	-12942	-34144	-56744	-80944
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER + LİSANS ALMIŞ + YENİ İLAVE KAPASİTE	62721	52112	50076	35164	31742	31306	34590	38032	40512	43693
										(%)
MEVCUT	26.4	14.5	8.6	-0.0	-5.1	-12.1	-19.1	-25.1	-30.7	-35.7
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER	32.3	21.0	16.4	7.8	2.1	-5.4	-13.0	-19.5	-25.4	-30.9
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER + LİSANS ALMIŞ	39.3	29.5	26.1	16.7	11.5	3.2	-4.9	-12.0	-18.5	-24.5
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER + LİSANS ALMIŞ + YENİ İLAVE KAPASİTE	39.3	29.5	26.3	17.0	14.2	12.9	13.2	13.4	13.2	13.2

Grafik 11: Mevcut, İnşası Devam Eden, Lisans Almış Üretim Tesisleri ve Yeni Kapasite İlavesinin Proje Üretim Kapasitesi Gelişimine ve Enerji Talebinin Karşılanmasına Etkisi (Çözüm I)



Tablo 19.1'de mevcut sistemden gelen, inşası devam eden, lisans almış santrallar güvenilir üretim kapasitesinin ve talebin güvenilir olarak karşılanması için yıllar bazında gereken güvenilir üretim kapasitesi artırımlarının yıllara göre gelişimi ayrı ayrı verilmektedir.

Tablo 19.2 mevcut, inşası devam eden, lisans almış ve yeni ilave edilecek üretim tesislerinin toplam güvenilir üretim kapasitesinin gelişimini göstermektedir.

Tablo 19.3'de ise; enerji talebinin sadece mevcut sistemle, mevcut + inşası devam edenler, mevcut + inşası devam edenler + lisans almış üretim tesisleri ile ve son olarak mevcut + inşası devam edenler + lisans almış + yeni ilave edilecek üretim tesisleriyle karşılanması durumunda güvenilir üretim yedekleri gösterilmektedir.

Yalnızca işletmede olan santrallar göz önüne alındığında güvenilir üretim yedeği 2005 yılında %14'den başlayarak sürekli azalmakta, 2007 yılında toplam güvenilir üretim kapasitesi enerji talebinin altında kalmakta olup yedek ilk defa %-2 ile negatif değere ulaşmakta ve 2014 yılında %-42'ye kadar düşmektedir.

İşletmede ve inşa halinde olan santrallar göz önüne alındığında güvenilir üretim yedeği 2005 yılında %19'dan 2008 yılında negatif değere %-3'e inmekte ve düşüşüne devam ederek 2014 yılında %-38'e ulaşmaktadır.

İşletmede, inşa halinde ve lisans almış santrallar birlikte incelendiğinde güvenilir üretim yedeği 2005 yılında %26'dan 2009 yılında negatif değere, 2014 yılında %-32'ye düşmektedir. Kapasite ihtiyacı çalışması sonucuna göre; 2007 yılından itibaren yeni ünitelerin devreye girmesiyle 2005 yılında %26 olan güvenilir üretim yedeği işletmede, inşa halinde ve lisans almış santrallar ile birlikte 2011 yılı ve sonrasında %2 civarında hesaplanmaktadır.

Tablo 19.1: Mevcut, İnşası Devam Eden, Lisans Almış ve Yeni İlave Güvenilir Üretim Kapasitesi (Çözüm I)

(GWh)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
MEVCUT	182190	182496	187354	186591	190682	191223	190412	190710	190710	190710
İNŞAATI DEVAM EDENLER	8440	9768	11931	12864	12864	12864	12864	12864	12864	12864
LİSANS ALMIŞ	10537	14193	17361	17361	19886	19921	19921	19921	19921	19921
YENİ İLAVE KAPASİTE	0	0	175	350	5439	21460	43441	65722	88198	112842

Tablo 19.2: Mevcut, İnşası Devam Eden, Lisans Almış ve Yeni İlave ile Toplam Güvenilir Üretim Kapasitesi Gelişimi (Çözüm I)

(GWh)

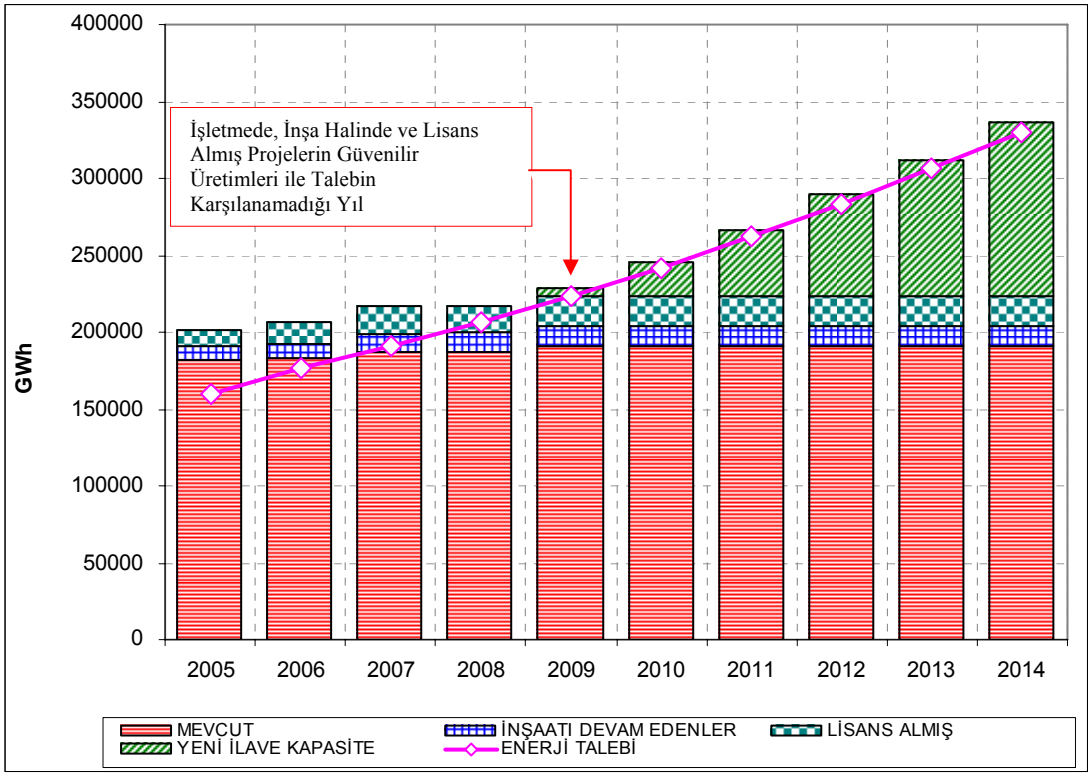
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
MEVCUT	182190	182496	187354	186591	190682	191223	190412	190710	190710	190710
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER	190630	192264	199285	199455	203546	204087	203276	203574	203574	203574
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER + LİSANS ALMIŞ	201167	206457	216646	216816	223432	224008	223197	223495	223495	223495
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER + LİSANS ALMIŞ + YENİ İLAVE KAPASİTE	201167	206457	216821	217166	228871	245468	266638	289217	311693	336337
ENERJİ TALEBİ	***159650***	***176400***	***190700***	***206400***	***223500***	***242020***	***262000***	***283500***	***306100***	***330300***

Tablo 19.3: Mevcut İnşası Devam Eden, Lisans Almış ve Yeni İlave ile Güvenilir Üretim Kapasitesi Yedeği (Çözüm I)

(GWh)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
MEVCUT	22540	6096	-3346	-19809	-32818	-50797	-71588	-92790	-115390	-139590
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER	30980	15864	8585	-6945	-19954	-37933	-58724	-79926	-102526	-126726
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER + LİSANS ALMIŞ	41517	30057	25946	10416	-68	-18012	-38803	-60005	-82605	-106805
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER + LİSANS ALMIŞ + YENİ İLAVE KAPASİTE	41517	30057	26121	10766	5371	3448	4638	5717	5593	6037
										(%)
MEVCUT	14.1	3.5	-1.8	-9.6	-14.7	-21.0	-27.3	-32.7	-37.7	-42.3
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER	19.4	9.0	4.5	-3.4	-8.9	-15.7	-22.4	-28.2	-33.5	-38.4
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER + LİSANS ALMIŞ	26.0	17.0	13.6	5.0	-0.0	-7.4	-14.8	-21.2	-27.0	-32.3
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER + LİSANS ALMIŞ + YENİ İLAVE KAPASİTE	26.0	17.0	13.7	5.2	2.4	1.4	1.8	2.0	1.8	1.8

Grafik 12: Mevcut, İnşası Devam Eden, Lisans Almış Üretim Tesisleri ve Yeni Kapasite İlavesinin Güvenilir Üretim Kapasitesi Gelişimine ve Enerji Talebinin Karşılanmasına Etkisi (Çözüm I)



2005 – 2014 döneminde ortalama yıllık %8.4 artacağı kabul edilen enerji talebinin güvenilir bir şekilde karşılanması için 7385 MW'lık inşa halinde ve lisans almış projelerin dışında ; toplam 21213 MW ilave kapasitenin sisteme eklenerek kurulu gücün 2014 yılı sonunda toplam 66180 MW seviyesine ulaşacağı hesaplanmıştır. (Tablo 20). Grafik 13'de ise her yıl sisteme ilave edilecek kapasitenin termik-hidrolik dağılımı görülmektedir. Grafik 14'de mevcut, inşası devam eden, EPDK'dan Temmuz 2004 tarihi itibariyle lisans almış üretim tesisleri ve ilave kapasitelerle oluşan kurulu gücün termik – hidrolik dağılımı ve gelişimi görülmektedir. İlave olarak puant talebin 2014 yılına kadar yedek kapasite ile birlikte nasıl karşılandığı gösterilmektedir. Tablo 21 kurulu gücün termik-hidrolik gelişimini, Tablo 22 ve Grafik 15 ise % dağılımlarını göstermektedir.

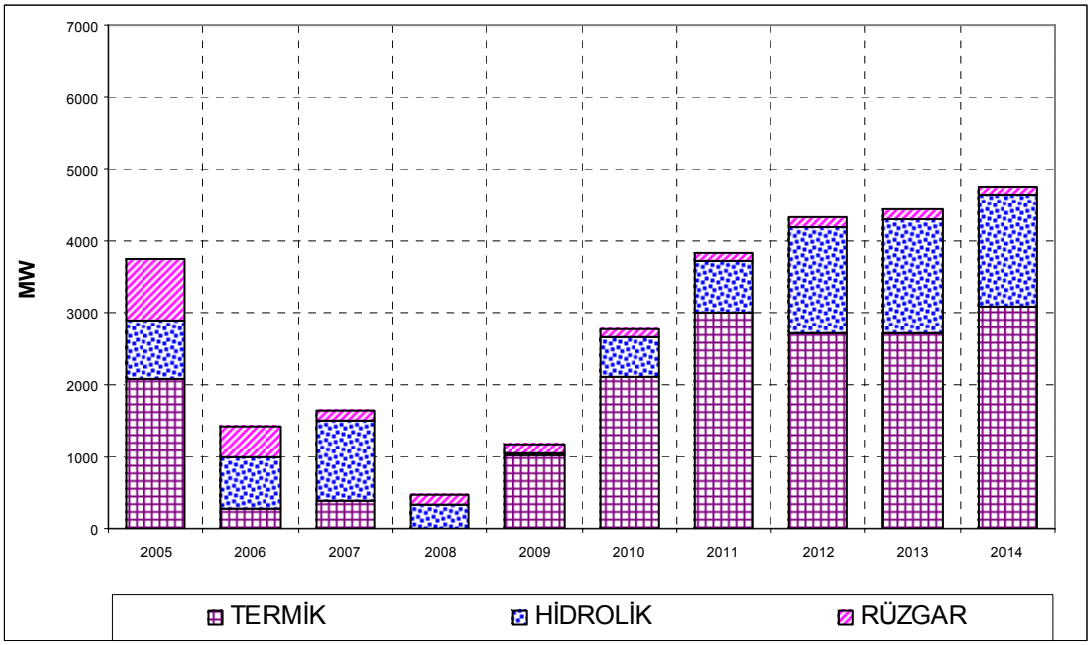
Tablo 20: Yeni Kapasite İlavesinin Termik - Hidrolik Dağılımı (Çözüm I)

MW

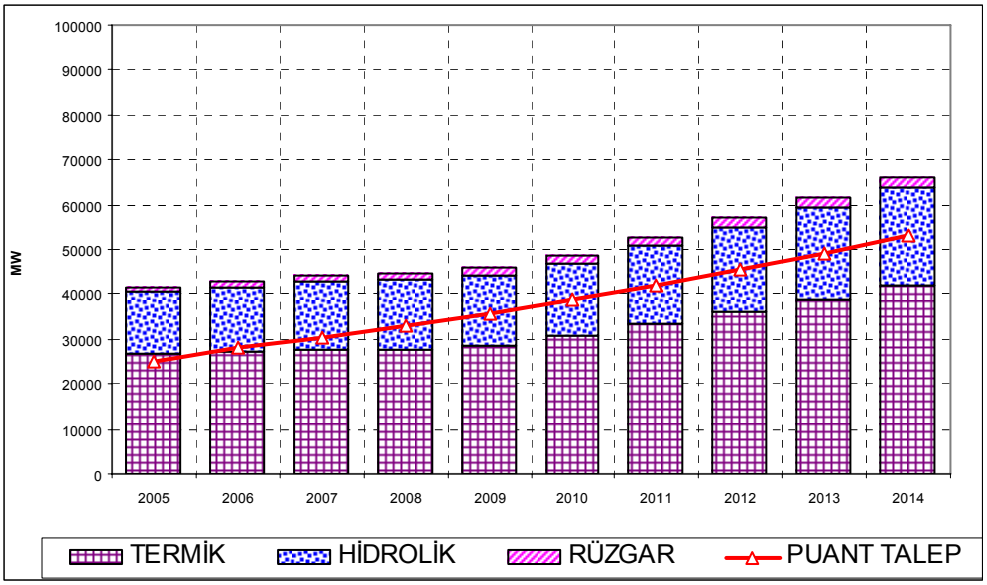
	TERMİK	HIDROLIK + JEOTERMAL	RÜZGAR	TOPLAM
2005	1082*+988**=2070	727*+98**=825	860**	3755
2006	289**	643*+76**=719	409**	1417
2007	390**	1070*+52**=1122	125	1637
2008	0	334*	125	459
2009	320**+700=1020	34**	125	1179
2010	2100	14** + 542=556	125	2782
2005-2010	***5869***	***3590***	***1769***	***11228***
2011	2990	731	125	3846
2012	2720	1478	125	4323
2013	2715	1598	125	4438
2014	380	1558	125	4763
2011-2014	***11505***	***5366***	***500***	***17371***
2005-2014	***17374***	***8956***	***2269***	***28599***

(*) : İnşası devam eden projeler
(**) : Temmuz 2004 tarihi itibariyle lisans almış projeler

Grafik 13: Kapasite İlavesinin Termik – Hidrolik Dağılımı (Çözüm I)



Grafik 14: Toplam Kurulu Gücün Termik - Hidrolik Gelişimi ve Puant Talep (Çözüm I)



Tablo 21: Kurulu Gücün Termik – Hidrolik Gelişimi (Çözüm I)

MW

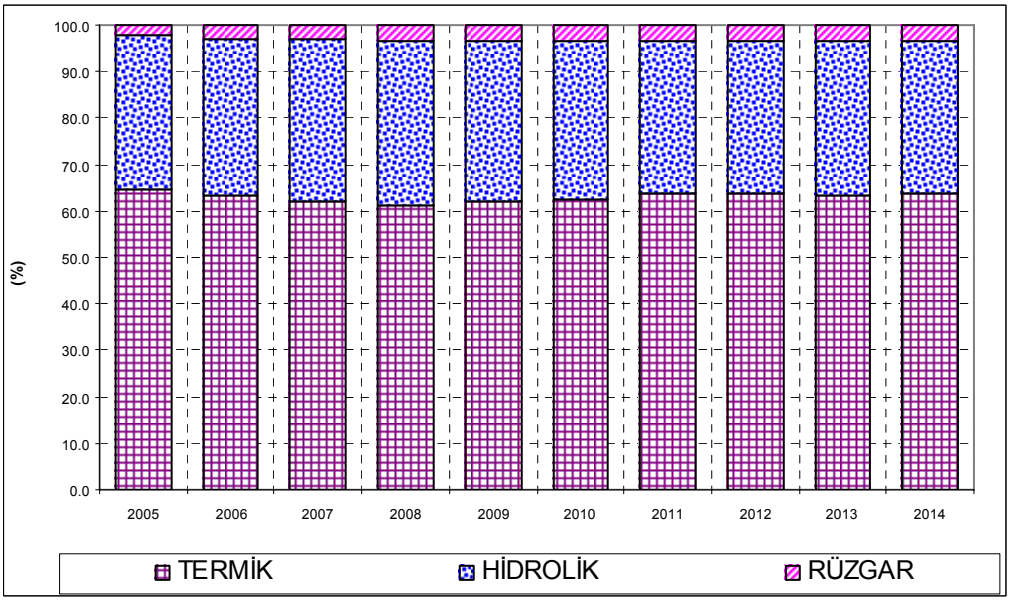
	TERMİK	HİDROLİK	RÜZGAR	TOPLAM
2005	26783	13681	879	41343
2006	27072	14400	1288	42760
2007	27462	15521	1413	44396
2008	27462	15855	1538	44855
2009	28482	15889	1663	46034
2010	30582	16446	1788	48816
2011	33572	17177	1913	52662
2012	36292	18655	2038	56985
2013	39007	20253	2163	61423
2014	42087	21811	2288	66186

Tablo 22: Kurulu Gücün % Olarak Termik – Hidrolik Dağılımı (Çözüm I)

%

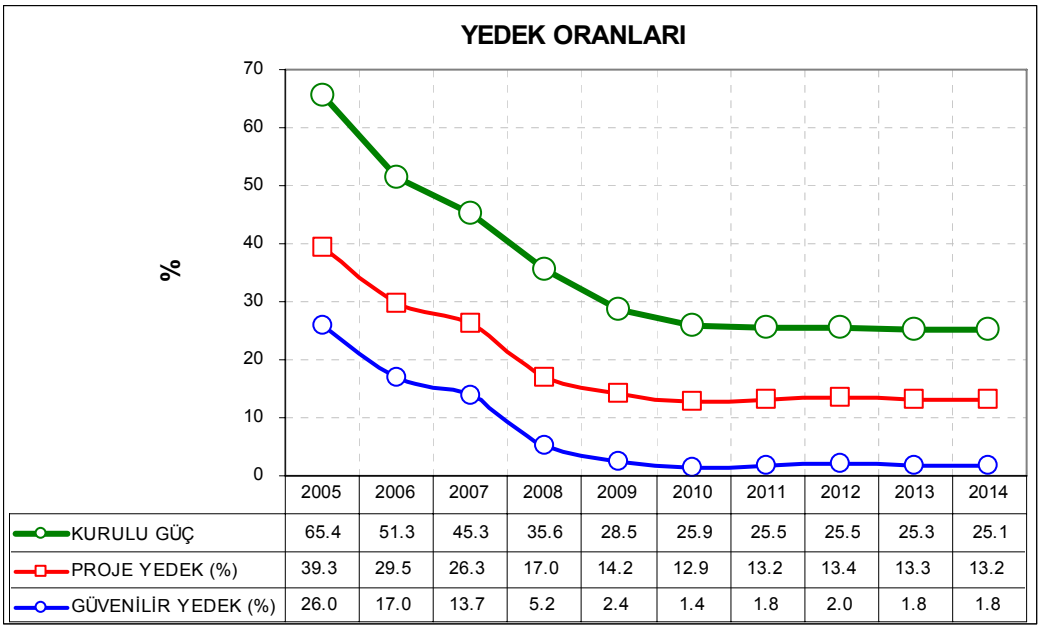
	TERMİK	HİDROLİK	RÜZGAR
2005	64.8	33.1	2.1
2006	63.3	33.7	3.0
2007	61.9	35.0	3.2
2008	61.2	35.3	3.4
2009	61.9	34.5	3.6
2010	62.6	33.7	3.7
2011	63.7	32.6	3.6
2012	63.7	32.7	3.6
2013	63.5	33.0	3.5
2014	63.6	33.0	3.5

Grafik 15: Kurulu Gücün Termik Hidrolik Dağılımı (Çözüm I)



Gelecek on yıllık dönemde kurulu gücün gelişimi ile toplam kapasiteye karşılık puant güç gelişimine bakıldığında, işletmede, inşa halinde ve EPDK'dan Temmuz 2004 itibarı ile lisans almış projeler ile kurulu güç yedeğinin 2005, 2006 yıllarında %50'nin üzerinde olacağı hesaplanmıştır. 2005, 2006 yıllarındaki kurulu güç yedeğinin yüksekliğinin etkisi 2007-2008 yıllarına da yansımıştır. Daha sonraki yıllar için kurulu güç yedeğinin %25 civarında, hidrolik santralların normal hidrolojik şartlardaki üretimlerine göre hesaplanan proje veya ortalama üretim yedeğinin %13 civarında ve kurak hidrolojik şartlardaki üretimlerine göre hesaplanan güvenilir enerji üretim yedeğinin ise %1.5 – %2 arasında olacağı görülmektedir (Grafik 16).

