



tmmob  
makina mühendisleri odası

**ODA RAPORU**

# TÜRKİYE'NİN ENERJİ GÖRÜNÜMÜ

*Genişletilmiş Üçüncü Baskı*

Haziran 2014

**Yayın No: MMO/616**

**tmmob**  
**makina mühendisleri odası**

Meşrutiyet Caddesi No: 19 Kat: 6-7-8  
Tel: (0 312) 425 21 41 ◆ Faks: (0 312) 417 86 21  
e-posta: mmo@mmo.org.tr  
<http://www.mmo.org.tr>

**YAYIN NO: MMO/616**

ISBN: 978-605-01-0626-8

Bu yapının yayın hakkı Makina Mühendisleri Odası'na aittir. Kitabın hiçbir bölümü değiştirilemez. MMO'nun izni olmadan kitabın hiçbir bölümü elektronik, mekanik vb. yollarla kopya edilip kullanılamaz. Kaynak gösterilmek kaydı ile alıntı yapılabilir.

1. Baskı: Mart 2010 / Ankara

**3. Baskı: Haziran 2014 / Ankara**

**Baskı**

Ankamat Matbaacılık San. Ltd. Şti.

Tel: (0312) 394 54 94 - 95

# sunuř

Enerji, ekonomik ve sosyal gelişmişliğin bir ölçeği ve aynı zamanda en temel insani bir gereksinimdir. Özellikle de elektrik enerjisi, insan yaşamında tartışmasız bir önceliğe sahiptir. Günlük yaşamın birçok alanında vazgeçilmez, sanai üretim, ticari ve evsel kullanımda ikame edilemezdir. Refah seviyesinin sürdürülebilirliği için de günlük yaşamda geri dönülemezdir. Enerjisiz bir yaşam, günümüz koşullarında neredeyse olası değildir. Gelişen teknoloji ve artan enerji açığı bütün ülkelerde olduğu gibi ülkemizde de yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarına ağırlık verilmesini, yeni enerji kaynakları üzerinde daha fazla düşünülmesini ve hızlı bir şekilde alternatiflerin üretilmesini gerekli hale getirmiştir.

Birincil enerji tüketiminde %70'leri, elektrik üretiminde %55'leri aşan dışa bağımlılık sorununu aşmak, 2012 yılında 60 milyar dolara varan, 2013'de 56 milyar dolar olarak gerçekleşen, tüm dış alımın dörtte birine yakın bölümünü oluşturan, enerji ham maddeleri dış alım faturalarını düşürmek, enerjiye ucuz, sürekli, güvenilir ve sürdürülebilir bir şekilde erişmek, enerji yatırımlarının çevreye zararlarını asgariye indirmek, enerji ekipmanlarının yerli üretimini sağlamak için; planlamaya yeniden sarılmak, ulusal ve kamusal çıkarlara dayalı enerji strateji, politika ve programlarını tasarlamak ve uygulamak gerekir. Oysa ülkemizde yıllardır izlenen özelleştirmeci politikalarla, enerjide dışa bağımlılık daha da fazlalaşmış ve kamunun etkinlik alanı daraltılmış, enerji fiyatları artmış, düşük gelirli ailelerin çağdaş yaşamın gereklerine uygun şartlarda enerji kullanım imkanları sınırlanmıştır.

Odamız tarafından ilki 2010, ikincisi 2012 yılında yayınlanan Türkiye Enerji Görünümü Raporları, enerji sektörü için önemli bir bilgi kaynağı olmuştur. Türkiye Enerji Görünümü 2014 Raporu, Odamızın, Türk Mühendis ve Mimar Odaları Birliğinin, Elektrik Mühendisleri Odasının, Odamızın üyesi olduğu ve 2005-2014 döneminde Yönetim Kurulunda temsil edildiği Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesinin (DEK-TMK), Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, bağlı ve ilişkili kamu kuruluşlarının (TEİAŞ, BOTAŞ, EPDK, TKİ), sektör derneklerinin (PETFORM, GAZBİR, TUREB), ODTÜ Mezunlar Derneği Enerji Komisyonunun ve sektörde faaliyet gösteren birçok uzmanın ve kuruluşun, enerji alanında yürüttüğu çeşitli çalışmaların sonuçlarından hareketle hazırlanmıştır.

Raporda; ülkemiz enerji sektörünün durumu irdelenmekte, yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarında değerlendirmeyi bekleyen potansiyel vurgulanmakta, Türkiye'nin Enerji Görünümü detaylı bir şekilde ve güncel verilerle anlatılmakta, enerji sorununun kamusal ve ulusal çıkarlar doğrultusunda çözümü için, planlı ve programlı bir yaklaşımla hazırlanan kapsamlı önerilerde bulunmaktadır.

- Raporun hazırlık çalışmalarının yöneticiliğini ve editörlüğünü üstlenen MMO Enerji Çalışma Grubu Başkanı Ođuz TÜRKYILMAZ'a,
- Raporun redaksiyonu için yoğun emek harcayan maden mühendisi, MMO Enerji Çalışma Grubu Danışmanı, DEK-TMK ve ODTÜ Mezunlar Derneği Enerji Komisyonunu Üyesi Mehmet KAYADELEN'e,
- Raporun "Türkiye Enerji Talebindeki Gelişmeler" bölümü için çalışmalarını bizimle paylaşan Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesinin 2011-2014 dönemi Yönetim Kurulu Başkanı Süreyya Yücel ÖZDEN ve Denetim Kurulu Üyesi Çetin KOÇAK'a,
- Raporun "Elektrik Üretimi Mevzuat ve Uygulamalar" bölümünü hazırlayan matematikçi, ODTÜ Mezunlar Derneği Enerji Komisyonunu Üyesi Yusuf BAYRAK'a, bu bölüm için çalışmalarını bizimle paylaşan elektrik mühendisi, TMMOB Elektrik Mühendisleri Odası Enerji Çalışmaları Koordinatörü Olgun SAKARYA'ya,
- Raporun "Doğal Gaz" bölümünü hazırlayan elektrik mühendisi ve ODTÜ Mezunlar Derneği Enerji Komisyonunu Üyesi Erdinç ÖZEN'e,
- Raporun "Petrol" bölümünü hazırlayan yön eylem araştırmacısı, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesinin 2005-2014 dönemi Yönetim Kurulu Üyesi Ülker AYDIN'a,

- Raporun "Kömür" bölümü için çalışmalarını bizimle paylaşan, jeofizik mühendisi, TMMOB Jeofizik Mühendisleri Odası Enerji Çalışma Grubu Başkanı ve Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesinin 2011-2014 dönemi Denetim Kurulu Üyesi Çetin KOÇAK'a,
  - Raporun "Hidroelektrik" bölümü için çalışmalarını bizimle paylaşan, inşaat mühendisi, MMO Enerji Çalışma Grubu Danışmanı, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesinin 2011-2014 dönemi Yönetim Kurulu Üyesi Kurulu Üyesi Ayla TUTUŞ'a,
  - Raporun "Rüzgar" ve "Yenilenebilir Enerji Teşvikleri" bölümlerini hazırlayan, Elektrik Mühendisi, Kamu Yönetimi Uzmanı, MMO Enerji Çalışma Grubu Danışmanı Zerrin Tac ALTUNTAŞOĞLU'na,
  - Raporun "Jeotermal" bölümünü hazırlayan petrol mühendisi, ODTÜ Mezunlar Derneği Enerji Komisyonu üyesi Tefik KAYA'ya,
  - Raporun "Güneş Enerjisi" bölümünü hazırlayan endüstri y.mühendisi, MMO Enerji Çalışma Grubu Üyesi Şenol TUNÇ'a,
  - Raporun "Biyoyakıtlar" bölümünü hazırlayan MMO Enerji Çalışma Grubu Danışmanı, kimya mühendisi, DEK-TMK Üyesi Dr. Figen AR'a,
  - Raporun "Enerji Ekipmanları" bölümünü hazırlayan makina mühendisi, MMO Enerji Çalışma Grubu ve Yönetim Kurulu Üyesi Şayende YILMAZ'a,
  - Raporun Enerji Verimliliği bölümünü hazırlayan makina mühendisi, MMO Enerji Verimliliği Danışmanı ve MMO Enerji Çalışma Grubu Üyesi Tülin KESKİN'e,
  - Raporun yayına hazırlayan MMO Yayın Birimi yönetici ve çalışanlarına,
- teşekkür ederiz.