Grafik 16: Kurulu Güç, Proje Üretim ve Güvenilir Üretim Yedeği (Çözüm I)

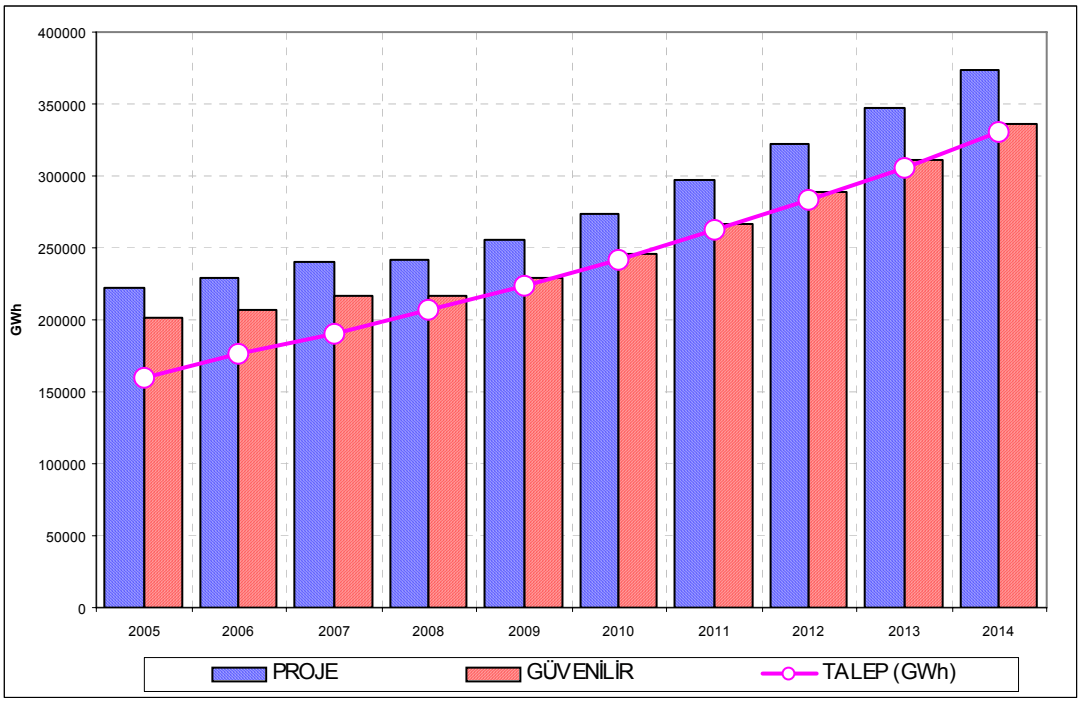


	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
KURULU GÜÇ	65.4	51.3	45.3	35.6	28.5	25.9	25.5	25.5	25.3	25.1
PROJE YEDEK (%)	39.3	29.5	26.3	17.0	14.2	12.9	13.2	13.4	13.3	13.2
GÜVENİLİR YEDEK (%)	26.0	17.0	13.7	5.2	2.4	1.4	1.8	2.0	1.8	1.8

Proje üretim kapasitesi 2010 yılında 273.3 Milyar kWh, 2014 yılında 374 Milyar kWh seviyelerine ulaşmaktadır. Kurak hidrolojik şartların dikkate alındığı güvenilir enerji üretim kapasiteleri ise aynı yıllar için sırası ile 245.5 Milyar kWh ve 336.3 Milyar kWh olarak hesaplanmıştır (Tablo 18.3, Tablo 19.3, Grafik 17).

Yukarıda açıklanan çalışmada politika ve prensiplerle birlikte üretim sistemi yük eğrisinin şekli, baz yük ve puant yük ihtiyacına cevap verecek santral tipleri de dikkate alınmıştır. Bu nedenle yeni kapasite ilavesinin termik – hidrolik dağılımı arz güvenliğinin sağlanmasında önemli olmaktadır. Termik santralların ortalama 6500 – 7000 saat olan yıllık çalışma sürelerine karşılık hidrolik ve rüzgar santralların çalışma süreleri yıllık 2300 – 3500 saat arasında olmaktadır. Çalışma saatlerindeki farklılıklar nedeni ile yıllık proje üretimleri de santralların tiplerine göre değişmektedir. Artan puant talep ihtiyacını karşılamak üzere kurulması gerekecek yeni kapasitenin tamamının termik santrallardan karşılanması durumunda ilave kapasite miktarının aynı kapasitenin tamamının hidrolik ve yenilenebilir santrallardan karşılanması durumundaki kapasitenin yaklaşık yarısı civarında olacağı hesaplanabilir. Bunun sonucu olarak üretim kompozisyonundaki yedek miktarı ilave kapasitenin termik santrallara yoğunlaşması ile artmakta, hidrolik ve üretimleri değişken ve programlanamayan rüzgar santrallarına yoğunlaşması ile düşmektedir.

Grafik 17: Proje Üretimi, Güvenilir Üretim ve Talebin Gelişimi (Çözüm I)



VI.2. Çözüm II

2003 sonu itibariyle işletmede, inşa halinde ve Temmuz 2004 tarihi itibariyle EPDK'dan lisans almış üretim tesisleri ile talebin Senaryo 2'de öngörüldüğü gibi yılda ortalama %6.3 oranında gelişmesi ve 2010 yılında 216.7 Milyar kWh'e, 2014 yılında 276.8 Milyar kWh'e ulaşması durumunda; 2014 yılından başlayarak puant talep karşılanamamaktadır. Enerji üretimi açısından bakıldığında; 2011 yılında kurak hidrolojik koşullarda elde edilen güvenilir enerji yedeği kalmamakta, 2013 yılında ise normal hidrolojik koşullarda elde edilen proje üretim yedeği kalmadığından enerji talebi karşılanamaz duruma gelmektedir.

Elektrik üretim sistemlerinde; talebin tahmin edildiği gibi gerçekleşmemesi, hidrolik santrallara gelen su miktarının beklendiği gibi olmaması, yakıt temininde ve kalitesinde kısıtlarla karşılaşılabileceği, santrallarda uzun süreli arızaların olabileceği, tesis halindeki ve lisans almış santralların öngörülen tarihlerde işletmeye giremeyeceği dikkate alınarak güç ve enerji yedeği bulundurulması gerekmektedir. Bu nedenle arz ve talep başa baş olmadan önce üretim sisteminin yedekli olarak işletilmesi için üretim tesislerinin inşaat süreleri de dikkate alınarak gerekli önlemlerin alınması sağlanmalıdır. Bu nedenle karar vericilere ve yatırımcılara bir fikir vermek amacı ile bu talep serisi için de ETKB politikaları doğrultusunda yerli ve yenilenebilir kaynakların değerlendirilmesi ve kaynak çeşitlendirilmesi prensipleri ile sözleşme ile garanti altına alınmış olan doğal gaz arz miktarlarının dikkate alındığı elektrik talebinin güvenilir olarak karşılanması için üretim sistemine ilave edilmesi öngörülen kapasite ihtiyacının belirlendiği bir çalışma yapılmıştır. Bu çalışma sonucuna göre 2014 yılına kadar yılda ortalama %6.3 oranında artması beklenen talebin güvenilir olarak karşılanması için 3150 MW'ı rüzgar ve hidrolik, 7570 MW'ı termik olmak üzere toplam 10720 MW yeni kapasite ilavesine gerek duyulmaktadır.

Tablo 23.1'de mevcut sistemden gelen kapasitenin, inşası devam eden üretim tesisleri kapasitesinin, lisans almış üretim tesisleri kapasitesinin ve talebin güvenilir olarak karşılanması için yıllar bazında gereken kapasite artırımlarının yıllara göre gelişimi ayrı ayrı verilmektedir.

Tablo 23.2 mevcut, inşası devam eden, lisans almış ve yeni ilave edilecek üretim tesislerinin toplam kurulu gücünün gelişimini göstermektedir.

Tablo 23.3'te ise; puant güç talebinin sadece mevcut sistemle, mevcut + inşası devam edenlerle, mevcut + inşası devam edenler + lisans almış üretim tesisleri ile ve son olarak mevcut + inşası devam eden + lisans almış + yeni ilave edilecek üretim tesisleriyle karşılanması durumunda kurulu güç yedekleri gösterilmektedir.

Sadece işletmede olan santrallar göz önüne alındığında Türkiye kurulu güç yedeği 2005 yılında %50'den başlayarak sürekli azalmakta, 2012 yılında toplam kurulu güç puant güç talebinin altında kalmakta olup yedek ilk defa %-6 ile negatif değere ulaşmakta ve 2014 yılında %-17'ye kadar düşmektedir.

İşletmede ve inşa halinde olan santrallar göz önüne alındığında Türkiye kurulu güç yedeği 2005 yılında %58'den 2013 yılında negatif değere %-2'ye inmekte ve düşüşüne devam ederek 2014 yılında %-8'e ulaşmaktadır.

İşletmede, inşa halinde ve lisans almış santrallar birlikte incelendiğinde Türkiye kurulu güç yedeği 2005 yılında %65'den 2014 yılında %0'a düşmektedir. Kapasite ihtiyacı çalışması sonucuna göre; 2007 yılından itibaren yeni ünitelerin devreye girmesiyle işletmede, inşa halinde ve lisans almış santrallar ile beraber 2005 yılında %65 olan kapasite yedeği 2011 yılı ve sonrasında %25 civarında hesaplanmaktadır.

Tablo 23.1: Mevcut, İnşası Devam Eden, Lisans Almış ve Yeni İlave Kapasite (Çözüm II)

(MW)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
MEVCUT	37588	37588	37588	37588	37588	37588	37588	37588	37588	37588
İNŞAATI DEVAM EDENLER	1807	2450	3520	3854	3854	3854	3854	3854	3854	3854
LİSANS ALMIŞ	1948	2721	3162	3162	3516	3530	3530	3530	3530	3530
YENİ İLAVE KAPASİTE	0	0	125	250	375	500	2025	4528	7890	10718

Tablo 23.2: Mevcut, İnşası Devam Eden, Lisans Almış ve Yeni İlave Kapasite İle Güç Gelişimi (Çözüm II)

(MW)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
MEVCUT	37588	37588	37588	37588	37588	37588	37588	37588	37588	37588
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER	39395	40038	41108	41442	41442	41442	41442	41442	41442	41442
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER + LİSANS ALMIŞ	41343	42758	44270	44604	44958	44972	44972	44972	44972	44972
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER + LİSANS ALMIŞ + YENİ İLAVE KAPASİTE	41343	42758	44395	44854	45333	45472	46997	49500	52862	55690
PUANT TALEP	25000	28270	29299	31157	33132	35232	37521	39891	42407	45077

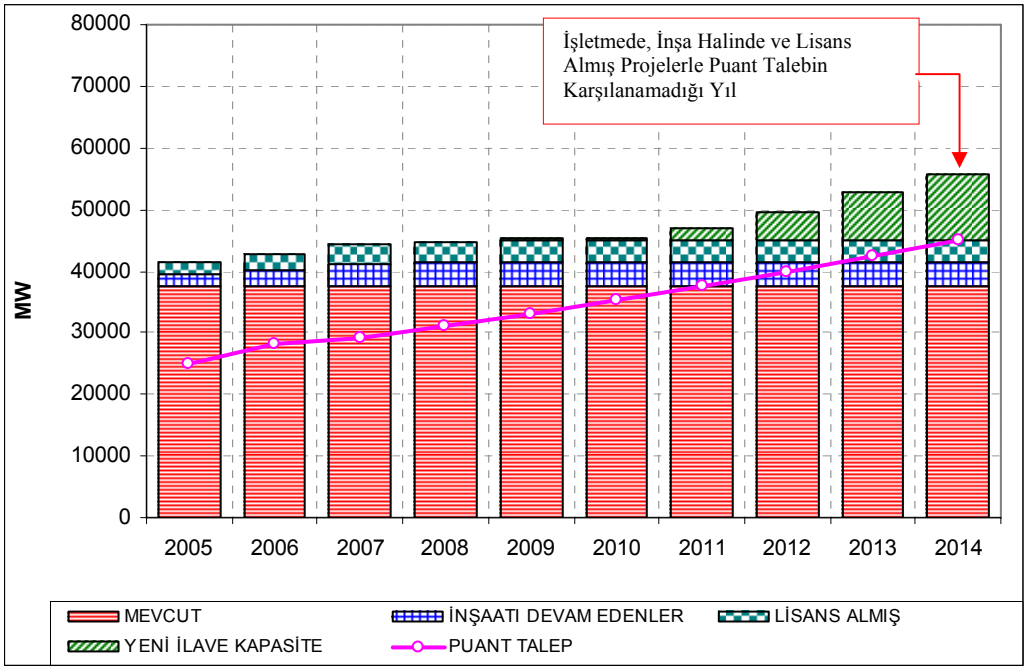
Tablo 23.3: Mevcut, İnşası Devam Eden, Lisans Almış ve Yeni İlave Kapasite İle Güç Yedeği (Çözüm II)

(MW)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
MEVCUT	12588	9318	8289	6431	4456	2356	67	-2303	-4819	-7489
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER	14395	11768	11809	10285	8310	6210	3921	1551	-965	-3635
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER + LİSANS ALMIŞ	16343	14488	14971	13447	11826	9740	7451	5081	2565	-105
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER + LİSANS ALMIŞ + YENİ İLAVE KAPASİTE	16343	14488	15096	13697	12201	10240	9476	9609	10455	10613
										(%)
MEVCUT	50.4	33.0	28.3	20.6	13.4	6.7	0.2	-5.8	-11.4	-16.6
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER	57.6	41.6	40.3	33.0	25.1	17.6	10.4	3.9	-2.3	-8.1
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER + LİSANS ALMIŞ	65.4	51.2	51.1	43.2	35.7	27.6	19.9	12.7	6.0	-0.2
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER + LİSANS ALMIŞ + YENİ İLAVE KAPASİTE	65.4	51.2	51.5	44.0	36.8	29.1	25.3	24.1	24.7	23.5

Mevcut sistem üzerine inşası devam eden ve Lisans almış kapasitelerin öngörülen zamanda ilave edilmesi ile yıllara göre toplam kurulu gücün gelişimi Grafik 18'de görülmektedir. Kurulu güç gelişimi ile puant talep karşılaştırıldığında, halen işletmede olan, inşası devam eden ve lisans almış projeler ile 2014 yılından başlayarak puant talep karşılanamamaktadır. Yine aynı şekilde işletmede olan, inşası devam eden ve lisans almış projelerin üretim kapasitelerinin yıllara göre gelişimine bakıldığında (Grafik 19 ve Grafik 20) tüketim talebi proje üretim kapasitesine göre 2013 yılında, güvenilir üretim kapasitesine göre 2011 yılında enerji talebi karşılanamamaktadır.

Grafik 18: Mevcut, İnşası Devam Eden, Lisans Almış Üretim Tesisleri ve Yeni Kapasite İlavesinin Kurulu Gücün Gelişimine ve Puant Güç Talebinin Karşılanmasına Etkisi (Çözüm II)



Tablo 24.1'de mevcut sistemden gelen, inşası devam eden, lisans almış santrallar proje üretim kapasitesinin ve talebin güvenilir olarak karşılanması için yıllar bazında gereken proje üretim kapasitesi artırımlarının yıllara göre gelişimi ayrı ayrı verilmektedir.

Tablo 24.2 mevcut, inşası devam eden, lisans almış ve yeni ilave edilecek üretim tesislerinin toplam proje üretim kapasitesinin gelişimini göstermektedir.

Tablo 24.3'de ise; enerji talebinin sadece mevcut sistemle, mevcut + inşası devam edenler, mevcut + inşası devam edenler + lisans almış üretim tesisleri ile ve son olarak mevcut + inşası devam edenler + lisans almış + yeni ilave edilecek üretim tesisleriyle karşılanması durumunda proje üretim yedekleri gösterilmektedir.

Yalnızca işletmede olan santrallar göz önüne alındığında proje üretim yedeği 2005 yılında %26'dan başlayarak sürekli azalmakta, 2010 yılında toplam proje üretim kapasitesi enerji talebinin altında kalmakta olup yedek ilk defa %-2 ile negatif değere ulaşmakta ve 2014 yılında %-23'e kadar düşmektedir.

İşletmede ve inşa halinde olan santrallar göz önüne alındığında proje üretim yedeği 2005 yılında %32'den 2011 yılında negatif değere %-1'e inmekte ve düşüşüne devam ederek 2014 yılında %-17'ye ulaşmaktadır.

İşletmede, inşa halinde ve lisans almış santrallar birlikte incelendiğinde proje üretim yedeği 2005 yılında %39'dan 2013 yılında %-4'e, 2014 yılında %-10'a düşmektedir. Kapasite ihtiyacı çalışması sonucuna göre; 2007 yılından itibaren yeni ünitelerin devreye girmesiyle 2005 yılında

%39 olan proje üretim yedeği işletmede, inşa halinde ve lisans almış santrallar ile birlikte 2011 ve sonrasında %13 civarında hesaplanmaktadır.

Tablo 24.1: Mevcut, İnşası Devam Eden, Lisans Almış ve Yeni İlave Proje Üretim Kapasitesi (Çözüm II)

(GWh)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
MEVCUT	201742	201983	207114	206351	212204	212745	211934	212232	212232	212232
İNŞAATI DEVAM EDENLER	9431	11430	14889	16090	16090	16090	16090	16090	16090	16090
LİSANS ALMIŞ	11198	15099	18423	18423	20984	21034	21034	21034	21034	21034
YENİ İLAVE KAPASİTE	0	0	350	700	1050	1400	11578	27142	46366	63545

Tablo 24.2: Mevcut, İnşası Devam Eden, Lisans Almış ve Yeni İlave ile Toplam Proje Üretim Kapasitesi Gelişimi (Çözüm II)

(GWh)

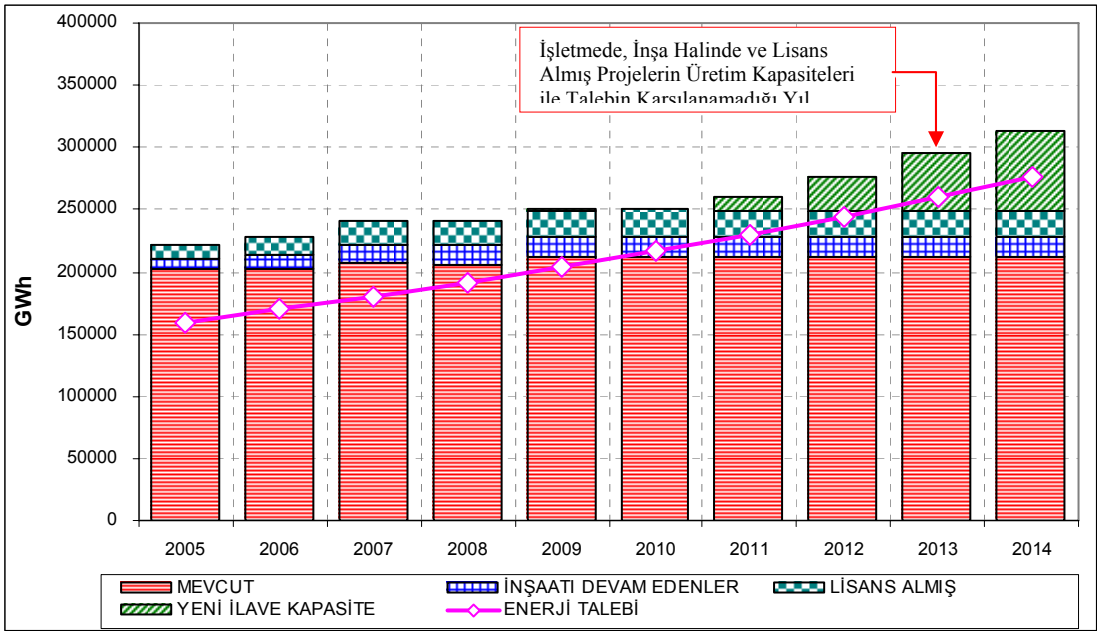
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
MEVCUT	201742	201983	207114	206351	212204	212745	211934	212232	212232	212232
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER	211173	213413	222003	222441	228294	228835	228024	228322	228322	228322
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER + LİSANS ALMIŞ	222371	228512	240426	240864	249278	249869	249058	249356	249356	249356
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER + LİSANS ALMIŞ + YENİ İLAVE KAPASİTE	222371	228512	240776	241564	250328	251269	260636	276498	295722	312901
ENERJİ TALEBİ	***159650***	***169517***	***180248***	***191677***	***203827***	***216747***	***230399***	***244951***	***260401***	***276799***

Tablo 24.3: Mevcut İnşası Devam Eden, Lisans Almış ve Yeni İlave ile Proje Üretim Kapasitesi Yedeği (Çözüm II)

(GWh)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
MEVCUT	42092	32466	26866	14674	8377	-4002	-18465	-32719	-48169	-64567
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER	51523	43896	41755	30764	24467	12088	-2375	-16629	-32079	-48477
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER + LİSANS ALMIŞ	62721	58995	60178	49187	45451	33122	18659	4405	-11045	-27443
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER + LİSANS ALMIŞ + YENİ İLAVE KAPASİTE	62721	58995	60528	49887	46501	34522	30237	31547	35321	36102
										(%)
MEVCUT	26.4	19.2	14.9	7.7	4.1	-1.8	-8.0	-13.4	-18.5	-23.3
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER	32.3	25.9	23.2	16.0	12.0	5.6	-1.0	-6.8	-12.3	-17.5
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER + LİSANS ALMIŞ	39.3	34.8	33.4	25.7	22.3	15.3	8.1	1.8	-4.2	-9.9
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER + LİSANS ALMIŞ + YENİ İLAVE KAPASİTE	39.3	34.8	33.6	26.0	22.8	15.9	13.1	12.9	13.6	13.0

Grafik 19: Mevcut, İnşası Devam Eden, Lisans Almış Üretim Tesisleri ve Yeni Kapasite İlavesinin Proje Üretim Kapasitesi Gelişimine ve Enerji Talebinin Karşılanmasına Etkisi (Çözüm II)



Tablo 25.1'de mevcut sistemden gelen, inşası devam eden, lisans almış santrallar güvenilir üretim kapasitesinin ve talebin güvenilir olarak karşılanması için yıllar bazında gereken güvenilir üretim kapasitesi artırımlarının yıllara göre gelişimi ayrı ayrı verilmektedir.

Tablo 25.2 mevcut, inşası devam eden, lisans almış ve yeni ilave edilecek üretim tesislerinin toplam güvenilir üretim kapasitesinin gelişimini göstermektedir.

Tablo 25.3'de ise; enerji talebinin sadece mevcut sistemle, mevcut + inşası devam edenler, mevcut + inşası devam edenler + lisans almış üretim tesisleri ile ve son olarak mevcut + inşası devam edenler + lisans almış + yeni ilave edilecek üretim tesisleriyle karşılanması durumunda güvenilir üretim yedekleri gösterilmektedir.

Yalnızca işletmede olan santrallar göz önüne alındığında güvenilir üretim yedeği 2005 yılında %14'den başlayarak sürekli azalmakta, 2008 yılında toplam güvenilir üretim kapasitesi enerji talebinin altında kalmakta olup yedek ilk defa %-3 ile negatif değere ulaşmakta ve 2014 yılında %-31'e kadar düşmektedir.

İşletmede ve inşa halinde olan santrallar göz önüne alındığında güvenilir üretim yedeği 2005 yılında %19'dan 2009 yılında negatif değere inmekte ve düşüşüne devam ederek 2014 yılında %-27'ye ulaşmaktadır.

İşletmede, inşa halinde ve lisans almış santrallar birlikte incelendiğinde güvenilir üretim yedeği 2005 yılında %26'dan 2011 yılında %-3'e, 2014 yılında %-19'a düşmektedir. Kapasite ihtiyacı çalışması sonucuna göre; 2007 yılından itibaren yeni ünitelerin devreye girmesiyle 2005 yılında %26 olan güvenilir üretim yedeği işletmede, inşa halinde ve lisans almış santrallar ile birlikte 2011 yılı ve sonrasında %1.5 civarında hesaplanmaktadır.

Tablo 25.1: Mevcut, İnşası Devam Eden, Lisans Almış ve Yeni İlave Güvenilir Üretim Kapasitesi (Çözüm II)

(GWh)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
MEVCUT	182190	182496	187354	186591	190682	191223	190412	190710	190710	190710
İNŞAATI DEVAM EDENLER	8440	9768	11931	12864	12864	12864	12864	12864	12864	12864
LİSANS ALMIŞ	10537	14193	17361	17361	19886	19921	19921	19921	19921	19921
YENİ İLAVE KAPASİTE	0	0	175	350	525	700	10703	24795	41834	57547

Tablo 25.2: Mevcut, İnşası Devam Eden, Lisans Almış ve Yeni İlave ile Toplam Güvenilir Üretim Kapasitesi Gelişimi (Çözüm II)

(GWh)

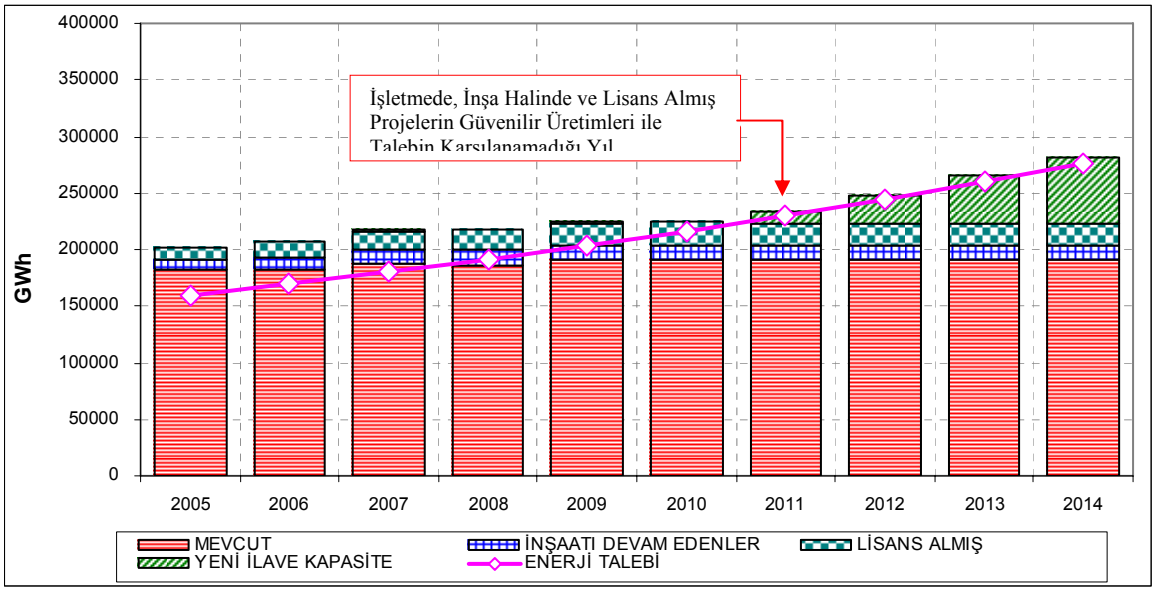
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
MEVCUT	182190	182496	187354	186591	190682	191223	190412	190710	190710	190710
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER	190630	192264	199285	199455	203546	204087	203276	203574	203574	203574
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER + LİSANS ALMIŞ	201167	206457	216646	216816	223432	224008	223197	223495	223495	223495
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER + LİSANS ALMIŞ + YENİ İLAVE KAPASİTE	201167	206457	216821	217166	223957	224708	233900	248290	265329	281042
ENERJİ TALEBİ	***159650***	***169517***	***180248***	***191677***	***203827***	***216747***	***230399***	***244951***	***260401***	***276799***

Tablo 25.3: Mevcut İnşası Devam Eden, Lisans Almış ve Yeni İlave ile Güvenilir Üretim Kapasitesi Yedeği (Çözüm II)

(GWh)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
MEVCUT	22540	12979	7106	-5087	-13145	-25524	-39986	-54241	-69691	-86089
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER	30980	22747	19037	7777	-281	-12660	-27122	-41377	-56827	-73225
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER + LİSANS ALMIŞ	41517	36940	36398	25138	19605	7261	-7201	-21456	-36906	-53304
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER + LİSANS ALMIŞ + YENİ İLAVE KAPASİTE	41517	36940	36573	25488	20130	7961	3502	3339	4928	4243
										(%)
MEVCUT	14.1	7.7	3.9	-2.7	-6.4	-11.8	-17.4	-22.1	-26.8	-31.1
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER	19.4	13.4	10.6	4.1	-0.1	-5.8	-11.8	-16.9	-21.8	-26.5
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER + LİSANS ALMIŞ	26.0	21.8	20.2	13.1	9.6	3.3	-3.1	-8.8	-14.2	-19.3
MEVCUT + İNŞAATI DEVAM EDENLER + LİSANS ALMIŞ + YENİ İLAVE KAPASİTE	26.0	21.8	20.3	13.3	9.9	3.7	1.5	1.4	1.9	1.5

Grafik 20: Mevcut, İnşası Devam Eden, Lisans Almış Üretim Tesisleri ve Yeni Kapasite İlavesinin Güvenilir Üretim Kapasitesi Gelişimine ve Enerji Talebinin Karşılanmasına Etkisi (Çözüm II)



2005 – 2014 döneminde ortalama yıllık %6.3 artacağı kabul edilen enerji talebinin yedekle birlikte karşılanması için 7385 MW'lık inşa halinde ve lisans almış projelerin dışında; toplam 10718 MW ilave kapasitenin sisteme eklenerek kurulu gücün 2014 yılı sonunda toplam 55690 MW seviyesine ulaşacağı hesaplanmıştır (Tablo 26). Grafik 21'de ise her yıl sisteme ilave edilecek kapasitenin termik-hidrolik dağılımı görülmektedir. Grafik 22'de mevcut, inşası devam eden, EPDK'dan Temmuz 2004 tarihi itibariyle lisans almış üretim tesisleri ve ilave kapasitelerle oluşan kurulu gücün gelişimi görülmektedir. İlave olarak puant talebin 2014 yılına kadar yedek kapasite ile birlikte nasıl karşılandığı gösterilmektedir.

Tablo 27 kurulu gücün gelişimini, Tablo 28 ve Grafik 23 ise % dağılımlarını göstermektedir.

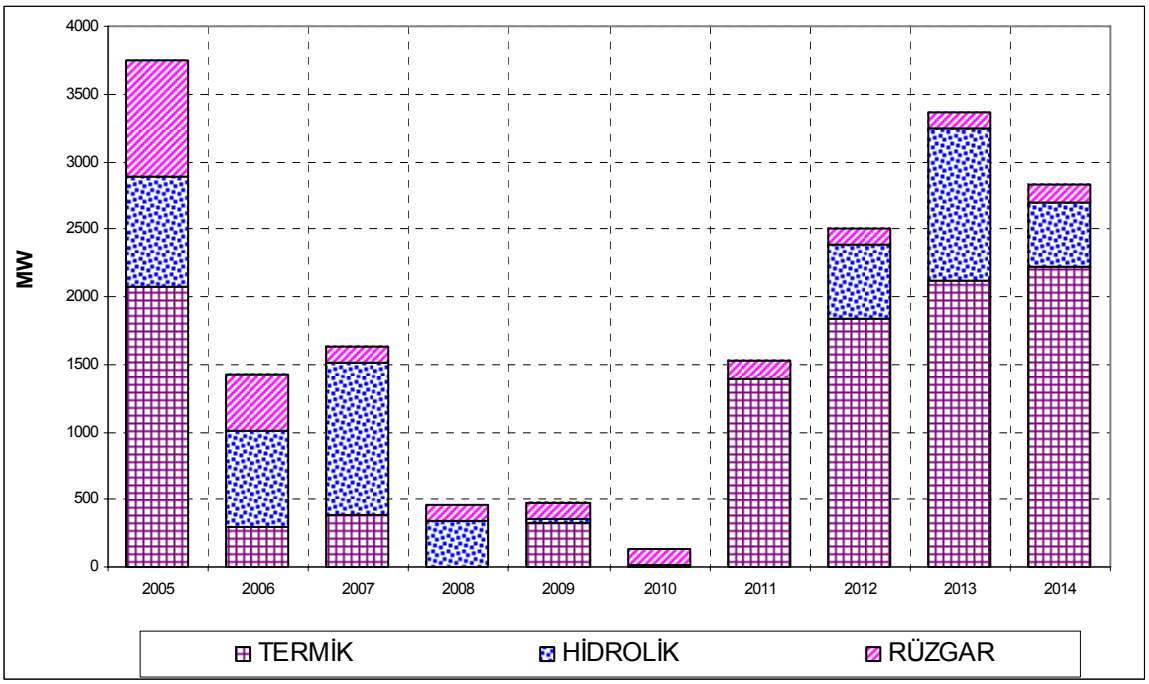
Tablo 26: Yeni Kapasite İlavesinin Termik – Hidrolik Dağılımı (Çözüm II)

MW

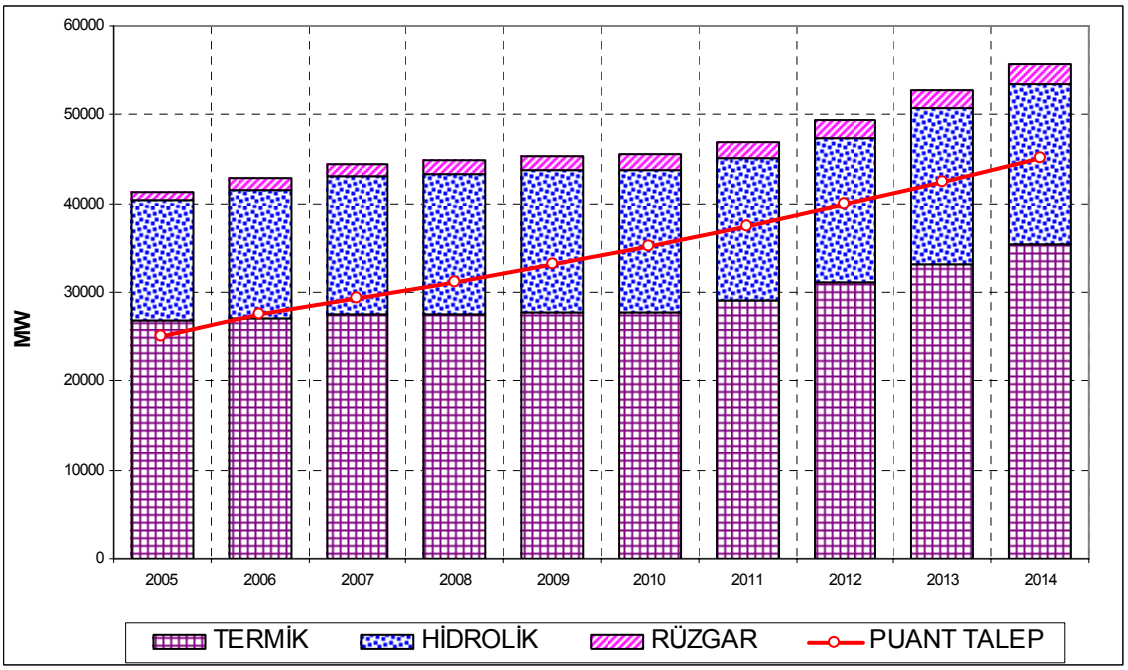
	TERMİK	HİDROLİK	RÜZGAR	TOPLAM
2005	1082*+988**=2070	727*+98**=825	860**	3755
2006	289**	643*+76**=719	409**	1417
2007	390**	1070*+52**=1122	125	1636
2008	0	334*	125	459
2009	320**	34**	125	479
2010	0	14**	125	139
2005-2010	**3069**	**3047**	**1769**	**7885**
2011	1400	0	125	1525
2012	1835	543	125	2503
2013	2120	1117	125	3362
2014	2215	488	125	2828
2011-2014	**7570**	**2148**	**500**	**10218**
2005-2014	**10639**	**5195**	**2269**	**18103**