**Haziran 2014**

**TMMOB Makina Mühendisleri Odası  
Yönetim Kurulu**

# İçindekiler

<b>1. TÜRKİYE’NİN ENERJİ TALEBİNDEKİ GELİŞMELER.....</b>	<b>1</b>
1.1 Türkiye Toplam Birincil Enerji Arzı ve Talep Tahminleri .....	1
1.2 Türkiye Birincil Enerji Arzının Kaynaklara Göre İrdelenmesi .....	3
1.3 Türkiye Birincil Enerji Üretimi .....	5
1.4 Türkiye Enerji Ticareti .....	7
1.5 Sonuç .....	8
<b>2. ELEKTRİK ÜRETİMİ: MEVZUAT VE UYGULAMALAR.....</b>	<b>11</b>
2.1 Mevcut Durum .....	11
2.2 Elektrik Talep Tahmini ve Üretim Kapasite Projeksiyonları.....	26
2.3 Sektörde Özelleştirme Politikaları.....	30
2.4 Sonuç .....	39
2.5 Türkiye Elektrik Üretimi ve Potansiyeli .....	40
2.6 EPDK Denetleme ve Düzenleme İşlevini Yerine Getiriyor mu?.....	45
<b>3. DOĞAL GAZ SEKTÖR GÖRÜNÜMÜ.....</b>	<b>48</b>
3.1 2012 Yılına İlişkin İthalat ve Tüketim Verilerinin İrdelenmesi .....	48
3.2 2013 Yılı Doğal Gaz Piyasa Faaliyetleriyle İlgili Gelişmeler .....	51
<b>4. PETROL .....</b>	<b>67</b>
<b>5. KÖMÜR POTANSİYELİ .....</b>	<b>81</b>
5.1. Türkiye Kömür Rezervleri .....	81
5.2 Türkiye Asfaltit Rezervlerinin Üretimi ve Tüketimi .....	91
5.3 Taşkömürü, Linyit, Asfaltit ve Petrokokun Sektör Tüketimleri .....	92
5.4 Kömür Yardımları ve 2010-12 Yılları Konut Sektörü Tüketimleri .....	94
5.5 Kömür Teknolojileri ve AR-GE Çalışmaları .....	95
5.6 Kömür İthalatı .....	97
5.7 Linyit, Asfaltit ve Taşkömürü Rezervlerinin Santral Potansiyeli .....	98
5.8 Rödövens İhaleleri, Özelleştirmeler, Anlaşmalar .....	102
5.9 Kömür ve Asfaltit Rezervlerine Dayalı Santral Yatırımlarına Yapılan Teşvikler ve Beklentiler .....	104
5.10 Sonuç ve Çözüm Önerileri.....	106
<b>6. NÜKLEER SANTRAL PROJELERİ .....</b>	<b>108</b>
<b>7. TÜRKİYE HİDROELEKTRİK POTANSİYELİ VE GELİŞME DURUMU .....</b>	<b>110</b>
7.1 Türkiye Su ve Hidroelektrik Potansiyeli ve Gelişme Durumu .....	110
7.2 Hükümetlerarası İkili İşbirliği Kapsamındaki Projelerin Bugünkü Durumu .....	123

7.3 HES Projeleri Geliştirilirken Yaşanılan Bazı Önemli Süreçler .....	129
7.4 Hidroelektrik Üretim Santrallerinin Özelleştirilmesi .....	133
7.5 Su Yapılarının Denetimi .....	133
7.6 Pompa Depolamalı HES'ler .....	135
<b>8. TÜRKİYE'DE RÜZGÂR ENERJİSİ .....</b>	<b>139</b>
8.1 Türkiye Rüzgâr Enerjisi Potansiyeli .....	139
8.2 Türkiye Rüzgâr Enerjisinin Gelişimi .....	140
8.3 Rüzgâr Santral Ekipmanlarının Yerli Üretimi ve Sağlanan Diğer Hizmetler .....	145
8.4 Rüzgâr Santralleri Şebeke Bağlantısı .....	147
8.5 Rüzgâr Enerjisine Uygulanan Teşvikler .....	149
8.6 Rüzgârdan Üretilen Elektrik Ticareti .....	151
8.7 Rüzgâr Enerjisi İçin Öngörülen Hedefler, EPDK'daki Projelerin Durumu .....	155
<b>9. JEOTERMAL POTANSİYELİMİZ .....</b>	<b>160</b>
<b>10. TÜRKİYE'DE GÜNEŞ ENERJİSİ .....</b>	<b>166</b>
<b>11. ÜLKEMİZDE BİYOKAYIT SEKTÖRÜ (Biyodizel-Biyoetanol-Biyogaz) .....</b>	<b>179</b>
11.1 Genel Değerlendirme .....	179
11.2 Biyodizel .....	179
11.3 Biyoetanol .....	180
11.4 Biyogaz .....	181
11.5 Biyokayıt İthalatı Önlenmeli .....	184
<b>12. YEK TEŞVİKLERİ .....</b>	<b>185</b>
<b>13. ENERJİ EKİPMANLARININ YERLİ ÜRETİMİ .....</b>	<b>194</b>
<b>14. ENERJİ VERİMLİLİĞİ .....</b>	<b>197</b>
<b>15. ÖNERİLER .....</b>	<b>206</b>
15.1 Genel Politikalar .....	206
15.2 Doğal Gaz .....	210
15.3 Petrol Sektörü .....	214
15.4 Kömür ve Kömür Yakıtlı Santraller .....	214
15.5 Hidroelektrik .....	216
15.6 Rüzgar .....	225
15.7 Jeotermal Enerji .....	227
15.8 Güneş Enerjisi .....	229
15.9 Biyokayıtlar .....	233
15.10 Politikalar ve Enerji Ekipmanlarının Yerli Üretimi .....	234
<b>EK HES PROJELERİNİN TOPLUMSAL VE ÇEVRESEL ETKİLERİNİN DEĞERLENDİRİLMESİ .....</b>	<b>237</b>
1 Projenin ve Hedeflerinin Tanımlanması .....	237
2 HES'lerle İlgili Yaşanılan Problemler .....	260

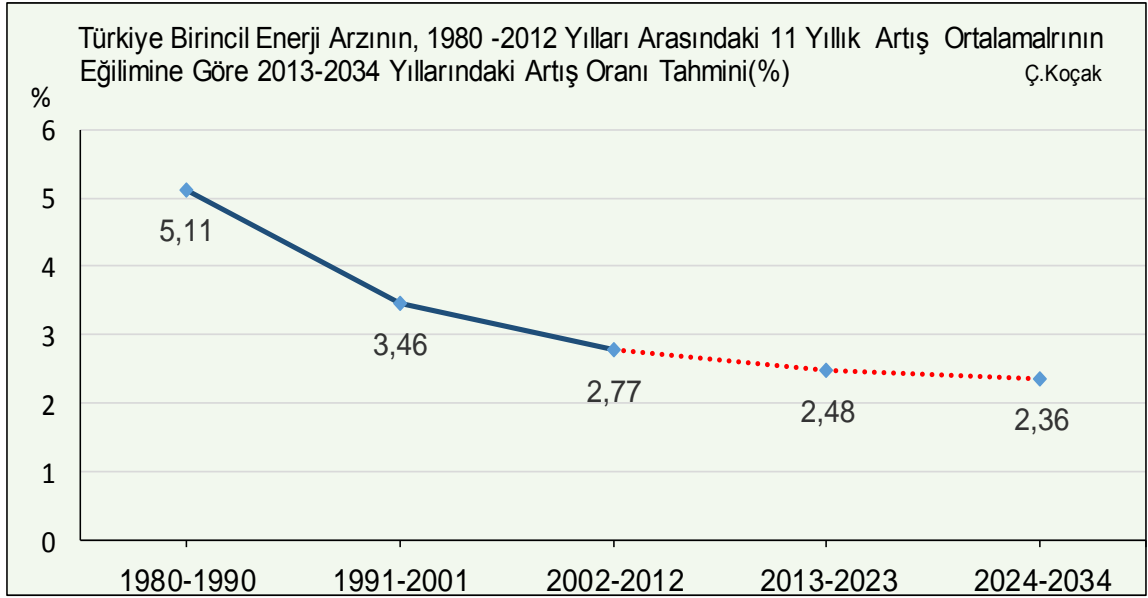
## 1. TÜRKİYE’NİN ENERJİ TALEBİNDEKİ GELİŞMELER

Türkiye birincil enerji talebi ve üretimiyle ilgili çözümler, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından yayımlanan veriler üzerinden yapılmaktadır.

Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi yıllık enerji raporlarında bu verilere yer vermekte ve değerlendirmektedir. Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesinin 2013 Enerji raporunun, 2011-2014 dönemi Yönetim Kurulu Başkanı Süreyya Yücel Özden ve Denetim Kurulu Üyesi Çetin Koçak'ın hazırladığı Türkiye Birincil Enerji Üretimiyle ilgili aşağıda derlenen bölümü, konu hakkında kayda değer bilgi ve değerlendirmeler içermektedir.