(*) : İnşası devam eden projeler
(**) : Temmuz 2004 tarihi itibariyle lisans almış projeler

Grafik 21: Kapasite İlavesinin Termik – Hidrolik Dağılımı (Çözüm II)



Grafik 22: Toplam Kurulu Gücün Termik – Hidrolik Olarak Gelişimi ve Puant Talep (Çözüm II)



Tablo 27: Kurulu Gücün Termik – Hidrolik Gelişimi (Çözüm II)

MW

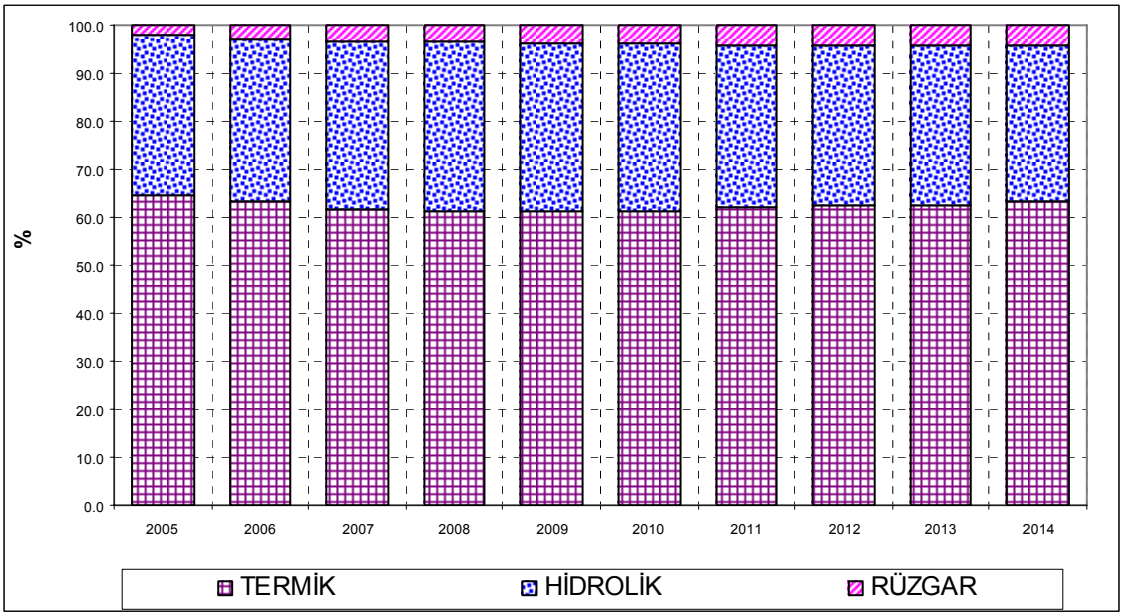
	TERMİK	HİDROLİK	RÜZGAR	TOPLAM
2005	26783	13681	879	41343
2006	27072	14400	1288	42760
2007	27462	15521	1413	44396
2008	27462	15855	1538	44855
2009	27782	15889	1663	45334
2010	27782	15903	1788	45473
2011	29182	15903	1913	46998
2012	31017	16446	2038	49501
2013	33137	17563	2163	52863
2014	35352	18051	2288	55691

Tablo 28: Kurulu Gücün Termik – Hidrolik Olarak Dağılımı (Çözüm II)

%

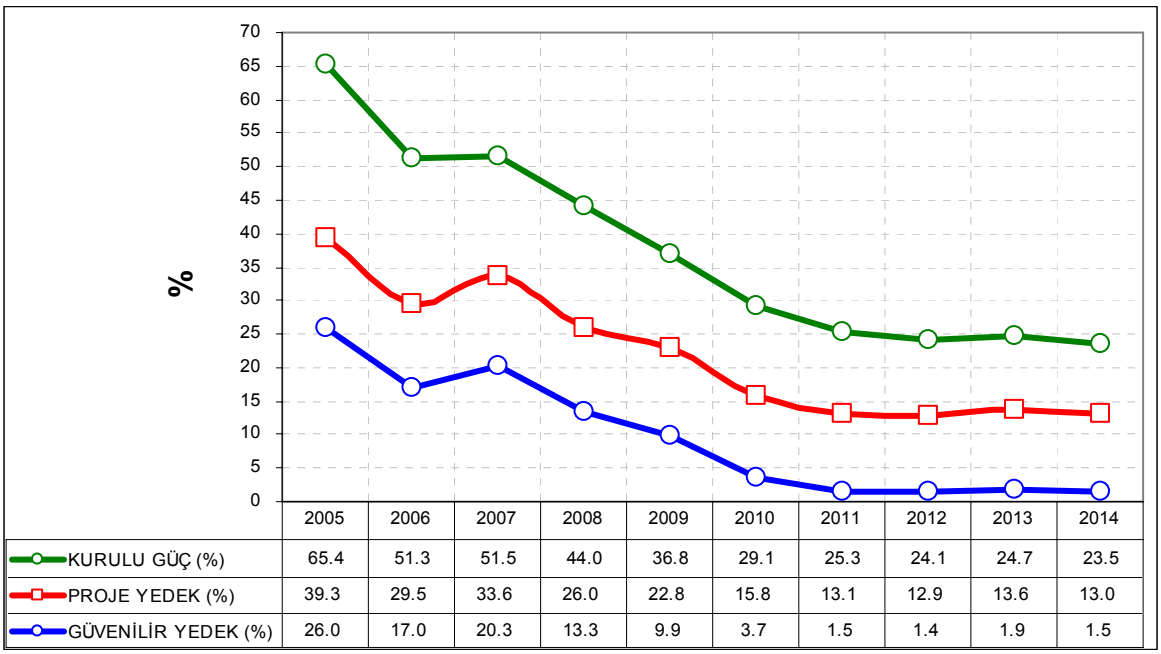
	TERMİK	HİDROLİK	RÜZGAR
2005	64.8	33.1	2.1
2006	63.3	33.7	3.0
2007	61.9	35.0	3.2
2008	61.2	35.3	3.4
2009	61.3	35.0	3.7
2010	61.1	35.0	3.9
2011	62.1	33.8	4.1
2012	62.7	33.2	4.1
2013	62.7	33.2	4.1
2014	63.5	32.4	4.1

Grafik 23: Kurulu Gücün Termik – Hidrolik Dağılımı (Çözüm II)



Gelecek on yıllık dönemde kurulu gücün gelişimi ile toplam kapasiteye karşılık puant güç gelişimine bakıldığında, işletmede, inşa halinde ve EPDK'dan Temmuz 2004 itibarı ile lisans almış projeler ile kurulu güç yedeğinin 2005, 2006 yıllarında %50'nin üzerinde olacağı hesaplanmıştır. 2005, 2006 yıllarındaki kurulu güç yedeğinin yüksekliğinin etkisi bu çözümde kullanılan talebin düşük olması nedeniyle 2007-2010 yıllarına da yansımıştır. Daha sonraki yıllar için kurulu güç yedeği %25 civarında, hidrolik santralların normal hidrolojik şartlardaki üretimlerine göre hesaplanan proje veya ortalama üretim yedeği %13 civarında ve kurak hidrolojik şartlardaki üretimlerine göre hesaplanan güvenilir enerji üretim yedeği ise %1.5 – %2 arasında olacağı görülmektedir.(Grafik 24).

Grafik 24: Kurulu Güç, Proje Üretim ve Güvenilir Üretim Yedeği (Çözüm II)

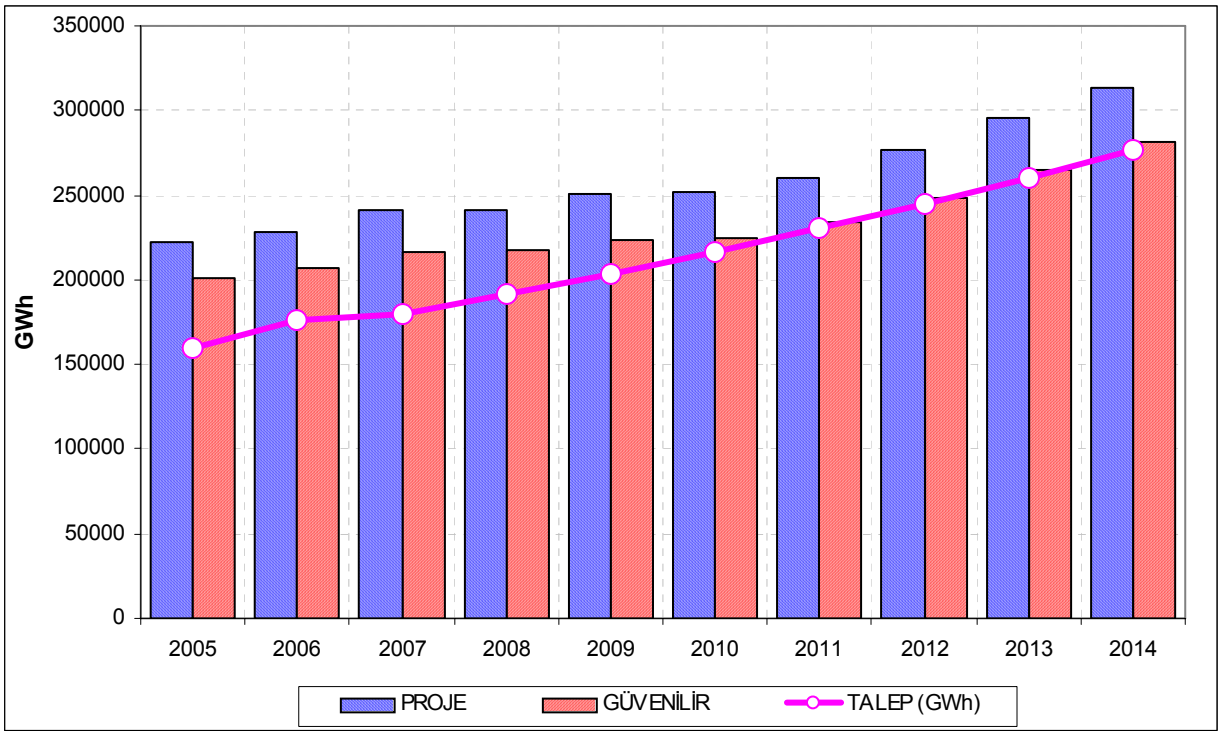


	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
KURULU GÜÇ (%)	65.4	51.3	51.5	44.0	36.8	29.1	25.3	24.1	24.7	23.5
PROJE YEDEK (%)	39.3	29.5	33.6	26.0	22.8	15.8	13.1	12.9	13.6	13.0
GÜVENİLİR YEDEK (%)	26.0	17.0	20.3	13.3	9.9	3.7	1.5	1.4	1.9	1.5

Proje üretim kapasitesi 2010 yılında 251.3 Milyar kWh, 2014 yılında 312.9 Milyar kWh seviyelerine ulaşmaktadır. Kurak hidrolojik şartların dikkate alındığı güvenilir enerji üretim kapasiteleri ise aynı yıllar için sırası ile 224.7 Milyar kWh, 281.0 Milyar kWh olarak hesaplanmıştır (Tablo 23.3, Tablo 24.3, Grafik 25).

Yukarıda açıklanan çalışmada politika ve prensiplerle birlikte üretim sistemi yük eğrisinin şekli, baz yük ve puant yük ihtiyacına cevap verecek santral tipleri de dikkate alınmıştır. Bu nedenle yeni kapasite ilavesinin termik – hidrolik dağılımı arz güvenliğinin sağlanmasında önemli olmaktadır. Termik santralların ortalama 6500 – 7000 saat olan yıllık çalışma sürelerine karşılık hidrolik ve rüzgar santralların çalışma süreleri yıllık 2300 – 3500 saat arasında olmaktadır. Çalışma saatlerindeki farklılıklar nedeni ile yıllık proje üretimleri de santralların tiplerine göre değişmektedir. Artan puant talep ihtiyacını karşılamak üzere kurulması gerekecek yeni kapasitenin tamamının termik santrallardan karşılanması durumunda ilave kapasite miktarının aynı kapasitenin tamamının hidrolik ve yenilenebilir santrallardan karşılanması durumundaki kapasitenin yaklaşık yarısı civarında olacağı hesaplanabilir. Bunun sonucu olarak üretim kompozisyonundaki yedek miktarı ilave kapasitenin termik santrallara yoğunlaşması ile artmakta, hidrolik ve üretimleri değişken ve programlanamayan rüzgar santrallarına yoğunlaşması ile düşmektedir.

Grafik 25: Proje Üretimi, Güvenilir Üretim ve Talebin Gelişimi (Çözüm II)



VII EKLER

EK – 1: Mevcut Sistem (2003 Sonu İtibariyle)

	EÜAŞ TERMİK SANTRALLARI (2003)												
	SIRA NO	SANTRALIN ADI	YAKIT CİNSİ	BULUNDUĞU İL					ÜNİTE ADET VE GÜÇLERİ		TOPLAM KURULU GÜÇ (MW)	BRÜT ÜRETİM (GWh)	PROJE ÜRETİMİ (GWh)
	1	Çatalağzı	Taşkömürü	Zonguldak					2 X	150,0	300,0	1.727,6	1950,0
	TAŞKÖMÜRÜ TOPLAMI				**1**	**SANTRAL**			**2 ÜNİTE**		**300,0**	**1.727,6**	**1950,0**
	2	Afşin-Elbistan A	Linyit	K.Maraş		3 X	340,0	+	1 X	335,0	1355,0	3.081,2	8807,5
	3	Orhaneli	"	Bursa					1 X	210,0	210,0	697,9	1365,0
	4	Seyitömer	"	Kütahya					4 X	150,0	600,0	2.801,6	3900,0
	5	Tunçbilek A	"	Kütahya					1 X	65,0	65,0	765,4	424,0
	6	Tunçbilek B	"	Kütahya					2 X	150,0	300,0		1950,0
	7	Kangal	"	Sivas		2 X	150,0	+	1 X	157,0	457,0	1.701,5	2970,5
		Yatağan	"	Muğla								1.219,8	
	LİNYİT TOPLAMI				**7**	**SANTRAL**			**15 ÜNİTE**		**2987,0**	**10.267,3**	**19417,0**
	8	Ambarlı	Fuel-Oil	İstanbul		3 X	110,0	+	2 X	150,0	630,0	850,2	4100,0
	9	Hopa	"	Artvin					2 X	25,0	50,0	1,1	200,0
	FUEL-OİL TOPLAMI				**2**	**SANTRAL**			**7 ÜNİTE**		**680,0**	**851,3**	**4300,0**
	10	Aliağa GT+KÇ (CC)	Motorin	İzmir		4 X	30,0	+	2 X	30,0	180,0		540,0
	11	Seyyar GT	"			3 X	0,5	+	1 X	0,9	2,4		
	12	Gökçeada GT	"	Çanakkale					1 X	0,9	0,9		
	13	Engil GT	"	Van					1 x	15,0	15,0		90,0
	14	Avşa Adası	"	Balıkesir	2 X 0,2 +	3 X	0,1	+	1 X	0,4	1,1		
	15	Bozcaada	"	Çanakkale	1 X 0,2 +	1 X	0,2	+	1 X	0,3	0,7		
	16	Erciş	"	Van					1 X	1,2	1,2		
	17	Gökçeada	"	Çanakkale					3 X	0,5	1,5		
	18	Marmara Ada	"	Balıkesir		2 X	0,3	+	1 X	0,5	1,1		
	19	Kemaliye	"	Erzincan					1 X	0,1	0,1		
	20	İliç	"	Erzincan		1 X	0,06	+	1 X	0,06	0,12		
	21	Çukurca	"	Hakkari		1 X	0,08	+	1 X	0,07	0,15	0,2	
	MOTORİN TOPLAMI				**11**	**SANTRAL**			**33 ÜNİTE**		**204,2**	**0,2**	**630,0**
(*)	22	Ambarlı KÇ (CC)	Doğal Gaz	İstanbul		6 X	138,8	+	3 X	172,7	1350,9	6.110,0	8780,0
	23	Bursa KÇ (CC)	Doğal Gaz	Bursa		2 X	238,0	+	4 X	239,0	1432,0	3.097,4	10024,0
	DOĞAL GAZ TOPLAMI				**2**	**SANTRAL**			**15 ÜNİTE**		**2782,9**	**9.207,4**	**18804,0**
	TERMİK TOPLAMI				**23**	**SANTRAL**			**72 ÜNİTE**		**6954,1**	**22.053,8**	**45101,0**
	24	Denizli	Tabii Buhar	Denizli					1 X	15,0	15,0	88,6	90,0
	JEOTERMAL TOPLAMI				**1**	**SANTRAL**			**1 ÜNİTE**		**15,0**		**90,0**

***Santral motorin ile de çalışacak şekilde dizayn ve tesis edilmiştir.**

EÜAŞ HİDROLİK SANTRALLARI (2003 SONU)

SIRA NO	SANTRALIN ADI	SANTRALIN CİNSİ	BULUNDUĞU İL	ÜNİTE ADET VE GÜÇLERİ								TOPLAM KURULU GÜÇ (MW)	BRÜT ÜRETİM (GWh)	PROJE ÜRETİMLERİ ORTALAMA (GWh)	PROJE ÜRETİMLERİ GÜVENİLİR (GWh)
1	Adıgüzel	Baraj	Denizli					2	x	31,0		62,000	113,80	280,0	15,0
2	Almus	"	Tokat					3	X	9,0		27,000	63,38	99,0	39,0
3	Altınkaya	"	Samsun			1 X	2,6 +	4	x	175,0		702,550	451,59	1632,0	1236,0
4	Aslantaş	"	Adana					3	X	46,0		138,000	663,95	569,0	360,0
5	Ataköy	"	Tokat					1	X	5,5		5,530	10,25	8,0	8,0
6	Atatürk	"	Ş.Urfa			1 X	5,0 +	8	X	300,0		2405,000	5.767,09	8900,0	7400,0
7	Batman	"	Batman			2 X	35,0 +	2	X	64,0		198,000	105,56	483,0	196,0
8	Berke	"	Adana					3	X	170,0		510,000	725,96	1668,0	921,0
9	Beyköy	"	Eskişehir					3	X	5,6		16,800	63,75	87,0	87,0
10	Çatalan	"	Adana					3	X	56,3		168,900	488,34	596,0	270,0
11	Çamlıgöze	"	Sivas					2	X	16,0		32,000	68,67	102,0	77,0
12	Demirköprü	"	Manisa					3	X	23,0		69,000	116,77	193,0	78,0
13	Derbent	"	Samsun			1 X	6,0 +	2	X	25,2		56,400	110,66	257,0	201,0
14	Dicle	"	Diyarbakır					2	X	55,0		110,000	210,06	298,0	228,0
15	Gezende	"	İçel					3	X	53,1		159,370	510,36	528,0	130,0
16	Gökçekaya	"	Eskişehir					3	X	92,8		278,400	341,56	562,0	460,0
17	H.Uğurlu	"	Samsun					4	X	125,0		500,000	796,26	1217,0	820,0
18	Hirfanlı	"	Kırşehir					4	X	32,0		128,000	169,37	400,0	178,0
19	Kapulukaya	"	Kırıkkale					3	X	18,0		54,000	107,52	190,0	150,0
20	Karacaören I	"	Burdur					2	X	16,0		32,000	154,34	142,0	84,0
21	Karacaören II	"	Burdur					2	X	23,6		47,200	109,40	206,0	118,0
22	Karakaya	"	Diyarbakır					6	X	300,0		1800,000	6.941,04	7354,0	6800,0
23	Keban	"	Elazığ			4 X	157,5 +	4	X	175,0		1330,000	6.375,97	6000,0	5820,0
24	Karkamış	"	G.Antep					6	X	31,5		189,000	316,45	652,0	462,0
25	Kemer	"	Aydın					3	X	16,0		48,000	174,23	143,0	62,0
26	Kesikköprü	"	Ankara					2	X	38,0		76,000	105,87	250,0	110,0
27	Kılıçkaya	"	Sivas					2	X	60,0		120,000	245,12	332,0	277,0
28	Kıralkızı	"	Diyarbakır					2	X	47,3		94,500	89,79	142,0	111,0
29	Koçköprü	"	Van					4	X	2,2		8,800	21,76	25,0	16,0
30	Köklüce	"	Tokat					2	X	45,0		90,000	208,14	588,0	577,0
31	Kuzgun	"	Erzurum	1 X	6,4 +	2 X	6,1 +	1	X	2,3		20,900	22,82	36,0	0,0
32	Kürtün	"	Gümüşhane					2	X	42,5		85,000	12,78	198,0	95,0
33	Manavgat	"	Antalya					2	X	24,0		48,000	63,74	220,0	40,0
34	Menzelet	"	K.Maraş					4	x	31,0		124,000	517,13	515,0	435,0
35	Özlüce	"	Bingöl					2	X	85,0		170,000	535,78	413,0	290,0
36	Seyhan I	"	Adana					3	X	20,0		60,000	151,40	350,0	109,0
37	Seyhan II	"	Adana					3	X	2,4		7,200	1,92	20,0	0,0
38	Sır	"	K.Maraş					3	X	94,5		283,500	344,32	725,0	408,0
39	S.Uğurlu	"	Samsun					3	X	23,0		69,000	230,99	345,0	206,0
40	Sarıyar/H.Polatkan	"	Ankara					4	X	40,0		160,000	262,61	400,0	328,0
41	Tercan	"	Erzincan					3	X	5,0		15,000	47,04	51,0	28,0
42	Yenice	"	Ankara					3	X	12,6		37,900	91,78	122,0	92,0
43	Zernek(Hoşap)	"	Van					2	X	1,8		3,500	15,27	13,0	6,0
44	Oymapınar												1.057,47		
BARAJLI SANTRALLAR TOPLAMI					**43**	**SANTRAL**		**140**		**ÜNİTE**		**10540,450**	**28.982,0**	**37310,9**	**29328,0**
1	Çıldır	Doğal Göl	Kars					3	X	5,1		15,360	21,41	30,0	20,0
2	Kovada -I	"	Isparta					3	X	2,8		8,250	5,71	35,0	19,0
3	Kovada -II	"	Isparta					2	X	25,6		51,200	31,11	222,0	121,0
4	Tortum	"	Erzurum			2 X	5,6 +	2	X	7,5		26,200	107,80	85,0	85,0
DOĞAL GÖL SANTRALLARI TOPLAMI					**4**	**SANTRAL**		**12**		**ÜNİTE**		**101,010**	**166,04**	**372,00**	**245,0**
1	Adilcevaz	Akarsu-Run of Ri	Bitlis					2	X	0,2		0,394	0,90	2,0	1,0
2	Ahlat	"	Bitlis			1 X	0,1 +	1	X	1,0		1,071	0,58	1,0	0,0
3	Anamur	"	İçel					3	X	0,3		0,840	3,23	3,0	2,0
4	Arpaçay-Telek	"	Kars					1	X	0,1		0,062	0,46	0,0	0,0
5	Bayburt	"	Bayburt			1 X	0,2 +	1	X	0,2		0,396	1,70	1,0	0,0
6	Besni	"	Adıyaman					2	X	0,1		0,272	0,86	0,0	0,0
7	Botan	"	Siirt			2 X	0,5 +	1	X	0,6		1,584	4,53	6,0	6,0
8	Bozkır	"	Konya					2	X	0,0		0,075	0,48	0,0	0,0
9	Bozüyük	"	Bilecik			1 X	0,2 +	1	X	0,1		0,360	1,08	1,0	0,0
10	Bozyazı	"	İçel					2	X	0,2		0,420	1,35	2,0	1,0
11	Bünyan	"	Kayseri			1 X	0,7 +	2	X	0,3		1,360	3,11	4,0	0,0

EÜAŞ HİDROLİK SANTRALLARI (2003 SONU)

SIRA NO	SANTRALIN ADI	SANTRALIN CİNSİ	BULUNDUĞU İL	ÜNİTE ADET VE GÜÇLERİ					TOPLAM KURULU GÜÇ (MW)	BRÜT ÜRETİM (GWh)	ORTALAMA (GWh)	GÜVENİLİR (GWh)
12	Ceyhan	Akarsu	K.Maraş			3 X	1,2		3,600	17,31	20,0	12,0
13	Çağ-Çağ	"	Mardin			3 X	4,8		14,400	35,49	42,0	32,0
14	Çamardı	"	Niğde			1 X	0,1		0,069	0,23	1,0	0,0
15	Çemişgezek	"	Tunceli	1 X	0,1 +	1 X	0,1		0,116	0,88	1,0	0,0
16	Değirmendere	"	Adana			1 X	0,5		0,500	0,71	1,0	0,0
17	Dere	"	Konya			2 X	0,3		0,600	2,47	2,0	1,0
18	Doğankent A+B	"	Giresun	1 X	38,0 +	4 X	9,1		74,500	217,43	314,0	62,0
19	Dörtyol-Kuzuculu	"	Hatay			2 X	0,1		0,272	1,39	1,0	0,0
20	Durucasu	"	Amasya			2 X	0,4		0,800	3,39	3,0	2,0
21	Engil	"	Van			3 X	1,5		4,590	6,52	14,0	12,0
22	Erciş	"	Van			2 X	0,4		0,800	1,94	2,0	2,0
23	Erkenek	"	Malatya			2 X	0,2		0,320	0,98	2,0	1,0
24	Ermenek	"	Karaman			2 X	0,6		1,120	0,24	1,0	0,0
25	Esendal	"	Artvin			1 X	0,3		0,300	0,89	1,0	0,0
26	Girlevik	"	Erzincan	2 X	1,0 +	1 X	1,0		3,040	22,10	17,0	15,0
27	Göksu	"	Karaman			3 X	3,6		10,800	68,44	70,0	60,0
28	Haraklı-Hendek	"	Sakarya			2 X	0,1		0,264	1,99	1,0	1,0
29	Işıklar-Visera	"	Trabzon			2 X	0,5		1,040		2,5	0,0
30	İkizdere	"	Rize			3 X	6,2		18,600	113,60	110,0	100,0
31	İnegöl-Cerrah	"	Bursa			2 X	0,1		0,272	1,05	2,0	1,0
32	İznik-Dereköy	"	Bursa			2 X	0,1		0,240	1,11	2,0	1,0
33	İvriz (Sümer)	"	Konya			2 X	0,5		1,040	3,45	4,0	0,0
34	Kadıncık I	"	İçel			2 X	35,0		70,000	111,90	345,0	190,0
35	Kadıncık II	"	İçel			1 x	56,0		56,000	82,98	320,0	200,0
36	Karaçay-Osmaniye	"	Adana			2 X	0,2		0,400	1,86	3,0	1,0
37	Kars-Dereiçi	"	Kars			2 X	0,2		0,400	1,30	1,0	0,0
38	Kayadibi	"	Bartın	2 X	0,2 +	1 X	0,2		0,464	2,13	3,0	3,0
39	Kayaköy	"	Kütahya			2 X	1,3		2,560	11,78	7,0	6,0
40	Kepez I	"	Antalya			3 X	8,8		26,400	64,26	169,0	130,0
41	Kepez II	"	Antalya			2 x	3,0		6,000	3,84	21,0	0,0
42	Kernek	"	Malatya			1 X	0,8		0,832	0,48	3,0	0,0
43	Kiti	"	Iğdır			2 X	1,4		2,760	7,96	12,0	10,0
44	Koyulhisar	"	Sivas			2 X	0,1		0,200	0,14	0,5	0,0
45	Ladik-Büyükkızoğlu	"	Samsun			1 X	0,4		0,400	0,97	2,0	1,0
46	Mercan	"	Tunceli			3 X	6,4		19,125	5,47	78,0	48,0
47	M.Kemal Paşa-Suuç	"	Bursa	1 X	0,2 +	1 X	0,3		0,472	2,93	1,0	0,0
48	Malazgirt	"	Muş			2 X	0,6		1,216	3,67	3,0	2,0
49	Mut-Derinçay	"	İçel			2 X	0,4		0,880	4,36	0,0	0,0
50	Otluca	"	Hakkari			2 X	0,6		1,280	3,56	3,0	1,0
51	Pazarköy-Akyazı	"	Sakarya	1 X	0,1 +	1 X	0,1		0,177	0,00	0,5	0,0
52	Pınarbaşı	"	Kayseri			1 X	0,1		0,099	0,26	1,0	0,0
53	Sızır	"	Kayseri			3 X	2,3		6,780	31,22	50,0	35,0
54	Silifke	"	İçel			1 X	0,4		0,400	2,19	2,0	2,0
55	Turunçova - Finike	"	Antalya			3 X	0,2		0,552	2,80	1,0	0,0
56	Uludere	"	Şırnak			2 X	0,3		0,640	3,23	1,0	1,0
57	Varto-Sönmez	"	Muş			2 X	0,1		0,290	1,14	1,0	0,0
58	Yüreğir	"	Adana			1 X	6,0		6,000	7,26	21,0	19,0
59	Zeyne-Gülnar	"	İçel			1 X	0,3		0,326	1,49	2,0	0,0
AKARSU SANTRALLARI TOPLAMI				**59**	**SANTRAL**	**124**		**ÜNİTE**	**348,770**	**878,97**	**1684,5**	**961,0**
HİDROLİK SANTRALLARI TOPLAMI				**106**	**SANTRAL**	**276**		**ÜNİTE**	**10990,230**	**30.027,0530**	**39367,4**	**30534,0**

ÜRETİM ŞİRKETİ SANTRALLARI (2003)

SIRA NO			SANTRALIN ADI	SANTRALIN CİNSİ	BULUNDUĞU İL	TOPLAM KURULU GÜÇ (MW)	FİİLİ BRÜT ÜRETİM (GWh)	PROJE ÜRETİMLERİ *ORTALAMA* (GWh)	*GÜVENİLİR* (GWh)
1	(YİD)	(BOT)	Ova elektrik	D.Gaz	Kocaeli	258,4	2048,1	1938,0	1938,0
2	(YİD)	(BOT)	Enron(Trakya Elek.)	D.Gaz+Sıvı	Tekirdağ	498,7	3995,9	3740,3	3740,3
3	(YİD)	(BOT)	Enron(Trakya Elek.)	Motorin	Tekirdağ		0,3		
3	(YİD)	(BOT)	Esenyurt (Doğa Enerji)	D.Gaz+Sıvı	İstanbul	188,5	1506,2	1413,8	1413,8
4	(YİD)	(BOT)	Unimar (Marmara Ereğlisi)	"	Tekirdağ	504,0	3818,7	3780,0	3780,0
5	(Yİ)	(BOO)	Adapazarı 1 (Gebze I-VI)	D.Gaz	Adapazarı	1595,4	10710,2	13295,5	13295,5
6	(Yİ)	(BOO)	Adapazarı 2 (I-III)	"	Adapazarı	797,7	5429,3	6647,8	6647,8
7	(Yİ)	(BOO)	İzmir	"	İzmir	1590,7	9666,7	12946,0	12946,0
(*)	(Yİ)	(BOO)	Ankara (Baymina)	"	Ankara		876,5		
			DOĞAL GAZ TOPLAMI			**4242,2**	**26682,7**	**34827,3**	**34827,3**
			D.GAZ+SIVI TOPLAMI			**1191,2**	**11368,9**	**8934,0**	**8934,0**
			MOTORİN TOPLAMI				**0,3**		
8	(Yİ)	(BOO)	İskenderun (İsken)	İthal Kömür	Hatay	1320,0	4537,0	9315,0	9315,0
			İTHAL KÖMÜR TOPLAMI			**1320,0**	**4537,0**	**9315,0**	**9315,0**
9	(SÜŞ)	(IPP)	Karege (Arges)	Fuel-Oil	İzmir	34,0	69,6	255,2	255,2
10	(SÜŞ)	(IPP)	Van 1 (Ener)	"	Van	26,0	0,0	195,0	195,0
11	(SÜŞ)	(IPP)	PS3-A1	"	Şırnak	11,4	0,0	85,5	85,5
12	(SÜŞ)	(IPP)	PS3-1(Karkey)	"	Şırnak	45,5	72,3	341,3	341,3
			FUEL-OİL TOPLAMI			**116,9**	**141,9**	**877,0**	**877,0**
			TOPLAM (TERMİK)			**6870,3**	**42730,8**	**53953,3**	**53953,3**
1	(YİD)	(BOT)	Ares (Alaçatı)	Rüzgar	İzmir	7,2	17,4	25,2	18,0
2	(YİD)	(BOT)	Bores	"	Çanakkale	10,2	39,0	35,7	25,5
			RÜZGAR TOPLAMI			**17,4**	**56,4**	**60,9**	**43,5**
1	(SÜŞ)	(IPP)	Yapısan Hacılar (Bilgin Elektrik)	I. Akarsu	Malatya	13,3	45,5	84,0	0,0
2	(SÜŞ)	(IPP)	Pamuk HES	"	İçel	23,3	4,4	81,0	23,0
3	(YİD)	(BOT)	Birecik	Baraj	Ş.Urfa	672,0	1882,9	2518,0	1801,0
4	(YİD)	(BOT)	Ahiköy	Akarsu	Sivas	4,2	13,4	22,0	0,0
5	(YİD)	(BOT)	Aksu (Çayköy)	"	Burdur	16,0	44,4	36,0	35,0
6	(YİD)	(BOT)	Çamlıca (Ayen Enerji)	"	Kayseri	84,0	278,1	429,0	243,0
7	(YİD)	(BOT)	Kısık (Ayen Enerji)	"	K.Maraş	9,6	28,7	35,0	0,0
8	(YİD)	(BOT)	Berdan	"	İçel	10,0	47,4	47,0	10,0
9	(YİD)	(BOT)	Çal	"	Denizli	2,5	18,9	13,0	1,0
10	(YİD)	(BOT)	Gönen (En-da)	"	Balıkesir	10,6	45,8	47,0	26,0
11	(YİD)	(BOT)	Fethiye	"	Muğla	16,5	73,9	90,0	27,0
12	(YİD)	(BOT)	Girlevik-Mercan	"	Erzincan	11,0	33,0	42,0	21,0
13	(YİD)	(BOT)	Gaziler	"	Kars	11,2	24,2	50,0	21,0
14	(YİD)	(BOT)	Hasanlar	"	Bolu	9,6	30,9	42,0	15,0
15	(YİD)	(BOT)	Dinar (Metak)	"	Afyon	3,0	15,3	16,0	5,0
16	(YİD)	(BOT)	Suçatı	"	K.Maraş	7,0	26,2	28,0	8,0
17	(YİD)	(BOT)	Sütçüler	"	Isparta	2,3	8,4	12,0	2,0
18	(YİD)	(BOT)	Tohma Medik	"	Malatya	12,5	52,4	59,0	0,0
			HİDROLİK TOPLAMI			**918,6**	**2673,8**	**3649,0**	**2232,0**
			TOPLAM			**7806,3**	**45461,0**	**57663,2**	**56228,8**

(*) Ankara (Baymina) Doğal Gaz Santralı, 2003 yılında işletmeye alınmamış olup sadece deneme üretimi yapmıştır.