### 1.1 Türkiye Toplam Birincil Enerji Arzı ve Talep Tahminleri

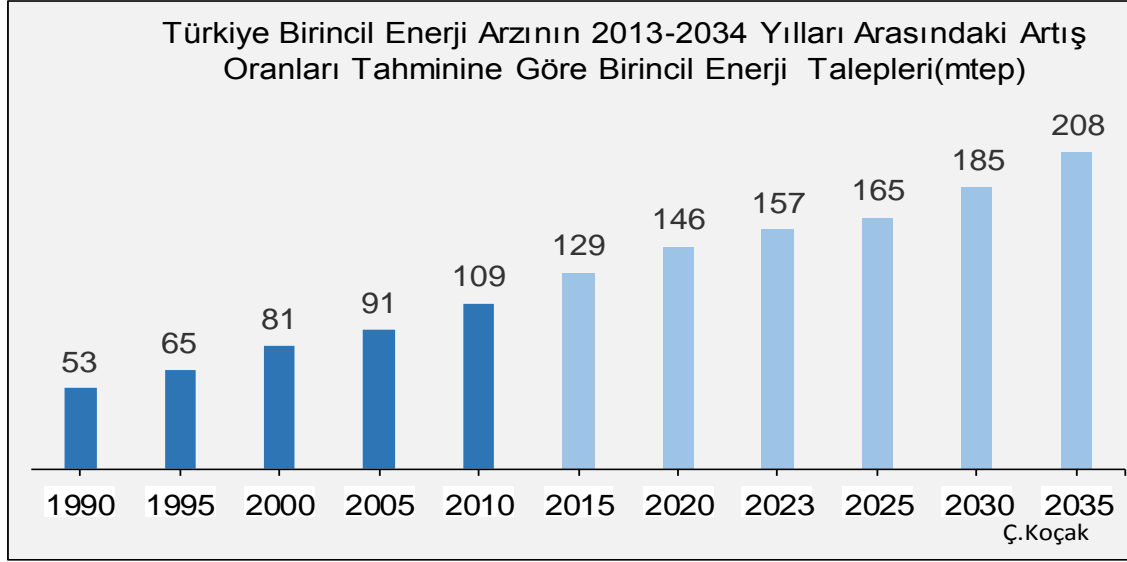
Yapılan çalışmada; ETBK/EİGM tarafından hazırlanan Genel Enerji Denge Tablolarından yararlanarak, öncelikle Türkiye'nin toplam birincil enerji arzının; 1980-2012 dönemindeki 9, 10, 11,12 yıllık periyotların ortalama artış oranları belirlenerek grafikleri çizilmiştir. Birbirine benzetmekle birlikte, grafikler içinde, eğilim uzantısı hesap edilen, en uygun grafiğin 11 yıllık ortalama artış oranları grafiği olduğu görülmüştür.



Şekil 1.1 2013-2034 Yılları Türkiye Birincil Enerji Arzı Artış Oranı Tahmini

**Kaynak:** EİGM/ETKB Genel Enerji Denge Tabloları

Böylelikle geçmiş 33 yıldaki birincil enerji arzı artış oranları ile ilgili olarak Türkiye'nin grafiği ortaya çıkmıştır. Toplam birincil enerji arzının gelecek yıllarda da bu grafiğin eğilimi oranında artacağı tahmin edilerek, 2013-2023 yılları arasındaki 11 yılın ortalama yıllık artışı %2,48, 2024-2034 yılları arasındaki 11 yılın ortalama yıllık artışı ise %2,36 olacağı hesaplanmıştır (Şekil 1.1). Gelecek 2013-2034 yıllarındaki ortalama artış oranlarını hesaplariken, geçen 1980-2012 döneminde gerçekleşen ortalama artış değer farkları oranı  $((5,11-3,46)/(3,46-2,77))$ , dikkate alınmıştır.



**Şekil 1.2** 2015-2035 Yılları Türkiye Birincil Enerji Arzı Tahminleri

**Kaynak:** EİGM/ETKB Genel Enerji Denge Tabloları

*Daha sonra bu artış oranlarıyla, gelecek yıllardaki, Türkiye'nin toplam birincil enerji talepleri hesaplanmıştır. Böylelikle, toplam birincil enerji arzının 2015 yılında 129, 2020 yılında 146, 2023 yılında 157, 2025 yılında 165, 2030 yılında 185, 2035 yılında ise 208 milyon tep olacağı tahmin edilmiştir (Şekil 1.2). 2012 yılı Genel Enerji Denge Tablosunda birincil enerji arz değeri, linyit üretim miktarının irdelenmesi sonucu 121 yerine 120 milyon tep alınmıştır.*

**Tablo 1.1** Türkiye Birincil Enerji Arzı Talep Tahmini, Gerçekleşme ve Sapmalar

1998-2020 B.E.A. Talep Tahminleri ve Sapmalar			
	Tahmin	Gerçekleşme	Sapma Oranı
Yıllar	mtep	mtep	%
2000	91	81	11
2005	125	91	27
2010	175	109	38
2011	184	115	38
2012	194	121	38

**Kaynak:** ETKB, EİGM/ETKB Genel Enerji Denge Tabloları

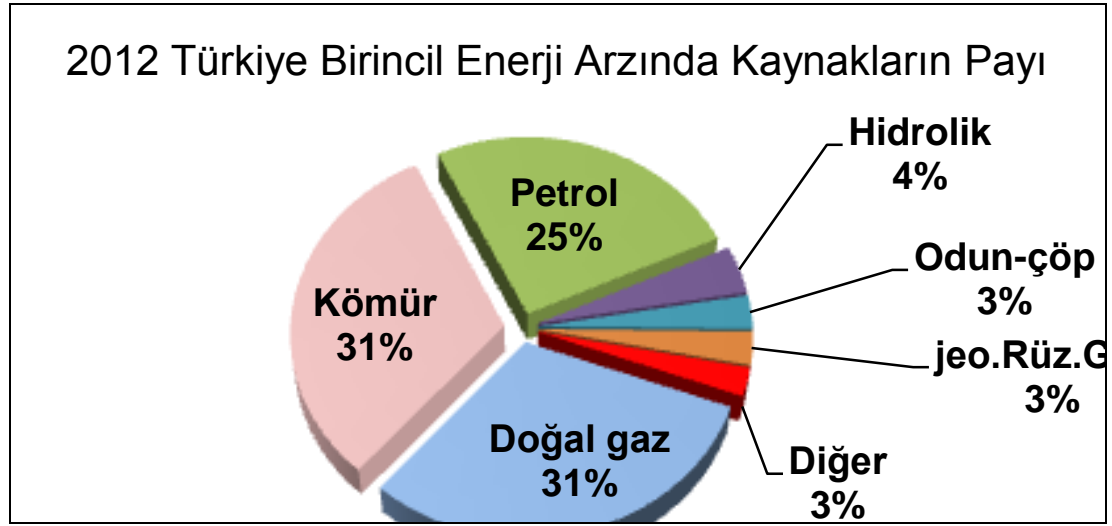
*Kuşkusuz, talep tahminlerindeki makul büyüklükteki sapmalar normal karşılanacaktır. Ancak geçmiş yıllarda yapılan, elektrik ve birincil enerji arzı talep tahminlerinde %30'u aşan büyük sapmalar olmuştur. Örneğin, 1998-2020 dönemi için ETKB tarafından MAED modeli kullanılarak yapılan talep tahminlerinde büyük sapmalar olmuştur (Tablo 1.1). Bu örnekleri çoğaltmak mümkündür. Tahminlerdeki büyük sapmalar, gereğinden fazla Doğal gaz ithalatı anlaşmaları yapılmasına yol açmıştır. Yapılan anlaşmalar nedeniyle, enerjide dışa bağımlılığımız artmış, özellikle kömür madenciliğinde ve kö-*



mür rezervlerine dayalı santrallerde, yüksek oranda kapasite kullanım kısıtlamalarına gidilmiştir. Bu değerlendirmeler sonucunda, yukarıda yapılan birincil enerji arzı talep tahminleriyle ilgili çalışmanın, talep tahminlerine, yeni bir bakış açısı getirdiği söylenebilir.

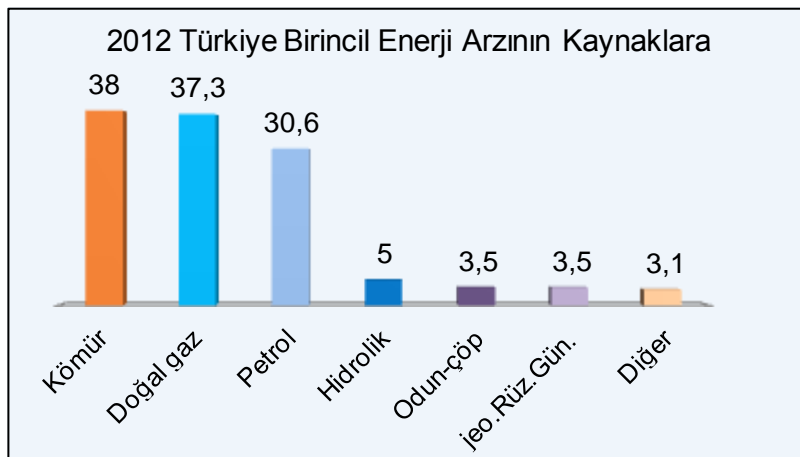
## 1.2 Türkiye Birincil Enerji Arzının Kaynaklara Göre İrdelenmesi

Türkiye'nin 2012 yılındaki toplam birincil enerji arzı 121 milyon tep'dir. Bu arzın kaynaklara dağılımında, kömürdeki ithalatın artmasıyla, 2012 yılında, ilk sırayı 38 milyon tep ve toplam arzın %31 payla, kömür almıştır. Kömürü, 37,3 milyon tep ve %31 ile doğal gaz, 30,6 milyon tep ve %25 ile petrol, 5 milyon tep ve %4 ile hidrolik, 3,5 milyon tep ve %3 ile odun-çöp, hayvan, bitki artıkları ile jeotermal, rüzgâr ve güneş alırken, bunu 3,1 milyon tep ve %3 oranı ile diğer kaynaklar izlemiştir. (Şekil 1.3, Şekil 1.4).