EÜAŞ'IN BAĞLI ORTAKLIKLARI ,ÖZELLEŞTİRME KAPSAM VE PROG.ALINAN , MOBİL VE İŞLETME HAKKI DEVREDİLEN SANTRALLAR İLE AYRICALIKLI ŞİRKET SANTRALLARI (2003)

	SIRA NO	SANTRALIN ADI	SANTRALIN CİNSİ	BULUNDUĞU İL	TOPLAM KURULU GÜÇ (MW)	BRÜT ÜRETİM (GWh)	PROJE ÜRETİMLERİ ORTALAMA (GWh)	PROJE ÜRETİMLERİ GÜVENİLİR (GWh)	BAĞLANTI SEVİYESİ (**) kV
EÜAŞ'IN BAĞLI ORTAKLIKLARI	1	Hamitabat KÇ (CC)	D.Gaz	Kırklareli	1120	2.210	7280.0	7280.0	380
	DOĞAL GAZ TOPLAMI				1120	2.210	7280.0	7280.0	
	2	Soma A	Linyit	Manisa	44	196	290	290	154
	3	Soma B	"	Manisa	990	3.979	6435	6435	380
		Yeniköy	"			997			380
		Kemerköy 1,2,3	"			955			380
	LİNYİT TOPLAMI				1034	6.127	6725.0	6725.0	
	TOPLAM TERMİK				2154	8.337	14.005.0	14.005.0	
ÖZELLEŞTİRME KAPSAM VE PROG.ALINAN SANT.	1	Kemerköy 1,2,3	Linyit	Muğla	630	1.117	4095	4095	380
	2	Yatağan	"	Muğla	630	877	4100	4100	380
	3	Yeniköy	"	Muğla	420	597	2730	2730	380
	TOPLAM TERMİK (LİNYİT)				1680	2.591	10925.0	10925.0	
MOBİL SANTRALLAR	1	BATMAN	Fuel-Oil	Batman	117.9	315.9	876.0	876.0	154
	2	ESENBOĞA	"	Ankara	53.8	145.2	361.0	361.0	D
	3	HAKKARİ 2	"	Hakkari	24.8	181.1	186.1	186.1	D
	4	ISPARTA	"	Isparta	27.9	73.0	209.3	209.3	D
	5	KIRIKKALE	"	Kırıkkale	153.9	462.6	1139.0	1139.0	154
	6	MARDİN (KIZILTEPE)	"	Mardin	34.1	177.7	255.4	255.4	D
	7	PS3 A- 2	"	Şırnak	24.4	161.4	183.2	183.2	D
	8	PS3-2	"	Şırnak	30.5	222.7	228.8	228.8	D
	9	SAMSUN 1 I-VII	"	Samsun	131.3	213.0	876.0	876.0	154
	10	SAMSUN 2 I-VII	"	Samsun	131.3	216.0	876.0	876.0	154
	11	SİİRT	"	Siirt	25.6	179.6	192.2	192.2	D
	12	VAN 2 (ENER)	"	Van	24.7	176.3	185.7	185.7	D
	(*)	İdil PS3-A1	Fuel-Oil	Şırnak		33.4			D
	13	HAKKARİ 1	Motorin	Hakkari	15.3	0.0	114.8	114.8	
	FUEL-OİL TOPLAMI				780.2	2557.9	5568.5	5568.5	
	MOTORİN TOPLAMI				15.3	0.0	114.8	114.8	
	TOPLAM TERMİK				795.5	2557.9	5683.3	5683.3	
	(*) İdil PS3-A1 Mobil santralının sözleşmesi 21.05.2003 tarihinde tamamlanmıştır.								
İŞLETME HAKKI DEVREDİLEN SANTRALLAR	1	Park Termik (Çayırhan I-IV)	Linyit	Ankara	620.0	4255.9	4030.0	4030.0	380
	2	Bilgin Elek.(Hazar 1,2)	Baraj	Elazığ	30.1	60.8	50.0	0.0	154
	TOPLAM TERMİK				620.0	4255.9	4030.0	4030.0	
	TOPLAM HİDROLİK				30.1	60.8	50.0	0.0	
	TOPLAM				650.1	4316.7	4080.0	4030.0	
AYRICALIKLI ŞİRKETLER	1	Berke I-II-III	Baraj	K.Maraş		878.7			154
	2	Karacaören II	Baraj	Adana		103.5			154
	3	Manavgat	Baraj	Burdur		101.6			154
	4	Seyhan I-II	Baraj	Adana		152.0			154
	5	Sır	Baraj	Adana		393.1			154
	6	Kadıncık I	Akarsu	İçel		166.0			D
	7	Kadıncık II	Akarsu	İçel		128.4			D
	8	Kepez I-II	Akarsu	Antalya		95.4			D
	9	Yüreğir	Kanal	Antalya		2.3			D
	TOPLAM HİDROLİK					2021.1			
	Ayrıcalıklı Şirketlerin, 11.06.2003 tarihinde sözleşmeleri feshedilmiştir.								

OTOPRODÜKTÖR SANTRALLARI (2003)

SANTRAL ADI	BULUNDUĞU İL	KURULU GÜÇ (MW)	BRÜT ÜRETİM (GWh)	PROJE ÜRETİMİ (GWh) ORTALAMA	GÜVENİLİR
ADAPAZARI ŞEKER	SAKARYA	10,4	0,0	26,0	26,0
AFYON ŞEKER	AFYON	13,8	18,6	34,5	34,5
AĞRI ŞEKER	AĞRI	10,4	11,1	26,0	26,0
AK ENERJİ (AKAL)	YALOVA	10,5	76,8	78,8	78,8
AK ENERJİ (ALAPLI)	ZONGULDAK	6,3	45,6	47,3	47,3
AK ENERJİ (BATI ÇİM)	İZMİR	45,0	254,2	337,4	337,4
AK ENERJİ (BOZÜYÜK)	BİLECİK	127,0	905,7	952,5	952,5
AK ENERJİ (ÇERKEZKÖY)	TEKİRDAĞ	98,0	712,9	784,0	784,0
AK ENERJİ (ÇORLU ME-BAL)	TEKİRDAĞ	10,4	74,0	78,0	78,0
AK ENERJİ (DEBA)	DENİZLİ	15,6	85,9	117,0	117,0
AK ENERJİ (GÜRSU)	BURSA	15,6	108,6	117,0	117,0
AK ENERJİ (ORHANGAZİ-ORMO)	BURSA	5,1	37,9	38,3	38,3
AK ENERJİ (UŞAK-OSB)	UŞAK	15,2	68,8	114,6	114,6
AK ENERJİ (YALOVA-AKSA)	YALOVA	59,5	421,2	446,3	446,3
AK TEKSTİL	GAZİANTEP	13,0	80,1	97,5	97,5
AKBAŞLAR	BURSA	4,0	23,3	29,7	29,7
AKÇA ENERJİ	DENİZLİ	10,4	70,4	78,0	78,0
AKIN TEKSTİL	KIRKLARELİ	6,3	39,8	50,4	50,4
AKSA	BURSA	1,4	0,0	10,5	10,5
AKSEN ENERJİ	GAZİANTEP	21,1	102,2	158,4	158,4
ALKİM ALKALİ KİMYA (DAZKIRI)	AFYON	3,4	8,7	25,4	25,4
ALKİM KAĞIT (KEMALPAŞA)	İZMİR	5,2	29,6	39,0	39,0
ALPULLU ŞEKER	KIRKLARELİ	5,6	5,6	14,0	14,0
ALTIN YILDIZ	İSTANBUL	4,7	35,6	35,3	35,3
AMASYA ŞEKER	AMASYA	7,8	19,8	19,5	19,5
AMYLUM NİŞASTA	ADANA	6,2	41,4	46,5	46,5
ANADOLU EFES BİRA	ANKARA	3,8	2,8	28,8	28,8
ANKARA ŞEKER	ANKARA	8,8	12,0	22,0	22,0
ARÇELİK (ÇAYIROVA)	KOCAELİ	6,5	39,7	48,8	48,8
ARÇELİK (ESKİŞEHİR)	ESKİŞEHİR	6,3	40,4	47,2	47,2
ARENKO	DENİZLİ	12,7	105,5	95,3	95,3
ATAER ENERJİ	İZMİR	68,3	273,7	512,3	512,3
ATAŞ (MERSİN) RAFİNERİ	İÇEL	9,4	42,6	47,0	47,0
ATLAS HALICILIK	TEKİRDAĞ	1,0	5,3	7,5	7,5
BAĞFAŞ	BALIKESİR	10,0	23,6	75,0	75,0
BALIKESİR (SUSURLUK) ŞEKER	BALIKESİR	10,2	10,9	25,5	25,5
BANDIRMA ASİT	BALIKESİR	3,8	6,7	28,5	28,5
BANDIRMA BORAKS	BALIKESİR	10,6	48,4	79,6	79,6
BAYDEMİRLER	İSTANBUL	3,1	12,9	22,5	22,5
BELKA	ANKARA	3,2	24,5	24,0	24,0
BESLER	İSTANBUL	10,4	80,8	78,0	78,0
BEY ENERJİ	TEKİRDAĞ	5,0	31,7	37,6	37,6
BİL ENERJİ	ANKARA	41,0	270,0	307,5	307,5
BİRKO	ANKARA	11,5	72,3	86,3	86,3
BİRLİK ENERJİ	DENİZLİ	37,0	256,4	277,5	277,5
BİS ENERJİ	BURSA	174,0	1694,1	1305,0	1305,0
BOSEN	BURSA	80,0	486,2	600,0	600,0
BURDUR ŞEKER	BURDUR	9,7	14,9	24,2	24,2
CAMİŞ ELEKTRİK (ÇAYIROVA)	KOCAELİ	12,2	92,6	91,5	91,5
CAMİŞ ELEKTRİK (TOPKAPI)	İSTANBUL	12,2	90,5	91,5	91,5
CAMİŞ ELEKTRİK (TRAKYA)	KIRKLARELİ	31,0	232,9	232,5	232,5
CAN TEKSTİL	ÇORLU	5,2	38,4	39,0	39,0
COGNİS KİMYA	İZMİR	1,0	5,8	7,5	7,5
ÇİNKUR	KAYSERİ	30,0	0,0	150,0	150,0
ÇOLAKOĞLU METALURJİ	KOCAELİ	268,4	2500,7	2074,7	2074,7
ÇORUM ŞEKER	ÇORUM	10,4	11,2	26,0	26,0
DENİZLİ ÇİMENTO	DENİZLİ	13,6	96,2	102,1	102,1
DENTAŞ	DENİZLİ	5,0	27,4	37,5	37,5
DESA	İZMİR	9,0	55,4	72,0	72,0
DOĞUŞ	TEKİRDAĞ	1,0	6,4	7,5	7,5

SANTRAL ADI	BULUNDUĞU İL	KURULU GÜÇ (MW)	BRÜT ÜRETİM (GWh)	PROJE ÜRETİMİ (GWh)	
				ORTALAMA	GÜVENİLİR
EDİP İPLİK	KIRKLARELİ	4,9	39,8	36,8	36,8
EGE BİRLEŞİK ENERJİ	İZMİR	13,1	70,7	98,3	98,3
ELAZIĞ ŞEKER	ELAZIĞ	4,1	6,2	10,3	10,3
ENERJİSA (ÇANAKKALE)	ÇANAKKALE	63,2	417,7	474,6	474,6
ENERJİSA (MERSİN)	İÇEL	63,2	25,4	474,6	474,6
ENERJİSA (ZEYTİNLİ-ADANA)	ADANA	80,4	373,9	603,0	603,0
ENERJİSA KENTSA (KÖSEKÖY)	KOCAELİ	123,0	836,5	943,0	943,0
ENTEK	BURSA	104,0	888,1	780,0	780,0
ERDEMİR	ZONGULDAK	155,0	1072,5	1162,5	1162,5
ERZİNCAN ŞEKER	ERZİNCAN	4,0	6,1	10,0	10,0
ERZURUM ŞEKER	ERZURUM	5,4	7,8	13,5	13,5
ESKİŞEHİR END.ENERJİ	ESKİŞEHİR	54,5	387,0	436,0	436,0
ESKİŞEHİR ŞEKER (KAZIM TAŞKENT)	ESKİŞEHİR	12,8	28,4	32,0	32,0
ETİ BOR (BORİK ASİT) (EMET)	KÜTAHYA	10,4	2,7	78,0	78,0
GOODYEAR (ADAPAZARI)	ADAPAZARI	9,6	68,6	72,0	72,0
GOODYEAR (İZMİT)	KOCAELİ	4,2	34,6	31,5	31,5
GÜL ENERJİ	GAZİANTEP	12,5	84,6	93,8	93,8
GÜLLE TEKSTİL	TEKİRDAĞ	6,3	39,6	47,3	47,3
HABAŞ (BİLECİK)	BİLECİK	18,0	143,7	135,0	135,0
HABAŞ (ALİAĞA)	İZMİR	36,0	271,4	270,0	270,0
HALKALI KAĞIT	İSTANBUL	5,1	15,7	38,3	38,3
HAYAT KİMYA	İSTANBUL	5,2	21,6	39,0	39,0
ISPARTA MENSUCAT	ISPARTA	10,7	67,5	80,3	80,3
İGSAŞ	KOCAELİ	11,0	62,2	82,5	82,5
İSDEMİR	İSKENDERUN-HATAY	220,4	772,9	1653,0	1653,0
İSKO	BURSA	9,6	69,2	72,0	72,0
İZAYDAŞ	KOCAELİ	5,2	8,1	39,0	39,0
K.MARAŞ (ELBİSTAN) ŞEKER	K.MARAŞ	10,5	11,1	26,3	26,3
KALEBODUR-ÇANAKKALE SER.	ÇANAKKALE	21,6	149,9	167,2	167,2
KARDEMİR	ZONGULDAK	35,0	245,5	190,0	190,0
KAREN	K.MARAŞ	24,3	78,9	182,6	182,6
KARS ŞEKER	KARS	6,0	6,1	15,0	15,0
KARTONSAN	KOCAELİ	19,8	107,1	148,5	148,5
KAST.ENTEGRE (YONGAPAN)	KASTAMONU	5,2	42,3	39,0	39,0
KASTAMONU ŞEKER	KASTAMONU	7,3	7,4	18,3	18,3
KAYSERİ ŞEKER	KAYSERİ	15,2	37,7	38,0	38,0
KEMERBURGAZ	İSTANBUL	4,0	7,4	30,0	30,0
KIRKA BOR	ESKİŞEHİR	8,2	31,6	41,0	41,0
KIRŞEHİR ŞEKER	KIRŞEHİR	6,0	9,1	45,0	45,0
KONYA (EREĞLİ) ŞEKER	KONYA	10,4	29,6	26,0	26,0
KONYA (ILGIN) ŞEKER	KONYA	14,4	27,1	36,0	36,0
KONYA ŞEKER	KONYA	17,4	46,3	43,5	43,5
KÜTAHYA ŞEKER (BAHA ESAD TEKAND)	KÜTAHYA	2,7	6,7	6,7	6,7
MAKSİ ENERJİ	İSTANBUL	7,7	54,8	57,8	57,8
MALATYA ŞEKER	MALATYA	6,7	6,5	16,8	16,8
MARMARA KAĞIT	BİLECİK	2,0	7,4	8,0	8,0
MED UNION	İZMİR	3,4	1,3	25,5	25,5
MENSA	ADANA	10,4	58,3	78,0	78,0
MODERN ENERJİ	TEKİRDAĞ	77,0	408,3	577,5	577,5
MOPAK KAĞIT	İZMİR	4,5	0,2	33,8	33,8
MOPAK DALAMAN	MUĞLA	26,2	74,4	196,5	196,5
MOSB	MANİSA	54,3	399,1	407,3	407,3
MUŞ ŞEKER	MUŞ	9,6	8,3	24,0	24,0
NİĞDE (BOR) ŞEKER	NİĞDE	9,6	13,8	24,0	24,0
NUH ÇİMENTO	KOCAELİ	38,0	270,2	285,0	285,0
NUR YILDIZ	TEKİRDAĞ	1,4	5,8	10,5	10,5
ORS RULMAN	ANKARA	7,4	37,4	59,2	59,2
ORTA ANADOLU MENSUCAT	KAYSERİ	10,0	61,3	75,0	75,0
ÖZAKIM	BURSA	7,0	12,0	52,5	52,5
PAK GIDA (DÜZCE)	DÜZCE	6,9	38,0	51,5	51,5
PAKMAYA	KOCAELİ	6,9	39,0	51,5	51,5
PETKİM ALİAĞA	İZMİR	170,0	1062,9	1275,0	1275,0
PETLAS	KIRŞEHİR	6,0	0,0	45,0	45,0
POLİNAS	MANİSA	10,0	21,3	75,0	75,0

SANTRAL ADI	BULUNDUĞU İL	KURULU GÜÇ (MW)	BRÜT ÜRETİM (GWh)	PROJE ÜRETİMİ (GWh) ORTALAMA	GÜVENİLİR
SAMSUN (ÇARŞAMBA)ŞEKER	SAMSUN	10,4	7,0	26,0	26,0
SAMUR	ANKARA	7,4	17,7	55,5	55,5
SANKO	GAZİANTEP	25,2	186,3	189,0	189,0
SARKUYSAN	KOCAELİ	7,7	52,8	57,8	57,8
SEKA AKDENİZ	İÇEL	20,0	18,2	150,0	150,0
SEKA AKSU	GİRESUN	8,0	8,0	60,0	60,0
SEKA BALIKESİR	BALIKESİR	9,3	0,0	69,8	69,8
SEKA ÇAY	AFYON	8,0	4,0	60,0	60,0
SEKA ÇAYCUMA	ZONGULDAK	10,0	4,3	75,0	75,0
SEKA İZMİT	KOCAELİ	18,0	9,4	135,0	135,0
SEYDİŞEHİR ALÜMİNYUM	KONYA	11,9	14,3	59,5	59,5
SİMKO	İSTANBUL	2,1	8,0	15,8	15,8
SÖKTAŞ	AYDIN	4,5	29,5	36,0	36,0
SÖNMEZ FLAMENT	BURSA	4,1	26,9	30,9	30,9
STARWOOD	BURSA	17,3	43,4	129,8	129,8
SÜMER ADANA	ADANA	3,0	0,0	15,0	15,0
SÜMER ESKİŞEHİR	ESKİŞEHİR	1,8	0,0	9,0	9,0
SÜMER MERİNOS	BURSA	6,3	0,0	31,5	31,5
ŞAHİNLER	TEKİRDAĞ	22,8	136,6	177,2	177,2
TERMAL ENERJİ	BİLECİK	4,6	31,1	34,5	34,5
TİRE KUTSAN	İZMİR	8,0	29,9	60,0	60,0
TOKAT (TURHAL) ŞEKER	TOKAT	14,2	19,5	35,5	35,5
TOPRAK ENERJİ	ESKİŞEHİR	9,0	56,4	67,5	67,5
TOROS ENERJİ (CEYHAN)	ADANA	4,7	26,4	35,3	35,3
TOROS ENERJİ (MERSİN)	İÇEL	12,1	39,7	90,9	90,9
TRAKYA İPLİK	TEKİRDAĞ	4,2	17,3	31,5	31,5
TÜBAŞ	TEKİRDAĞ	1,4	0,0	10,2	10,2
TÜGSAŞ GEMLİK	BURSA	8,0	0,0	60,0	60,0
TÜP.MERSERİZE	TEKİRDAĞ	5,7	43,1	45,6	45,6
TÜPRAŞ BATMAN RAFİNERİ	BATMAN	19,1	18,5	52,5	52,5
TÜPRAŞ İZMİR RAFİNERİ	İZMİR	44,0	308,5	330,0	330,0
TÜPRAŞ İZMİT RAFİNERİ	KOCAELİ	45,0	231,4	242,3	242,3
TÜPRAŞ O.A. RAFİNERİ	KIRIKKALE	24,0	74,3	180,0	180,0
TÜRK EDİSON ENERJİ	KOCAELİ	60,1	352,6	450,7	450,7
TÜRK HENKEL KİMYA SAN.	İZMİR	1,6	2,6	8,0	8,0
UŞAK ŞEKER (NURİ ŞEKER)	UŞAK	2,0	4,7	5,0	5,0
VAN (ERCİŞ) ŞEKER	VAN	5,6	5,6	14,0	14,0
İSTANBUL ELYAF	İSTANBUL	12,3	44,7	92,3	92,3
YILDIZ SUNTA	KOCAELİ	5,2	25,6	39,0	39,0
YOZGAT ŞEKER	YOZGAT	6,0	11,9	15,0	15,0
YURTBAY	ESKİŞEHİR	7,8	24,9	58,4	58,4
ZORLU ENERJİ (BURSA)	BURSA	90,0	737,3	675,1	675,1
ZORLU ENERJİ (LÜLEBURGAZ)	KIRKLARELİ	65,8	439,8	493,6	493,6
ZORLU ENERJİ (SİNCAN)	ANKARA	50,3	225,7	377,3	377,3
OTOP. TERMİK TOPLAM		3900,5	22575,2	27689,0	27689,0
BAĞCI SU ÜRÜNLERİ	MUĞLA	0,3	2,6	3,0	1,0
BEREKET (DENİZLİ)HES I-II	DENİZLİ	3,7	15,2	12,0	0,0
BEREKET(DALAMAN)HES II-V	MUĞLA	30,0	152,7	160,0	68,0
EŞEN	MUĞLA	43,4	162,3	203,0	0,0
KAREL ENERJİ (PAMUKOVA)	SAKARYA	9,3	42,4	42,0	7,0
MOLU	KAYSERİ	3,4	11,9	22,0	11,0
MURGUL BAKIR	ARTVİN	4,7	10,9	9,0	5,0
OYMAPINAR	ANTALYA	540,0	142,2	1620,0	482,0
SÜMER DERME	MALATYA	4,5	6,5	14,0	5,0
YEŞİLLİLER	KIRŞEHİR	0,5	0,0	1,0	0,0
OTOP. HİDROLİK TOPLAM		639,8	546,7	2086,0	579,0
DELTA PLASTİK	İZMİR	1,5	5,0	5,3	3,8
RÜZGAR		1,5	5,0	5,3	3,8
OTOPRODÜKTÖR TOPLAM		4541,8	23126,9	29780,2	28271,8