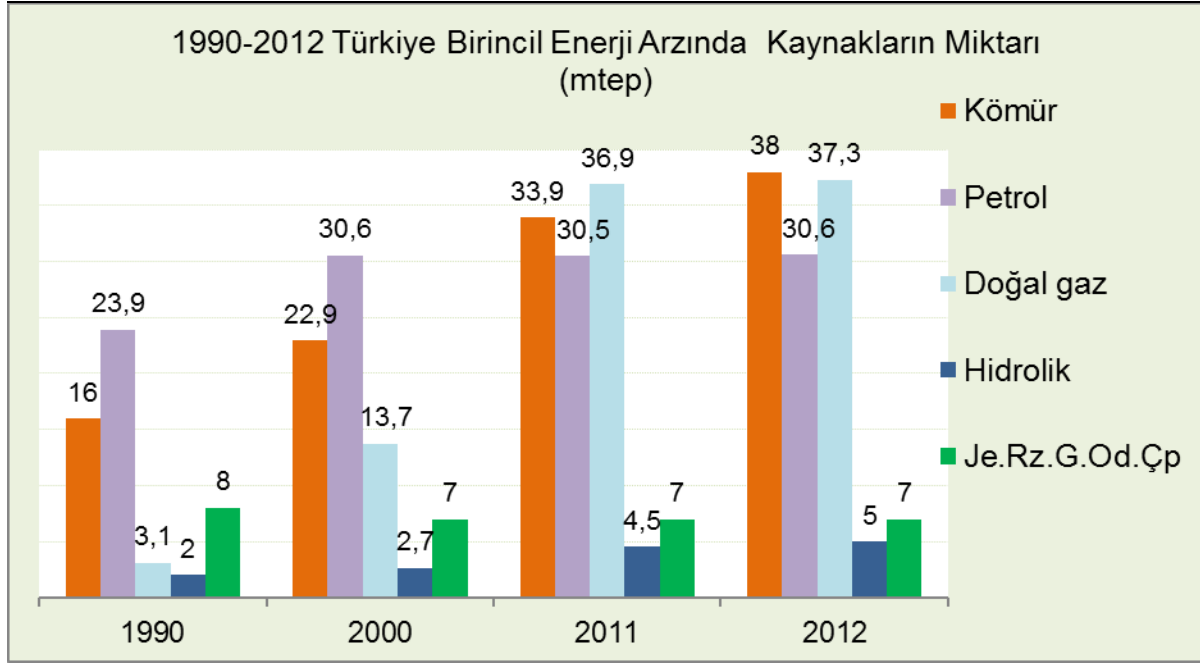
Şekil 1.3 2012 Yılı Türkiye Birincil Enerji Arzında Kaynakların Payı

Kaynak: ETKB 2012



Şekil 1.4 2012 Yılı Türkiye Birincil Enerji Arzında Kaynakların Miktarı

Kaynak: ETKB 2012



Şekil 1.5 1990- 2011 Yılları Türkiye Birincil Enerji Arzında Kaynakların Miktarı

Kaynak: ETKB

Tablo 1.2 Türkiye Toplam Birincil Enerji Arzı İçinde Kaynakların Miktarı ve Payı

Yıllar		1990	2000	2011	2012
Kömür	Bin tep	16.110	22.928	33.879	37.977
	%	30	29	30	31
Petrol	Bin tep	23.901	32.297	30.499	30.614
	%	45	40	27	25
Doğal gaz	Bin tep	3.110	13.729	36.909	37.373
	%	6	17	32	31
Hidrolik	Bin tep	1.991	2.656	4.501	4.976
	%	4	3	4	4
Odun,çöp,v.b.	mtep	7.208	6.457	3.537	3.465
	%	14	8	3	3
Jeotermal, Güneş,Rüzgar	Bin tep	461	978	3.096	3.508
	%	1	1	3	3
Diğer	Bin tep	206	1.456	2.071	3.071
	%	1	2	2	3
T. Birincil Enerji	Bin tep	52.987	80.500	114.490	120.984
	%	100	100	100	100

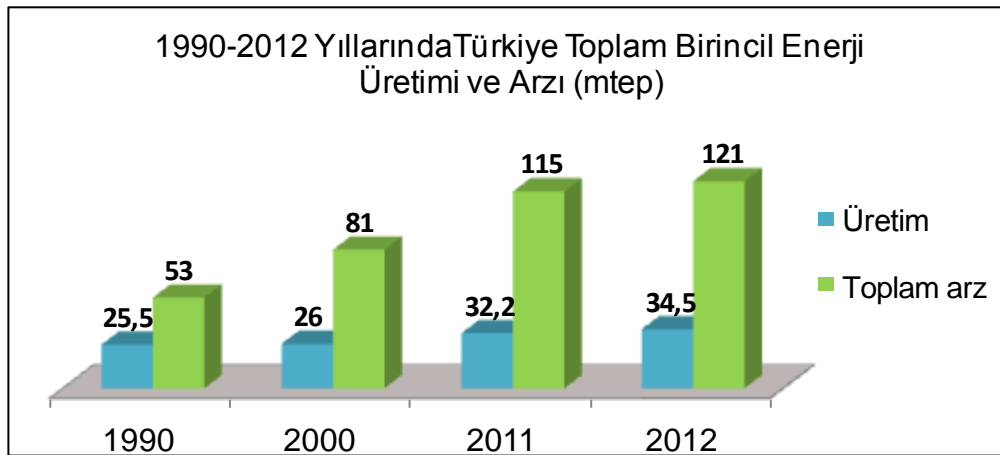
Kaynak: Genel Enerji Denge Tabloları ETKB

1990-2012 döneminde, Türkiye toplam birincil enerji arzı içinde kaynakların paylarıyla ilgili açıklamalar aşağıda özetlenmiştir.

- **Kömür:** 1990-2012 döneminde Türkiye toplam birincil enerjisi arzı içinde kömürün payı % 30'dan %31'e yükselerek, 1990 yılına göre %136 oranında 1.867 bin tep artarak 2012 yılında 33.488 bin tep olmuştur. 2012 yılındaki bu artış, 2000 yılına göre %65 olurken 2011 yılına göre %12 olmuştur.
- **Petrol:** 1990'da %45'den 2012'de %25'e gerilemiş olsa da geçen yirmi iki yılda miktar bakımından 1990 yılına göre, 6713 bin tep artarak 2012 yılında 30.614 bin tep olmuştur. 2012 yılındaki bu artış, 2011 yılına göre sadece %0,4 olurken 2000 yılına göre - %5 azalma olmuştur.
- **Doğal gaz:** 1990'da %6'dan 2012'de %32'ye yükselmiş olup, miktar olarak 1990 yılına göre 34.263 bin tep ile 12 kat artmıştır. 2012 yılındaki bu artış, 2011 yılına göre %1,3 olurken, 2000 yılına göre 2,7 kat olmuştur.
- **Hidrolik:** 1990 ve 2012'de % 4 olurken, miktar olarak 1990 yılına göre, 2.985 bin tep ile 2,5 kat artmıştır. 2012 yılındaki bu artış, 2011 yılına göre %11 olurken 2000 yılına göre 1,9 kat olmuştur.
- **Odun, çöp, hayvan atığı v.b.:** 1990'da %14'den 2012'de %3'e gerilerken miktar bakımından da 2,1 kat ve 3.743 bin tep azalmıştır. 2012 yılındaki bu azalış, 2011 yılına göre -%2 olurken 2000 yılına göre 1,9 kat olmuştur.
- **Rüzgâr, jeotermal, güneş gibi yenilenebilir enerjinin toplamı:** 1990'da %1'den 2012 yılında %3'e yükselerek, miktar olarak 1990 yılına göre 7,6 kat artmıştır. (Şekil 1.5, Tablo 1.2). 2012 yılındaki bu artış, 2000 yılının 2,4 katı olurken, 2011 yılına göre %13 olmuştur.

### 1.3 Türkiye Birincil Enerji Üretimi

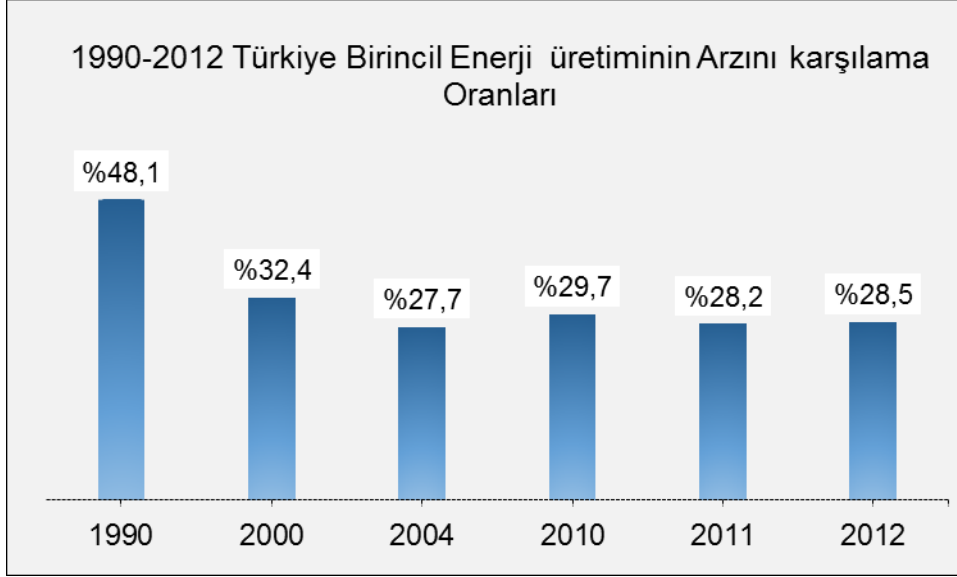
1990-2012 yılları arasındaki yirmi iki yılda toplam birincil enerji üretimi, %35 oranında artarak, 25.478 bin tep'ten 34.467 bin tep düzeyine yükselmiştir. Bu dönemdeki toplam birincil enerji arzı ise %128 artmıştır (Şekil 1.6).



Şekil 1.6 1990-2012 Yıllarında Türkiye Toplam Birincil Enerji Üretimi ve Arzı

Kaynak: Genel Enerji Denge Tabloları ETBK

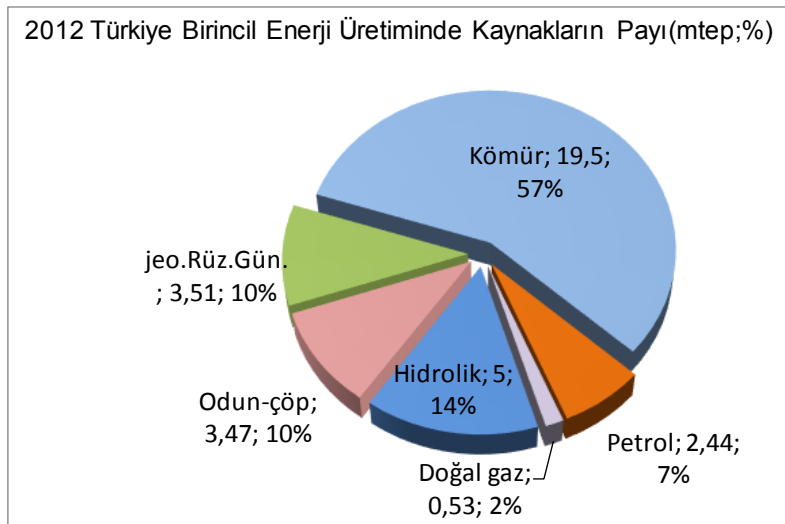
Üretimin toplam birincil enerji arzındaki payı ise 1990 yılında %48 iken, 2000 yılında %32, 2011 yılında %28, 2012 yılında %28,5 olmuştur (Şekil 1.7).



Şekil 1.7 1990-2012 Türkiye Birincil Enerji Üretiminin Arzdaki Payları

Kaynak: EİGM/ETKB

2011 yılında toplam Türkiye birincil enerji üretimi 32,23 milyon tep iken, 2012 yılında %7 artarak 34,47 milyon tep olmuştur. 2012 yılındaki toplam üretimin, 19,52 milyon tep ve %57 ile yarıdan fazlasını, %94'ü linyit olan kömür üretimi oluşturmuştur. Kömürü, 4,98 milyon tep ve %14 oranı ile hidrolik, 3,51 milyon tep ve %10 payı ile jeotermal, rüzgâr ve güneş gibi yenilenebilir enerji kaynakları, 3,47 mtep ve %10 ile odun, çöp, hayvan atıkları, 2,44 milyon tep ile petrol ve 0,53 milyon tep ile Doğal gaz izlemiştir (Şekil 1.8).

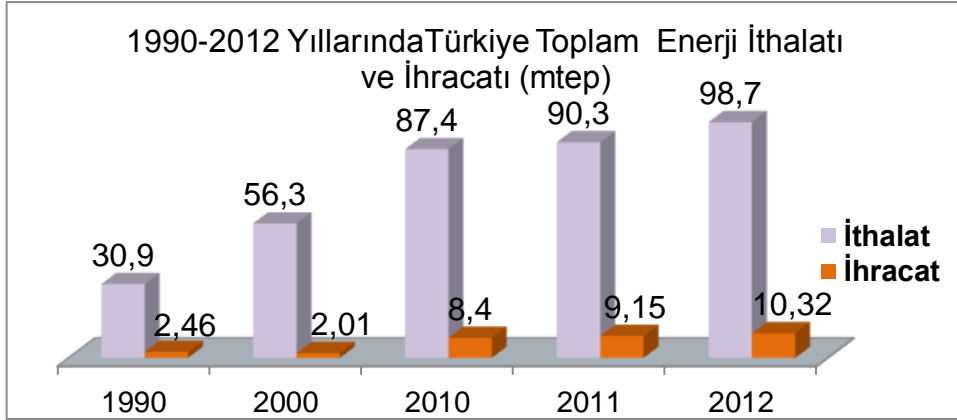


Şekil 1.8 2012 Yılı Türkiye Birincil Enerji Üretiminde Kaynaklarının Payı

Kaynak: 2012 Genel Enerji Denge Tablosu EİGM/ETKB

## 1.4 Türkiye Enerji Ticareti

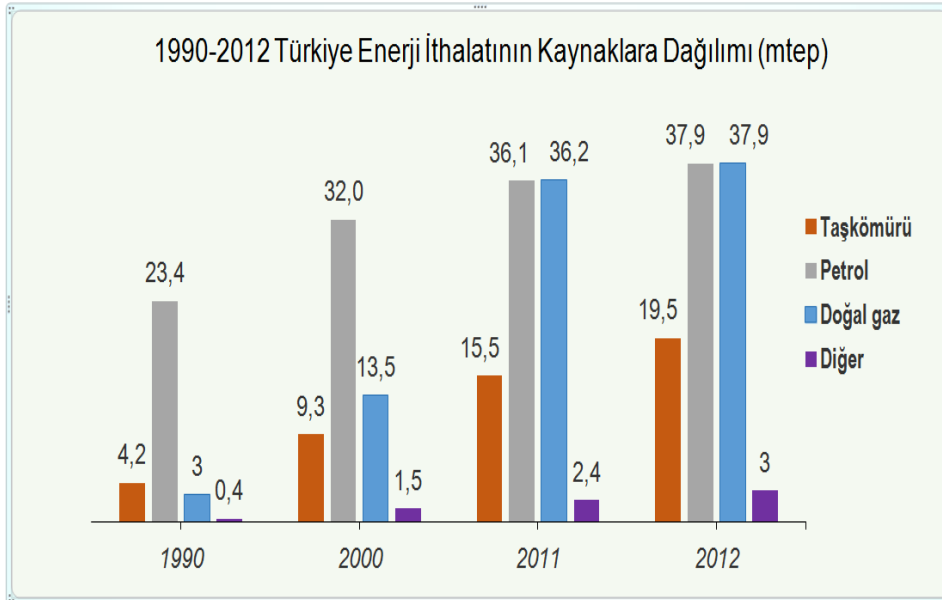
Türkiye enerji ihracatı 1990 yılında 2,46 mtep iken 2012 yılında 4 kat artarak 10,32 mtep olmuştur. 2010 yılındaki toplam enerji ihracatı 8,4 mtep, 2011'de ise, 9,15 mtep'tir (Şekil 1.9). Büyük bölümü petrolden oluşan birincil enerji ihracatıyla ilgili ihracat değerlerine, ihrakiye\* de dahil edilmiştir.



Şekil 1.9 1990-2012 yılları arasında Türkiye Toplam Enerji Ticareti

Kaynak: Genel Enerji Denge Tabloları EİGM/ETKB

Türkiye enerji ithalatı 1990 yılında 31 mtep iken 2012 yılında 3,2 kat artarak 98,7 mtep'e ulaşmıştır. 2011 yılındaki toplam enerji ithalatı ise 90,2 mtep olmuştur (Şekil 1.9).



Şekil 1.10 1990-2012 Türkiye Enerji İthalatında Kaynakların Miktarı

Kaynak: Genel Enerji Denge Tabloları EİGM/ETKB

\* İhrakiye; Ülke karasuları ve/veya karasuları bitişiğinde deniz vasıtalarına veya hava meydanlarında yerli ve yabancı hava taşıtlarına vergili veya vergisiz sağlanan akaryakıt ve madeni yağ (İTÜ sözlük).