EK – 2: 2004 YILINDA İŞLETMEYE GİREN ÜRETİM TESİSLERİ

ÜNİTENİN ADI	ÜNİTE GÜCÜ MW	KURULUŞ ADI	YAKIT CİNSİ	İşletmeye Giriş Tarihi
ECZACIBAŞI BAXTER HAS.ÜRÜN.	1,0	OTOPRODÜKTÖR	DG	13.01.2001
ÇIRAĞAN SARAYI İŞL.	1,4	OTOPRODÜKTÖR	DG	01.11.2002
BAHARİYE MENSUCAT (İzole)	1,0	OTOPRODÜKTÖR	DG	01.01.2004
ANKARA D.G.(BAYMİNA) GR-I-II-III	798,0	Yİ	DOĞALGAZ	08.01.2004
ENTEK GR-IV	31,1	SERBEST ÜRETİM ŞTİ	DOĞALGAZ+NAFTA	12.02.2004
ATATEKS 2 GM	5,6	OTOPRODÜKTÖR	DOĞALGAZ	20.02.2004
TANRIVERDİ 4 GM	4,7	OTOPRODÜKTÖR	DOĞALGAZ	24.03.2004
ÇOLAKOĞLU(KAPASİTE ARTIRIMI)	45,0	OTOPRODÜKTÖR	İTHAL KÖMÜR	05.05.2004
TEKBOY TEKSTİL 1 GM	2,2	OTOPRODÜKTÖR	DOĞALGAZ	18.05.2004
GÜL ENERJİ GR-II	12,5	OTOPRODÜKTÖR	FUEL OİL	03.06.2004
KOMBASSAN KAĞIT GIDA VE TEKS	5,5	OTOPRODÜKTÖR	DOĞALGAZ	09.06.2004
AYEN OSTİM ENERJİ ÜRETİM	31,1	SERBEST ÜRETİM ŞTİ	DOĞALGAZ	11.06.2004
BİS ENERJİ 2 GT	73,0	SERBEST ÜRETİM ŞTİ	DOĞALGAZ	16.06.2004
ENERJİ-SA ADANA 1 BT	49,8	OTOP GRUBU	NAFTA	23.06.2004
ŞAHİNLER ENERJİ 1 GM	3,2	OTOP GRUBU	DOĞALGAZ	29.06.2004
BESLER GR-2, BT (5,2+7,5)	12,7	OTOPRODÜKTÖR	DOĞALGAZ	07.07.2004
ÇELİK ENERJİ ÜR.ŞTİ. 2 GM	2,4	SERBEST ÜRETİM ŞTİ	DOĞALGAZ	09.07.2004
OTOPRODÜKTÖR(DÜZELTME)	5,2	OTOPRODÜKTÖR		20.07.2004
OTOP.İZOLE(DÜZELTME)	0,4	OTOPRODÜKTÖR		27.08.2004
KOMBASSAN KAĞ. MATBAA GIDA	5,5	OTOPRODÜKTÖR	DOĞALGAZ	24.09.2004
AYEN OSTİM ENERJİ ÜRETİM(BT)	9,9	SERBEST ÜRETİM ŞTİ	BUHAR	01.10.2004
HABAŞ ALİAĞA GRUP I-II	89,2	OTOPRODÜKTÖR	DOĞALGAZ	08.10.2004
STANDART PROFİL 3 GM	6,7	OTOPRODÜKTÖR	DOĞALGAZ	22.10.2004
KARKEY-II 3+3 DGM	54,3	SERBEST ÜRETİM ŞTİ	FUEL-OİL	12.11.2004
ALTINMARKA GIDA GR I-II-III	3,6	OTOPRODÜKTÖR	DOĞALGAZ	17.12.2004
TERMİK TOPLAM	1255,2			
ERE(BİR KAPILI HES) GRUP-I	48,5	SERBEST ÜR.ŞTİ.	AKARSU	11.03.2004
ELTA ELK(DODURGA) GR-I-II-III-IV	4,1	OTOP GRUBU	AKARSU	26.04.2004
İSKUR TEKSTİL(SÜLEYMANLI) GR I-II	4,6	OTOPRODÜKTÖR	AKARSU	28.04.2004
BEREKET EN.(Feslek Hes) Gr-1-2	9,5	OTOP GRUBU	AKARSU	05.08.2004
HİDROLİK TOPLAM	66,7			
2004 Yılı Toplam İlave Kapasite	1321,9			
2004 yılında Devredışı Olanlar				
VAN MOBİL SANT (SÖKÜLDÜ)	-26,0	MOBİL	FUEL OİL	06.04.2004
KAREGE (Düzeltme)	-7,7	SERBEST ÜRETİM ŞTİ	DG	08.07.2004
ÇİNKUR (SÖKÜLDÜ)	-30,0	OTOPRODÜKTÖR	FUEL OİL	20.07.2004
EÜAŞ DÜZELTME(ADALAR)	-8,2	EÜAŞ	MOTORİN	09.12.2004
HAKKARİ 1	-15,3	MOBİL	MOTORİN	30.11.2004
TOPLAM Devredışı	-87,2			
GENEL TOPLAM	1234,7			

EK – 3: 2005 - 2010 YILLARI ARASINDA İŞLETMEYE GİRMESİ ÖNGÖRÜLEN İNŞA HALİNDEKİ ve LİSANS ALMIŞ SANTRALLAR

YIL	SANTRAL ADI	YAKIT TİPİ	SANTRAL KURULU GÜCÜ (MW)	PROJE ÜRETİMİ (GWh)	GÜVENİLİR ÜRETİM (GWh)
2005					
EÜAŞ	ELBİSTAN B 2-4	LİNYİT	1080,0	7020	7020
EPDK	FUNİBO BOYA	LİNYİT	2,0	16	16
EPDK	MİLTEN BİR ENERJİ	KÖMÜR	12,0	96	96
EPDK	KARKEY	F.OİL	54,3	370	370
EPDK	AK ENERJİ KEMALPAŞA	D.GAZ	127,2	1044	1044
EPDK	AYKA TEKSTİL	D.GAZ	5,4	41	41
EPDK	BİL ENERJİ	D.GAZ	60,0	450	450
EPDK	HABAŞ ALİAĞA	D.GAZ	180,0	1440	1440
EPDK	KÜTAHYA PORSELEN	D.GAZ	4,0	28	28
EPDK	BİNATOM	D.GAZ	100,0	852	852
EPDK	AKSA ENERJİ	D.GAZ	70,0	583	583
EPDK	KENTAŞ KONYA	D.GAZ	56,0	446	446
EPDK	NOREN ENERJİ	D.GAZ	12,0	96	96
EPDK	HUH ENERJİ	D.GAZ	98,5	765	765
EPDK	METEM ENERJİ	D.GAZ	7,8	58	58
EPDK	METEM ENERJİ	D.GAZ	13,1	97	97
EPDK	ENTEK	D.GAZ	14,9	122	122
EPDK	KAREGE	D.GAZ	8,5	66	66
EPDK	BOZ ENERJİ	D.GAZ	8,0	67	67
EPDK	MERCEDES BENZ	D.GAZ	8,3	68	68
EPDK	AKMAN TEKSTİL	D.GAZ	1,5	12	12
EPDK	TEZCAN GALVANİZLİ	D.GAZ	3,7	29	29
EPDK	BİS ENERJİ	D.GAZ	107,5	887	887
EPDK	GÜNÖZ TEKSTİL KİMYA	D.GAZ	1,4	11	11
EPDK	AK ENERJİ ÇERKEZKÖY	D.GAZ	21,5	177	177
EPDK	AYDIN ÖRME	D.GAZ	8,6	73	73
EPDK	GRANİSER	D.GAZ	4,0	39	39
	TERMİK TOPLAMI		**2070**	**14952**	**14952**
DSİ	ÇİNE	HES	39,5	118	18
DSİ	BORÇKA	HES	306,6	1039	600
DSİ	ALPASLAN-I	HES	160	488	418
DSİ	MURATLI	HES	117,6	444	253
DSİ	TORUL	HES	103	322	131
EPDK	SU ENERJİ ÇAYGÖREN	HES	3,7	19	4
EPDK	TEKTUĞ KARGILIK	HES	17	67	19
EPDK	ERE SUGÖZÜ-KIZILDÜZ	HES	16	55	8
EPDK	ERE AKSU-ŞAHMALLAR	HES	14	45	7
EPDK	İSKUR SÜLEYMANLI	HES	4,6	18	4
EPDK	EL TA ENERJİ	HES	1,84	6	0
EPDK	EL TA ENERJİ	HES	1,82	6	0
EPDK	İÇTAŞ	HES	14,0	44	20
	HİDROLİK TOPLAMI		**800**	**2671**	**1482**

YIL	SANTRAL ADI	YAKIT TİPİ	SANTRAL KURULU GÜCÜ (MW)	PROJE ÜRETİMİ (GWh)	GÜVENİLİR ÜRETİM (GWh)
2005					
EPDK	AKRES AKHİSAR	RES	46,25	151	92
EPDK	AS ELEKTRİK	RES	45,00	119	81
EPDK	AS MAKİNSAN	RES	26,10	92	78
EPDK	BALRES	RES	30,00	106	78
EPDK	DERYALAR	RES	42,00	128	117
EPDK	DOĞAL ENERJİ	RES	15,00	48	43
EPDK	EZSE DENİZLİ	RES	25,20	69	62
EPDK	SUNJÜT	RES	1,20	2	2
EPDK	AK EL AKHİSAR	RES	66,7	236	120
EPDK	ANEMON ENERJİ	RES	30,0	92	83
EPDK	AS MAKİNSAN MUĞLA	RES	24,3	60	54
EPDK	BANGÜÇ BANDIRMA	RES	15,0	60	54
EPDK	DENİZ ELEKTRİK	RES	10,5	28	24
EPDK	ERTÜRK ELEKTRİK ÇATALCA	RES	62,0	200	180
EPDK	ERTÜRK ELEKTRİK KUMBURGAZ	RES	0,6	2	2
EPDK	EZ SE ELEK. BERGAMA	RES	55,8	200	180
EPDK	EZ SE ELEK. OSMANİYE	RES	27,9	78	70
EPDK	EZ SE ELEK. OSMANİYE	RES	27,9	115	104
EPDK	EZ SE ELEK. HATAY	RES	22,5	102	92
EPDK	EZ SE ELEK. HATAY	RES	35,1	140	126
EPDK	ROTOR ELEK.	RES	135,0	403	363
EPDK	SABAŞ ELEK.	RES	24,3	68	61
EPDK	EZ SE ELEK. HEREKE	RES	91,9	300	270
EPDK	GÜRMAT	JEO.	25,2	207	207
	YENİLENEBİLİR(RÜZ.+JEOT)		**885**	**3006**	**2543**
	YIL TOPLAMI		**3755**	**20629**	**18977**
2006					
EPDK	İÇDAŞ ÇELİK EN.	KÖMÜR	118,5	948	948
EPDK	HADIMKÖY ENERJİ	D.GAZ	60	432	432
EPDK	İZTEK (TÜRK EDİSON)	D.GAZ	110	707	707
	TERMİK TOPLAMI		**289**	**2087**	**2087**
DSİ	KUMKÖY	HES	10	65	39
DSİ	BOĞAZKÖY	HES	10	20	20
DSİ	OBRUK	HES	200	473	337
DSİ	AKKÖPRÜ	HES	115	343	176
DSİ	KILAVUZLU	HES	57	100	7
DSİ	TOPÇAM	HES	60	200	146
DSİ	UZUNÇAYIR	HES	71	317	214
DSİ	MANYAS	HES	20	59	44
DSİ	YAMULA	HES	100	422	345
EPDK	BATI ENERJİ AKÇAY	HES	28,75	95	20
EPDK	BEREKET İMAMOĞLU	HES	40	163	140
	HİDROLİK TOPLAMI		**711**	**2257**	**1488**

YIL	SANTRAL ADI	YAKIT TİPİ	SANTRAL KURULU GÜCÜ (MW)	PROJE ÜRETİMİ (GWh)	GÜVENİLİR ÜRETİM (GWh)
2006					
EPDK	DOĞAL ENERJİ	RES	30,0	97	87
EPDK	LODOS ENERJİ İZMİT	RES	28,8	88	79
EPDK	DENİZ ELEKTRİK	RES	30,0	100	86
EPDK	BARES	RES	30,0	105	95
EPDK	SARES	RES	50,0	182	164
EPDK	LODOS ENERJİ İSTANBUL	RES	24,3	77	69
EPDK	BAĞCI ENERJİ SÖKE	RES	21,3	52	47
EPDK	AS MAKİNSAN	RES	19,8	67	67
EPDK	SAGAP ELEKTRİK	RES	43,0	124	111
EPDK	BAKİ	RES	90,0	440	396
EPDK	İNNORES	RES	42,3	161	145
EPDK	DARDANEL	JEO.	8	63	63
	YENİLENEBİLİR(RÜZ.+JEOT)		**417**	**1556**	**1409**
	YIL TOPLAMI		**1417**	**5900**	**4984**
2007					
EPDK	DOĞAL ENERJİ	D.GAZ	390	3130	3130
	TERMİK TOPLAMI		**390**	**3130**	**3130**
DSİ	KİRAZLIKÖPRÜ	HES	8	41	22
DSİ	DİM	HES	38	123	72
DSİ	ATASU	HES	45	129	20
DSİ	ERMENEK	HES	309	1048	837
DSİ	DERİNER	HES	670	2118	1212
EPDK	ERKENEK	HES	12	53	16
EPDK	ANDIRIN	HES	24	83	5
EPDK	KALEALTI	HES	15	52	11
	HİDROLİK TOPLAMI		**1121**	**3647**	**2195**
EPDK	YENİ ADANA	BİOGAZ	0,8	6	6
	YENİLENEBİLİR		**1**	**6**	**6**
	YIL TOPLAMI		**1512**	**6783**	**5331**

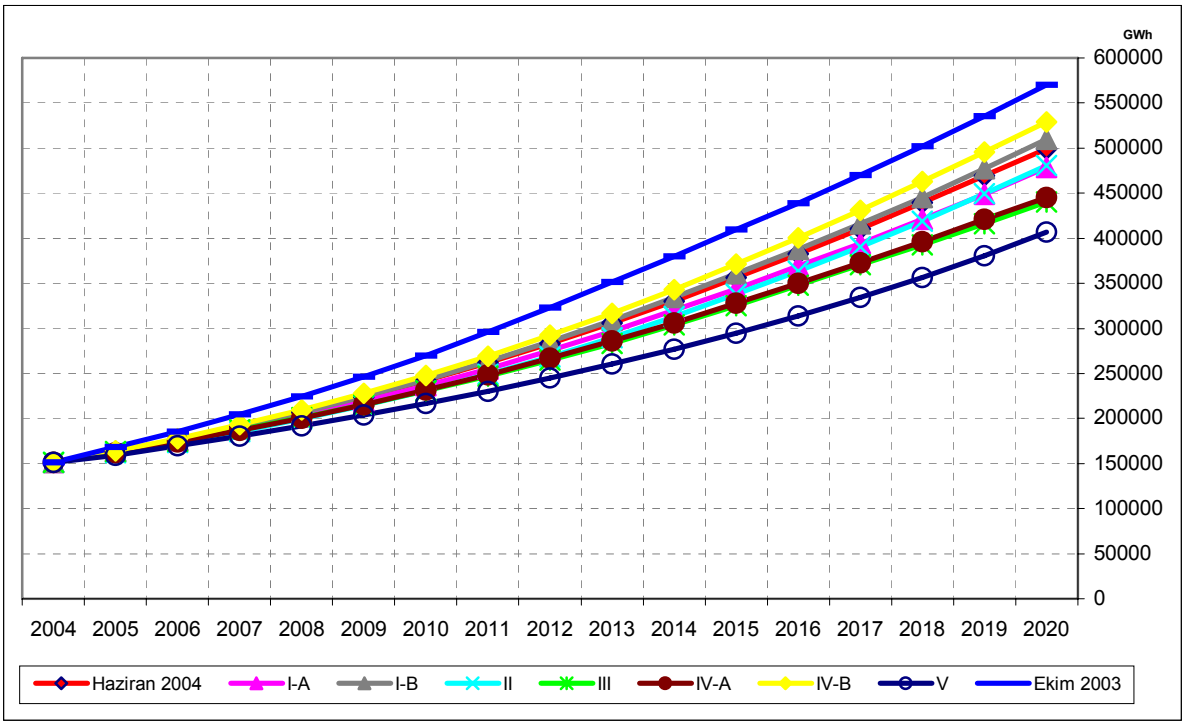
YIL	SANTRAL ADI	YAKIT TİPİ	SANTRAL KURULU GÜCÜ (MW)	PROJE ÜRETİMİ (GWh)	GÜVENİLİR ÜRETİM (GWh)
2008					
	TERMİK TOPLAMI		0	0	0
DSİ	KÖPRÜBAŞI	HES	74	203	174
DSİ	ULUABAT-ÇINARCIK	HES	120	548	422
DSİ	KIĞI	HES	140	450	337
	HİDROLİK TOPLAMI		**334**	**1201**	**933**
	YIL TOPLAMI		**334**	**1201**	**933**
2009					
EPDK	TUFANBEYLİ	LİNYİT	320	2400	2400
	TERMİK TOPLAMI		**320**	**2400**	**2400**
EPDK	SEYRANTEPE	HES	34	161	125
	HİDROLİK TOPLAMI		**34**	**161**	**125**
	YIL TOPLAMI		**354**	**2561**	**2525**
2010					
	TERMİK TOPLAMI		**0**	**0**	**0**
DSİ	SÜREYYABEY	HES	14	50	35
	HİDROLİK TOPLAMI		**14**	**50**	**35**
	YIL TOPLAMI		**14**	**50**	**35**