1990- 2012 yılları arasında giderek artan Türkiye enerji ithalatının, kaynaklar bazında gelişimi incelendiğinde; Doğal gazın geçen yirmi iki yılda 12,6 kat artarak 38 mtep'e yükseldiği görülür. Petrol ve doğal gazın son iki yıldaki ithalatları tep olarak birbirine yakın değerdedir. 2012 yılında petrolün ithalatı, 1990 yılına göre, %62 oranında artarak 38 mtep olmuştur. Taşkömürü ithalatı ise 1990'da 4,2 mtep iken 2012 yılında 4,6 kat artarak 19,5 mtep düzeyine yükselmiştir. İthalatta diğer başlığını, petrokok ve elektrik içermekte, ancak tamamına yakını petrokok oluşturmaktadır. Petrokokun ithalatı, 1990'da 350 bin tep'ten 2012 yılında 2.936 bin tep düzeyine yükselerek, son 22 yılda 8,4 katına ulaşmıştır (Şekil 1.10).

## 1.5 Sonuç

- Sonuç olarak, toplam birincil enerji arzındaki gelişmeler bakımından, dünyadaki diğer ülkelerle kıyaslandığında Türkiye'nin olumlu bir durumu bulunmaktadır. Türkiye, 1990-2011 yılları arasında, geçen 21 yılda oluşan ekonomik krizlerin olumsuz etkisine rağmen, birincil enerji artış oranı bakımından Çin ve Hindistan'dan sonra gelmiştir. Diğer taraftan gelişmiş ve gelişmekte olan ülke kavramını birincil enerji arzlarının büyüme oranlarında da görmek mümkün olmaktadır. ABD, Japonya, gibi gelişmiş ülkelerin geçen 21 yılda enerji tüketimindeki büyüme oranlarına bakıldığında, gelişmekte olan ülkelerle kıyaslanamayacak kadar düşük düzeyde kaldığı görülmektedir. Gelecekle ilgili senaryolarda da bu durum, bariz olarak görülmektedir. En ilginç örnek Japonya'dır. Bu ülkede birincil enerji arzı, 2011 ile 2035 yılları arasında aynı kalacağı tahmin edilmektedir. Oysa aynı yıllarda, örneğin Hindistan'da iki kattan fazla bir büyüklük öngörülmektedir. Diğer taraftan, gelişmekte olan ülkelere, özellikle yüksek enerji arzına sahip büyük ülkeler incelendiğinde, enerji üretimlerinde dünyada önde gelen ülkeler olduğu görülmektedir. Türkiye'nin enerjide dışa bağımlılığının en kısa sürede mümkün olduğu kadar azaltılması gerektirmektedir. Bunu sağlamak için enerji kaynaklarına yönelik yatırımlara hız verilerek enerji arzında ithalat oranı azaltılmalıdır. 1990-2012 arasında geçen 22 yıl incelendiğinde, Türkiye'nin birincil enerji arzındaki net ithalat oranının %52'den %72'ye yükselmiş olması önemli bir risk oluşturmaktadır. Diğer taraftan, 2012 yılı enerji ithalatı 2011 yılına göre %11 artarak 60,1 milyar dolar olurken, Türkiye toplam ithalatı içindeki payı %25,4 olmuştur. 2013'te bir gerileme olmuş ve ithalat 55.915 milyar dolar olarak gerçekleşmiştir. Bu rakam, ihracat gelirlerinin üçte birinden fazladır."
- İthal kömür ve doğal gaz gibi fosil yakıtların bu denli yüksek kullanımı, önümüzdeki yıllarda karbon salımlarına yönelik gündeme gelebilecek ekonomik cezai yaptırımlara da yol açabilecektir.

2000–2013 arasında elektrik kurulu gücü %134,9 artışla, 27.264 MW'den 64.044 MW'ye yükselmiştir. Aynı dönemde elektrik üretimi 124.923 milyar kWh'den, %134,9 artışla 239.293 milyar kWh'ye ulaşmıştır.

**Tablo 1.3** Türkiye'nin Genel Enerji Dengesi (1990 – 2010)

	1990	2012	Değişim
Toplam Enerji Talebi (milyon tep)	52,9	120,98	↑ %129 ↑
Toplam Yerli Üretim (milyon tep)	25,6	34,47	↑ %35 ↑
Toplam Enerji İthalatı (milyon tep)	30,9	98,74	↑ %220 ↑
Yerli Üretim Talebi Karşılama Oranı	48%	28,5%	↓ - %41 ↓

**Kaynak:** ETKB - Petform

PETFORM'un ETKB verilerinden hareketle hazırladığı tabloda, 1990–2012 arasındaki yirmi iki yıllık dönemde, toplam enerji talebinin %129, enerji girdileri ithalatının %220 arttığını, yerli üretimdeki artışın ise %35 ile sınırlı kaldığı, yerli üretimin enerji talebini karşılama oranının ise %41 azaldığı ortaya konulmaktadır (Tablo 1.3).

Türkiye enerji talebi artış oranında yerli kaynakları hizmete alamamaktadır. Aşağıdaki tablo, yoruma açık olmayacak şekilde durumun vahametini ortaya koymaktadır. Türkiye'nin 2012 yılında enerji hammaddeleri ithalatına ödediği rakam, tüm ithalat tutarının %23,1'ine, yani 60,1 milyar dolara ulaşmıştır. 2013 yılında ekonomideki durgunluğun etkisiyle, enerji girdileri ithalatı biraz gerilemiş ve 55,915 milyar dolarla, ithalatın %22.2'sini oluşturmuştur (Tablo 1.4).

**Tablo 1.4** Türkiye'nin Toplam İthalatında Enerjinin Payı (2009 – 2012)

TÜRKİYE ENERJİ GİRDİLERİ İTHALATI (2009-2012)				
(Milyar USD)	2009	2010	2011	2012
Ham Petrol ve Petrol Ürünleri	14,9	20,6	29,2	31,5
Doğal Gaz	11,6	14,1	20,2	23,2
Taş Kömürü	3,1	3,3	4,1	4,6
Toplam Enerji Girdileri İthalatı	29,9	38,5	54,1	60,1
Türkiye Toplam İthalatı	140,9	185,5	240,8	236,5
Petrol ve Gaz İthalatının Toplam İthalat İçinde Payı	%18,8	%18,7	%20,5	%23,1

**Kaynak:** PETFORM

**Tablodan da görüldüğü gibi, 2009-2012 döneminde, ham petrol ve petrol ürünleri ve doğal gaz ithalatı faturasındaki artış, iki kattan daha fazla olmuştur.**

Bu olumsuz durumun nedenlerinin başında, 1980'lerden bu yana, kamusal planlama, üretim ve denetim faaliyetlerinin zayıflaması, enerjinin kamusal bir hizmet olarak görülmeyip basit bir piyasa faaliyetine dönüştürme plan ve uygulamaları olarak görülmesi, ülkenin yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı potansiyelinin değerlendirilmemesi gelmektedir. Özellikle 2000'li yılların başından itibaren, elektrik enerjisi ve doğal gazla ilgili Dünya Bankası, IMF, OECD, AB vb. kuruluşların talepleri doğrultusunda enerji sektörünün piyasalaştırılması amacıyla uygulamaya konan mevzuat, ETKB ve EPDK'nın bu doğrultudaki çalışmaları, 4628 sayılı Yasa'nın kamu teşebbüslerine elektrik enerjisi üretimi için yatırım yapmada engel teşkil etmesi ve enerji alanında dayatılan özelleştirmelerle yeni yatırımlara yönlendirmek yerine, özel sektöre kamu enerji üretim tesislerinin altın tepsi içinde sunulmasıdır.

### **Kaynaklar**

1. Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi 2013 Enerji Raporu
2. World Energy Outlook IEA 2013
3. Genel Enerji Denge Tabloları EİGM/ETKB
4. İTÜ Sözlük



## 2. ELEKTRİK ÜRETİMİ: MEVZUAT VE UYGULAMALAR

### 2.1 Mevcut Durum

Bilindiği üzere, elektrik enerjisi tüketimine ihtiyaç duyulduğu anda üretilmesi gereken bir üründür. Diğer yandan, elektrik üretim tesisleri uzun süren ve oldukça pahalı yatırımlardır. Ayrıca, günümüzde toplumsal refahın artması ve sürmesi için vazgeçilmez bir unsurdur. Bu nedenlerden dolayı, elektrik enerjisi üretim yatırımlarının gerektiği kadar ve zamanında gerçekleştirilmesi oldukça önem arz etmektedir. İhtiyaç duyulduğu kadar yapılması gerektiği gibi, pahalı olduğu için atıl kapasite kalacak şekilde yatırım yapılmamalıdır.