EK-4 : TALEP TAHMİNİ ÇALIŞMASI SONUÇLARI

	TALEP		DUYARLILIK ANALİZLERİ														TALEP	
	(Haziran 2004)		I-A		I-B		II		III		IV-A		IV-B		V		(Ekim 2003)	
	% Artış	GWh	% Artış	GWh	% Artış	GWh	% Artış	GWh	% Artış	GWh	% Artış	GWh	% Artış	GWh	% Artış	GWh	% Artış	GWh
2004		**151098**		151098		151098		151098		151098		151098		151098		**151098**		151098
2005	**8,0**	**163191**	8,0	163191	8,0	163191	7,0	161735	8,0	163191	7,2	161982	8,4	163796	**5,5**	**159399**	11,4	168262
2006	**8,1**	**176400**	7,5	175500	8,1	176400	7,1	173200	7,2	174900	7,3	173782	8,5	177716	**6,3**	**169520**	10,3	185600
2007	**8,1**	**190700**	7,6	188900	8,2	190900	7,2	185600	7,2	187500	7,3	186461	8,5	192844	**6,3**	**180250**	10,0	204150
2008	**8,2**	**206400**	7,7	203450	8,3	206800	7,4	199400	7,1	200800	7,4	200277	8,6	209514	**6,3**	**191680**	9,9	224300
2009	**8,3**	**223500**	7,7	219200	8,4	224100	7,5	214300	7,1	215100	7,5	215210	8,7	227740	**6,3**	**203830**	9,7	246150
2010	**8,3**	**242021**	7,8	236362	8,5	243059	7,7	230848	7,1	230477	7,5	231261	8,7	247556	**6,3**	**216750**	9,6	269842
2011	**8,3**	**262000**	7,9	255000	8,4	263500	7,8	248900	7,1	246900	7,4	248442	8,7	269013	**6,3**	**230400**	9,6	295800
2012	**8,2**	**283500**	8,0	275300	8,3	285500	7,9	268560	7,1	264550	7,4	266791	8,6	292193	**6,3**	**244950**	9,3	323200
2013	**8,0**	**306100**	7,9	297000	8,2	309000	8,0	290000	7,1	283450	7,2	285932	8,4	316650	**6,3**	**260400**	8,7	351300
2014	**7,9**	**330300**	7,7	319900	8,1	334100	8,1	313400	7,1	303700	7,1	306277	8,3	342936	**6,3**	**276800**	8,2	380000
2015	**7,8**	**356202**	7,5	344022	7,9	360616	7,9	338283	7,1	325402	7,1	327893	8,2	371174	**6,4**	**294563**	7,8	409531
2016	**7,5**	**383000**	7,3	369000	7,5	387800	7,6	363900	7,0	348200	6,8	350095	7,9	400494	**6,5**	**313600**	7,2	439100
2017	**7,2**	**410700**	6,9	394300	7,3	416000	7,4	390700	6,5	371000	6,5	372883	7,6	430908	**6,6**	**334300**	7,1	470175
2018	**7,0**	**439600**	6,8	421000	7,1	445500	7,3	419100	5,9	393000	6,3	396498	7,4	462746	**6,6**	**356500**	6,8	501950
2019	**6,8**	**469500**	6,7	449000	7,0	476850	7,2	449300	5,9	416000	6,1	420770	7,1	495794	**6,7**	**380500**	6,7	535425
2020	**6,4**	**499489**	6,6	478819	7,0	510036	7,0	480924	5,9	440448	5,7	444958	6,7	529046	**6,8**	**406530**	6,6	570521

Senaryo Adı	Açıklama
Haziran 2004	DPT Müsteşarlığı'nın 30 Nisan 2004 tarihinde Bakanlığımıza göndermiş olduğu GSYİH değerleri kullanılmıştır.
I - A	GSYİH artış hızında %10'luk bir azalmanın olacağı öngörülmüştür.
I - B	GSYİH artış hızında % 5'lik fazla artışın olacağı öngörülmüştür.
II	Toplam GSYİH miktarında 2005-2010 yılları arasında daha az olmak üzere, 2010 ve daha sonraki yıllarda %5 oranında bir azalmanın olacağı öngörülmüştür.
III	GSYİH artış hızının 2008-2030 yılları arasında %4,5 olacağı öngörülmüştür.
IV - A	Elektrik enerjisi talebi artış hızının (Haziran 2004) % 10 oranında daha az gerçekleşeceği öngörülmüştür.
IV - B	Elektrik enerjisi talebi artış hızının (Haziran 2004) % 5 oranında fazla gerçekleşeceği öngörülmüştür.
V	İmalat sanayi alt sektörlerinin daha değişik bir yapıda gelişim göstereceği öngörülmüştür.
Ekim 2003	DPT Müsteşarlığı'nın 8 Mayıs 2002 tarihinde Bakanlığımıza göndermiş olduğu GSYİH değerlerinin kullanılarak 2003 yılında hazırlanmış olan talep çalışmasıdır.

Talep Tahmini Senaryoları ve Duyarlılık Analizleri Sonuçları



EK-5 : İLETİM VE DAĞITIM SİSTEMİNE BAĞLI SANTRALLAR

İLETİM SİSTEMİNE BAĞLI SANTRALLAR

Bağlantı notası (kV)	SANTRALLAR	İç Tüketim (kWh)
66	CAYCUMA SEKA (OYKA)	0
66	CEYHAN	8.120
66	ÇAĞ-ÇAĞ	587.920
66	GÖKSU	36.368
66	İKİZDERE	1.697.892
66	KOVADA-I	148.372
66	SEKA ÇAYCUMA (oyka)	15.530
66	SIZIR	558.260
66	TOROS (MERSİN)	500.960
66	TORTUM	2.399.285
154	ADIGÜZEL	1.746.694
154	AK ENERJİ (Bozüyük)	16.187.696
154	AKDENİZ SEKA	0
154	ALİAĞA PETKİM	1.026.573
154	ALMUS	1.448.420
154	AMBARLI .F.O.	42.163.193
154	ASLANTAŞ	6.897.000
154	BATMAN (hes)	830.022
154	BATMAN (Mobil)	23.313.100
154	BERKE	8.280.533
154	BİS ENERJİ	38.221.439
154	BOSEN	10.959.000
154	ÇAMLICA	365.674
154	ÇATALAĞZI-B	147.561.738
154	ÇATALAN	4.043.541
154	ÇOLAKOĞLU-1	18.204.340
154	DEMİRKÖPRÜ	2.629.264
154	DERBENT	1.471.102
154	DİCLE	1.669.556
154	DOĞA ENERJİ	50.932.391
154	DOĞANKENT	2.748.724
154	ENERJİ-SA(Çanakkale)	7.801.000
154	ENERJİ-SA(Köseköy)	26.470.488
154	ENTEK (KOÇ SÖNMEZ)	20.314.507
154	ERCİŞ	59.352
154	ERDEMİR	19.669.721
154	EŞEN-II (Göltaş-Isparta)	0
154	GEZENDE	5.336.615
154	H.P.SARIYAR	4.930.722
154	HAZAR-I	0
154	HAZAR-II	0
154	HİRFANLI	3.604.864
154	HOPA	917.086
154	İSDEMİR	106.871.940
154	KAPULUKAYA	1.722.407
154	KARACAÖREN-I	2.241.126
154	KARACAÖREN-II	3.434.293
154	KARDEMİR	10.169.795
154	KARKAMIŞ	3.393.861
154	KEMER	2.347.358
154	KESİKKÖPRÜ	1.584.064
154	KILIÇKAYA	2.138.546
154	KIRIKKALE (Mobil)	6.864.650

İLETİM SİSTEMİNE BAĞLI SANTRALLAR (Devam)

Bağlantı notası (kV)	SANTRALLAR	İç Tüketim (kWh)
154	KISIK (AYEN ENERJİ)	0
154	KOVADA-II	843.212
154	KÖKLÜCE	2.622.623
154	KRALKIZI	1.179.347
154	KUZGUN	347.974
154	KÜRTÜN	236.000
154	MANAVGAT	3.170.605
154	MANİSA O.S.B.	9.016.726
154	MENZELET	7.459.954
154	ORHANELİ	86.624.555
154	OVA ELEKTRİK	18.378.561
154	ÖZLÜCE	2.727.688
154	S.UĞURLU	3.256.680
154	SAMSUN-1 (Mobil)	4.513.477
154	SAMSUN-2 (Mobil)	4.005.717
154	SEKA AKDENİZ	294.790
154	SEYHAN-I	3.742.145
154	SEYHAN-II	297.278
154	SIR	5.209.653
154	SOMA-A	30.234.458
154	TERCAN	707.878
154	TRAKYA ELEKTRİK	79.933.312
154	TÜRK EDİSON	14.316.118
154	YENİCE	2.129.855
154	ZERNEK	340.913
154	ZORLU ENERJİ (sincan)	3.071.870
380	ADAPAZARI-1 (Gebze)	131.539.517
380	ADAPAZARI-2	66.692.435
380	ALTINKAYA	8.586.736
380	AMBARLI-D.GAZ	99.813.590
380	ANKARA DOĞALGAZ	3.498.850
380	ATATÜRK	35.559.379
380	BİRECİK	6.559.960
380	BURSA D.GAZ	56.494.393
380	ELBİSTAN	350.868.846
380	GÖKÇEKAYA	5.695.836
380	H.UĞURLU	7.643.430
380	HAMİTABAT	56.884.311
380	İSKEN	248.699.700
380	İZMİR DOĞALGAZ	118.716.962
380	KANGAL	275.705.501
380	KARAKAYA	45.719.392
380	KEBAN	20.720.220
380	KEMERKÖY	238.376.436
380	OYMAPINAR	6.792.405
380	PARK TERMİK	515.296.276
380	SEYİTÖMER	338.349.815
380	SOMA-B	478.194.978
380	TUNÇBİLEK	108.065.840
380	UNI-MAR	64.937.358
380	YATAĞAN	264.249.347
380	YENİKÖY	192.480.785

DAĞITIM SİSTEMİNE BAĞLI SANTRALLAR

SANTRALLAR	İç Tüketim (kWh)
KİTİ	6.4
ÇAMLIGÖZE	1.9
ÇILDIR	2.8
ENGİL GAZ	
HAKKARİ ÇUKURCA	0.0
VAN-2	4.0
ENGİL (HES)	2.4
ATAKÖY	2.4
KOÇKÖPRÜ	0.7
PS3-2	1.9
ADİLCEVAZ	1.2
AHİKÖY I	0.0
AHİKÖY-II	0.0
AHLAT	1.6
AK ENERJİ (Akal)	0.8
AK ENERJİ (Alaplı)	0.9
AK ENERJİ (Batı Çim)	2.0
AK ENERJİ (Çerkezköy)	2.3
AK ENERJİ (Çorlu)	0.9
AK ENERJİ (Deba)	1.4
AK ENERJİ (Gürsu)	1.0
AK ENERJİ (Orhangazi)	1.9
AK ENERJİ (Uşak)	2.0
AK ENERJİ (Yalova)	3.9
AK TEKSTİL(G.ANTEP)	2.5
AKÇA ENERJİ	3.0
AKIN ENERJİ	0.9
AKSA (çöp)	0.0
AKSEN	2.7
AKSU (ÇAYKÖY)	0.8
AKSU SEKA (MİLDA)	0.6
AKYAZI (Pazarköy)	
ALKALİ KİMYA (Afyon)	
ALKİM ALKALI KİMYA(k.PAŞA)	31.9
ALTINYILDIZ	0.5
AMYLUM NİŞASTA	0.0
ANADOLU EFES	9.4
ANAMUR	0.0
ARÇELİK (Çayırova)	9.1
ARÇELİK (Çayırova)	8.0
ARENKO	2.6
ARES	0.0
ARPAÇAY (Telek)	0.4
ATAER ENERJİ	2.4
ATLAS HALICILIK	4.6
BAĞCI SU ÜRÜNLERİ	46.3
BAĞFAŞ	0.0
BALIKESİR SEKA (ALBAYRAK)	
BANDIRMA ASİT	0.0
BANDIRMA BORAKS	0.5
BAYBURT	1.4
BAYDEMİRLER	0.1
BELKA	2.8
BERDAN (ALARKO)	0.7
BEREKET (Dalaman)	0.0

SANTRALLAR	İç Tüketim (kWh)
BEREKET (Denizli)	0.0
BESLER	0.8
BESNİ	0.0
BEY ENERJİ	1.9
BEYKÖY	2.1
BİL ENERJİ	3.9
BİRKO	3.8
BİRLİK ENERJİ	
BORES	0.1
BOTAN	8.1
BOZKIR	0.0
BOZÜYÜK	0.3
BOZYAZI	0.6
BÜNYAN	0.6
CAM İŞ ELEKTRİK	2.4
CAM İŞ ELEKTRİK (topkapı)	2.6
CAM İŞ ELEKTRİK (trakya)	3.5
CAN TEKSTİL	
CAN TEKSTİL (Çorlu)	1.5
CAY SEKA (AFYON)(GAP İNŞAAT)	0.8
COGNİS	0.0
ÇAL(DENİZLİ) (LİMAK)	0.4
ÇAMARDI	0.7
ÇEMİŞKEZEK	1.2
ÇİNKUR	
ÇOLAKOĞLU-2	10.3
ÇUKURCA (Narlı)	
DEĞİRMENDERE (Kadirli)	0.4
DELTA PLASTİK	0.1
DENİZLİ ÇİMENTO	1.4
DENTAŞ	1.1
DERE	0.0
DESA	4.2
DİĞERLERİ (Otop)	0.0
DİĞERLERİ (Otop)	0.0
DİĞERLERİ (Otop)	11.5
DİĞERLERİ (otop)	2.4
DİNAR-II (METAK)	0.2
DOĞUŞ	3.2
DÖRTYOL (Kuzuculu)	0.3
DURUCASU	5.4
EDİP İPLİK	0.6
EGE BİRLEŞİK ENERJİ	1.0
ENERJİ-SA(Adana)	3.3
ENERJİ-SA(Mersin)	5.3
ERKENEK	1.2
ERMENEK	1.0
ESENBOĞA	2.6
ESENDAL	1.2
ESKİŞEHİR OSB	1.6
ETİ BOR (Borik Asit)	
FETHİYE	0.2
GAZİLER	1.9
GİRLEVİK	2.2
GİRLEVİK-II / MERCAN	0.4

DAĞITIM SİSTEMİNE BAĞLI SANTRALLAR (Devam)

SANTRALLAR	İç Tüketim (kWh)
GOODYEAR (İzmit)	0.4
GOODYEAR(adapazarı)	2.5
GÖNEN	1.4
GÜL ENERJİ	3.4
GÜLLE ENTEGRE	3.3
GÜLNAR (Zeyne)	0.0
HABAŞ (Bilecik)	3.2
HABAŞ (İzmir)	3.1
HACILAR HES	1.6
HAKKARİ (Otluca)	1.8
HAKKARİ-2	2.7
HALKALI KAĞIT	2.6
HARAKLI	0.4
HASANLAR (ALARKO)	0.2
HAYAT KİMYA	0.0
ISPARTA (Mobil)	3.1
ISPARTA MENSUCAT	3.4
İGSAŞ	0.0
İNEGÖL (Cerrah)	1.3
İSKO	0.9
İVRİZ	3.0
İZAYDAŞ	14.7
İZMİT SEKA	0.0
İZNİK (Dereköy)	0.3
İZOLE	8.4
JEOTERMAL	8.6
KADINCIK-I	1.0
KADINCIK-II	1.1
KALEBODUR	0.5
KAREGE	0.0
KAREL (PAMUKOVA)	0.0
KAREN	3.2
KARS (Dereiçi)	0.8
KARTONSAN (İzmit)	0.6
KAYADİBİ (Bartın)	
KAYAKÖY	1.7
KEMERBURGAZ	2.2
KEPEZ-I	1.8
KEPEZ-II	3.0
KERNEK	1.9
KIRKA BORAKS	1.1
KOYULHİSAR	1.4
LADİK	0.2
MAKSİ ENERJİ	3.8
MALAZGİRT	1.2
MARDİN (Kızıltepe) (Mobil)	1.0
MARMARA KAĞIT	0.0
MED UNİON A.Ş.	17.8
MENSA MENSUCAT	2.1
MERCAN	1.7
MODERN ENERJİ	0.0
MOLU	0.6
MOPAK DALAMAN	0.0
MOPAK KAĞIT	
MOPAK(DALAMAN)	24.4

SANTRALLAR	İç Tüketim (kWh)
MURGUL BAKIR	0.6
MUSTAFA KEMAL PAŞA	0.2
MUT (Derinçay)	0.3
NUH ÇİMENTO	2.1
NUR YILDIZ	3.9
ORS (POLATLI)	1.7
ORTA ANADOLU AŞ	0.8
OSMANİYE (Karaçay)	0.6
ÖZAKIM	2.6
PAK GIDA (Düzce)	1.2
PAKMAYA (İZMİT)	1.3
PAMUK HES	0.0
PINARBAŞI	4.0
POLİNAS (MANİSA)	4.8
PS3A-1	0.1
PS3A-2	1.5
S.ŞEHİR (ETİ)	0.3
SAMUR A.Ş.	12.2
SANKO	4.5
SARKUYSAN	3.2
SEKA AFYON	0.0
SEKA İZMİT	1.4
SİİRT (Mobil)	1.2
SİLİFKE	0.1
SİMKO	0.1
SÖKTAŞ	0.9
SÖNMEZ FLAMENT	1.8
STARWOOD	1.5
SUÇATI (ERE EN.)	0.3
SÜMER HOLDİNG	0.0
SÜTCÜLER	0.0
ŞAHİNLER ENERJİ	2.2
TERMAL SERAMİK	0.0
TİRE-KUTSAN	9.1
TOHMA MEDİK	0.5
TOPRAK ENERJİ	0.3
TOROS (CEYHAN)	4.0
TRAKYA İPLİK	1.7
TURUNÇOVA (Finike)	0.4
TÜBAŞ TEKSTİL	
TÜP MERSERİZE	0.7
TÜPRAŞ (YARIMCA)	0.0
TÜPRAŞ BATMAN	31.6
TÜPRAŞ İZMİR	0.5
TÜPRAŞ O.A.	18.9
ULUDERE	0.0
VARTO	2.4
YALOVA ELYAF	1.2
YEŞİLLİLER	
YILDIZ SUNTA	0.7
YONGAPAN	0.4
YURTBAY	0.4
YÜREĞİR	1.8
ZORLU ENERJİ (Bursa)	1.9
ZORLU ENERJİ (I.burgaz)	1.5