1980'li yıllara kadar hemen hemen tüm dünyada elektrik enerjisi, devlet tarafından doğrudan ya da devlet adına özel sermaye tarafından bir kamu hizmeti olarak topluma sunulmuştur. Ancak 1980'li yılların ortalarından itibaren, dünya ölçeğinde dayatılan neo-liberal politikalarla, Avrupa'da elektrik enerjisinin de bir piyasa ürünü olabileceği tartışılmaya başlamış ve öncülüğünü İngiltere'nin yaptığı elektrik faaliyetlerinde serbest piyasa uygulamasına geçiş yolları aranmaya başlanmıştır. Elektrik faaliyetlerinde serbest piyasa uygulamasına geçiş süreci oldukça karmaşık olmuş ve çok çeşitli neo-liberal piyasa yapısı modelleri denenmeye çalışılmıştır. Bu modeller kısaca; elektrik üretiminde merkezi bir alıcı tanımlanıp değişik üreticilerden satın alma uygulaması, Havuz Sistemi olarak da adlandırılan Merkezi Alıcı Merkezi Satıcı Modeli, ihtiyacı olanların kendi elektrik enerjisini üretebilmesi modeli (Türkiye'de otoprodüktör olarak yaygınlaşmış ve daha fazla uygulanmıştır.) ve son olarak da tam rekabete dayalı serbest piyasa uygulaması olarak özetlenebilir. Avrupa'da bu gelişmelerin öncülüğünü İngiltere yaparken, diğer bazı Kıta Avrupa'sı ülkeleri ya aynı yolu izlememiş ya da çok çekimsiz kalarak sonradan bu yolu izlemeye başlamıştır. 2001 yılından itibaren Türkiye; tam rekabete dayalı serbest piyasa yaklaşımını benimsemiş ve hemen uygulamaya başlamıştır. İngiltere'de izlenen serbest piyasa modeli aynen alınarak ve Türkiye elektrik sektörüne de uygulamaya geçirilmiştir.

Türkiye'de 1980'li yılların öncesinde, elektrik enerjisinin bir kamu hizmeti olarak topluma sunulduğu zamanlarda, sektördeki yatırımlar zamanında yapılabilmektedir. Olan gecikmelerin nedeni de, sadece finansman bulma zorluğu olmuştur. Bugün ise durum daha farklıdır. Özellikle elektrik üretim yatırımlarının gerçekleştirilmesinde finansman bulma zorluğunun yanı sıra, uygulanan piyasa yapısından kaynaklanan başka nedenler de bulunmaktadır. Bu nedenlerin daha iyi anlaşılabilmesi için, Türkiye'de elektrik sektörü piyasa uygulamasının mevzuat yapısının iyi irdelenmesi gerekmektedir.

Elektrik sektöründe serbest piyasa uygulaması temel olarak *4628 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu (EPK)* ile tanımlanmış ve bu kanun çerçevesinde hayata geçirilen ikincil mevzuatla bu yapının uygulanması başlamıştır. EPK, esas olarak elektrik enerjisi faaliyetlerini, üretim, iletim, dağıtım, toptan satış, perakende satış ve ithalat-ihracat olarak tanımlamakta ve her bir faaliyetin kendi içinde katılımcılar arasında rekabet oluşmasını öngörmekte, bu faaliyetlerin her birinde özel sermaye şirketlerinin etkin olmasının yolunu açmaktadır. Uygulanan serbest piyasa modelinin temelini, elektrik enerjisi tedarikçileri ile tüketiciler arasında ikili anlaşmaların oluşması ve devletin bu piyasada etkin olmaması oluşturmaktadır. Bu durumda da her bir tedarikçi (üretici) kendi müşterisini, her bir müşteri de kendi tedarikçisini bulmak zorundadır. Ancak 2002 yılından itibaren bu yaklaşımın ne kadar hayata geçebildiği ayrı bir tartışma konusudur.

Burada, elektrik üretim faaliyeti ve bu faaliyet için yeni yatırımların gerçekleştirilebilmesi durumu üzerinde durmak ve öncelikle EPK'nın elektrik üretiminde yeni yatırımlar konusundaki hükümlerinin bir çözümlenmesinin yapılması ve üretim yatırımlarının sürecinin incelenmesi yararlı olacaktır.

Yeni elektrik üretim tesisi yatırımlarının yapılabilmesi için mevcut mevzuata göre bir yatırımcının, fosil yakıtlara dayalı olması halinde, nerede ise;

- İsteddiği yerde,
- İsteddiği kaynak ile,
- İsteddiği kapasitede,
- İsteddiği zaman,
- İsteddiği (elde edebildiği) teknoloji ile,
- Karşılaştığı verimlilikte,
- Finansman ihtiyacını önceden karşılamasına gerek kalmadan

yatırıma başlayabilmekte, yatırım koşullara göre gecikebilmekte, zora geldiği zaman da yatırımcı lisansını satmak ya da iptal etmek yoluyla terk edebilmektedir.

Mevcut mevzuatla öngörülen ve uygulanan üretim yatırımlarının gerçekleştirilmesi süreci ise yine EPK'da tanımlanmış ve Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) tarafından yönetilmektedir. Üretim yatırımı yapmak isteyen bir yatırımcı, EPDK'ya ilk başvurusunu yaptıktan sonra elektrik iletim sistemine bağlantı yapabilmesi için Türkiye Elektrik İletim A.Ş'nin (TEİAŞ) görüşünü almaktadır. Mevzuat iyi incelendiğinde, TEİAŞ'ın bir bağlantı başvurusunu kabul etmeme durumu olmadığı anlaşılacaktır. İletim sistemine bağlantı görüşü alındıktan sonra, başvuru için EPDK tarafından lisans verilmektedir.

Lisans kapsamında, bu üretim yatırımının yeri, zamanlaması, kapasitenin ihtiyaca yönelik olup olmadığı, kaynağın verimli kullanılıp kullanılmadığı ve maliyet açısından verimli olup olmadığı, toplumsal fayda maliyet analizi gibi hususlar istenmemektedir. EPDK; yalnızca verilen lisansların sayısını ve kurulması hedeflenen kapasiteleri belirlemede ve özel sektör yatırımcılarının lisans alan projeleri hayata geçirmesini beklemektedir.

Elektrik üretim tesisleri için EPDK'nın hükümleri ve uygulanan süreç göz önüne alındığında, Türkiye elektrik sektörü için büyük bir belirsizliğin ortaya çıktığı görülmektedir. Türkiye'nin artan elektrik talebini karşılamak üzere yeni üretim yatırımlarının yapılması gerekliliği var oldukça bu konudaki belirsizlikler de paralel olarak devam edecektir. Bu durumda, çok yakın gelecek dahil, 5, 10, 20, 50 yıl sonrasında elektrik sektörüyle ilgili gelişmeler hakkında bir görüş söylemek mümkün olamayacaktır.

Yakın geçmişte yaşanan ve etkisi devam etmekte olan ekonomik krizin yatırımlar için finansman bulunmasına neden olduğu zorluk günümüzde iyice belirginleşmiştir. Bunun sonucu olarak piyasada, kesinlikle önlem alınması gereken lisans hakkı satışlarının hızlı bir artış gösterdiği bilinen bir gerçektir. Bu lisans hakkı satışları ile parası olan veya para bulma olasılığı bulunan herkes, elektrik üretim yatırımına yönelebilmekte, sektörle ilgili teknik çalışmalar ve bilgi birikimleri ihmal edilebilmektedir. Diğer taraftan, aslında bir elektrik üretim tesisi yapmak üzere alınmış lisans kapsamında belirtilmiş olan önemli unsurlardan biri tesisin işletmeye gireceği tarihtir. Son zamanlarda, öngörülen bu tarihlerin ertelenerek geciktiği ve yasal olarak gereken yatırımların uygulanmadığı da bilinen diğer bir gerçektir. Lisans hükümlerinin zamanında ve doğru olarak yerine getirilemeyişinin sektörde birçok sorunu ortaya çıkaracağına sektörün çeşitli ilgilileri tarafından tartışıldığı görülmektedir. Aynı çevreler,

bu lisanslar için bir izleme ve disiplin altına alma uygulamasının gerçekleştirilmesi gerektiğini de dile getirmektedir. Çünkü oldukça büyük kapasitede üretim tesisleri için kapasite alınmış durumdayken, bunların çok azının yatırımına başlanmış olması ve bu az miktardaki yatırıma başlayan kapasitelerin de öngörülen tamamlanma tarihlerinin gecikmesi sektör ilgilileri üzerinde ciddi kaygılar yaratmaktadır. Ancak mevcut mevzuat ve buna bağlı olarak yürütülen uygulamalar çerçevesinde lisans verme uygulamasında ve yatırımların izlenmesinde bir disiplin içinde hareket edilmesi olası görünmemektedir.

**Tablo 2.1** Temmuz 2013 İtibarıyla Yapım Aşamasındaki Santrallerin Toplam Kurulu Güçleri (MW) ve İlerleme Oranları (İO)

Yakıt/ Kaynak Türü	İO Bilgisi Yok *	0>İO<10	10<İO<35	35<İO<70	İO>70	Genel Toplam	Payı%
Asfaltit	270,0	135,0	0,0	0,0	75,9	480,9	0,9
Fuel Oil	0,0	0,0	0,0	0,0	205,4	205,4	0,4
Biyokütle	38,6	16,3	7,1	6,1	64,9	133,0	0,3
İthal Kömür	2020,0	3275,5	0,0	1200,0	1550,0	8045,5	15,5
Diğer Termik	58,7	0,0	0,0	7,92	14,5	81,12	0,2
Doğal Gaz	3983,2	10054,6	501,0	1166,5	2421,5	18126,8	34,9
Hidrolik	1227,4	4295,7	3058,3	2036,9	2061,9	12680,2	24,4
Jeotermal	4,5	66,5	265,8	0,0	77,2	414,0	0,8
Kömür	46,7	1390,0	0,0	290,0	0,0	1726,7	3,3
Linyit	2,7	500,0	100,0	771,0	24,2	1397,9	2,7
Rüzgâr	1107,0	5251,1	710,1	217,9	181,9	7467,9	14,4
Taş Kömürü	0,0	1150,0	0,0	0,0	0,0	1150,0	2,2
<b>Genel Toplam</b>	<b>8758,8</b>	<b>26134,7</b>	<b>4642,3</b>	<b>5696,3</b>	<b>6677,4</b>	<b>51909,5</b>	
<b>%</b>	<b>16,9</b>	<b>50,4</b>	<b>8,9</b>	<b>10,9</b>	<b>12,9</b>		<b>100</b>

- Yukarıdaki tabloya göre, yatırım gerçekleşme oranı %35'in üzerinde olan santral yatırımlarının toplam santraller içindeki payı dörtte birin altındadır ve yalnızca %23,8'dir.
- Öte yandan, gerçekleşme oranı %10'un altında olan santraller, %50.4 pay ile tüm projelerin yarısını oluşturmaktadır.
- Projelerin altıda biri kadarı, yatırımların gerçekleşme düzeyi hakkında EPDK'ya bilgi vermemektedir.
- Bilgi vermeyenlerle birlikte, lisans alan enerji santral yatırımların dörtte üçünden fazlasının (%77.4), henüz yatırıma başlamadığı söylenebilir. Bu oran, doğal gaz santrallerinde %77,4, HES'lerde %43,6, ithal kömüre dayalı santrallerde %65,8, RES'lerde %85,1 düzeyindedir

Ocak 2014 itibarıyla lisans alma öncesinde bulunan başvuruların durumu aşağıdadır (Tablo 2.2).

**Tablo 2.2** Ocak 2014 İtibarıyla Özel Sektörün Lisans Alma Sürecinde Olan Elektrik Üretim Santral Projeleri

Yakıt / Kaynak Tipi	Başvuru		İnceleme-Değerlendirme		Uygun Bulunanlar		Lisans Verilenler		TOPLAM	
	Adet	Kurulu Güç (MW)	Adet	Kurulu Güç (MW)	Adet	Kurulu Güç (MW)	Adet	Kurulu Güç (MW)	Adet	Kurulu Güç (MW)
Rüzgar	4	64,6	9	408,6	26	1.330,5	270	9.507,8	309	11.311,5
Hidrolik	95	2.698,1	75	1.249,7	282	3595,4	828	1.9464,8	1280	27.008,0
Fuel-Oil							36	1.235,1	36	1235,1
Doğalgaz	71	16.706,8	35	10.875,5	38	9.237,5	318	2.4011,4	462	60.831,3
Linyit	2	1.200,0			3	1.282,0	34	4.355,2	39	6.837,2
Taş Kömürü	17	1.5589,0	8	3.002,8	5	3.315,1	21	7.109,4	51	29.016,4
Asfaltit					1	135,0	2	688,8	3	823,8
Çöp										
Jeotermal	10	233,7	13	146,0	5	101,0	27	744,6	55	1.225,2
Çöp Gazı	1	4,0			1	1,2	10	117,8	12	123,0
Biyogaz	2	6,1	2	4,3	7	17,2	22	44,5	33	72,1
Biyokütle	7	35,4	7	57,4	5	43,0	10	35,5	29	171,2
Güneş										
Prit							1	11,5	1	11,5
Nafta							4	30,9	4	30,9
LPG							2	15,6	2	15,6
Nükleer			1	4800,0					1	4.800,0
<b>TOPLAM</b>	<b>209</b>	<b>36.537,8</b>	<b>150</b>	<b>20.544,2</b>	<b>373</b>	<b>19.057,9</b>	<b>1585</b>	<b>6.7372,7</b>	<b>2.317</b>	<b>143.512,5</b>

**Kaynak:** EPDK (18.01.2014 ODTÜ-MD Panelinde Yapılan Sunum, Elif Ferdal Karakaş)

EPDK verilerinden Ocak 2014 tarihinde oluşturulan yukarıdaki tabloda yer alan bilgiler oldukça çarpıcıdır. Toplam 67.372,7 MW lisans almış bulunan kapasite üzerine lisans alması uygun görülen 19057,9 MW (373 proje), inceleme-değerlendirme aşamasında bulunan 20.544,2 MW (150 proje) ve yeni başvuru yapılan 36537,8 MW (209 proje) toplandığında kurulu güç stoku 143.512,5 MW değerine ulaşacaktır. Bu kapasitelerin gerçekleşme olasılıkları kadar, gereklilikleri de incelenmeli, tartışılmalı ve proje stoku gözden geçirilmelidir.

Lisansların ve bunların yatırıma dönüşme süreçlerinin izlenebilmesi için alınabilecek önlemlerin tartışılmasından önce bu aksamaların nereden kaynaklandığının iyi belirlenmesi gerekmektedir.

Yukarıdaki tablo ve açıklamalardan da görüleceği üzere, elektrik üretim tesisleri için oldukça büyük miktarda lisans verilmiş durumdayken, bu lisansların yatırıma dönüşme oranı çok düşük seviyededir. Bilindiği üzere elektrik üretim lisansı üzerinde yatırımcı açısından bağlayıcı olan bilgi ve özellikler bulunmaktadır. Bunlardan birisi de üretim tesisinin işletmeye gireceği zamandır. Lisans alındığında bu tesisin ne zaman işletmeye gireceği kesin olarak belirlidir. Lisans sahibi tesisin işletmeye giriş tarihini taahhüt etmekle aslında çok büyük bir sorumluluk altına da girmektedir. Lisans sahibi yatırımcı lisans üzerinde belirtilen kapasiteyi yine belirtilen tarihte sisteme dahil etmeye söz vermiş durumdadır. Bu tarihin gecikmesi sadece üretim tesisinin işletmeye girmesinin aksaması değil aynı zamanda sistemde öngörülen lisans üzerindeki miktar kadar kapasite sorumluluğunun yerine getirilememiş olmasıdır. Bu nedenle üretim tesisi yatırımlarının lisanslarında belirtilen tarihten sonraya kalması, yatırımcının bu sorumluluğu yerine getirmemiş olması ve sistemde çok ciddi aksamaya neden olması anlamına gelmektedir. Mevcut uygulamada, üretim tesisi lisanslarında gerektiği gibi izleme yapılmamakta, gecikmeye karşı gereken yaptırımlar uygulanmamaktadır. Hatta 4628 Sayılı Kanun'un 11. maddesinde öngörülen cezai yaptırımlar, gerçekte yeterli olmamasına karşın bu madde bile tam olarak uygulanmamaktadır Oysa bir yatırımın gecikmesi elektrik sisteminde bilinenden daha fazla sorun oluşmasına yol açabilmektedir.

Mevcut yasal düzenlemede elektrik üretim yatırımlarının tamamının özel sektör şirketleri tarafından yapılması öngörülmektedir. Her ne kadar, 03.03.2001 tarihinde yürürlüğe girmiş olan 4628 sayılı Sayılı EPK'nun 2 maddesi a) bendi 1. alt bendinde her ne kadar "*Elektrik Üretim AŞ ... gerektiğinde yeni üretim tesisleri kurabilir, kiralayabilir ve işletebilir...*" hükmü bulunmakta ise de; yasanın tümü göz önünde bulundurulduğunda, bu maddenin uygulanabilir olmadığı kolaylıkla anlaşılabilir. Zaten yukarıdaki madde 09.07.2008 tarihinde yürürlüğe giren 5784 sayılı "*Elektrik Piyasası Kanunu ve Bazı Kanunlarda Değişiklik Yapılmasına Dair Kanun*" ile değiştirilmiş ve EÜAŞ'ın yeni üretim tesisi kurabileceği hükmü ortadan kaldırılmıştır.

30 Mart 2013 tarihinde yürürlüğe giren 6446 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ile EÜAŞ'ın görev ve yetkileri daha belirgin olarak tanımlanmıştır. Son düzenlemeye göre, EÜAŞ herhangi bir elektrik üretim şirketi gibi yeni yatırım yapıp piyasada faaliyet gösterebilecektir. Ancak Bakanlığın uygun görüşü sonucu bu faaliyetlerini yerine getirebilecektir. 6446 Sayılı EPK'nun 7. Maddesinde üretim faaliyetinin lisansları kapsamında, kamu ve özel sektör üretim şirketleri ile organize sanayi bölgesi tüzel kişiliği tarafından yürütülebileceği açıkça belirtilmiştir..

Ancak izlenen politikalara bakılacak olursa, EÜAŞ'ın yeni tesis kurma kararını vermesi mümkün olmayacaktır.

Türkiye’de halen yürürlükte olan ve tam serbest piyasa uygulamasını öngören 6446 Sayılı EPK ve ikincil mevzuat elektrik sektöründe yeni yatırımların bir plan dahilinde ele alınmasını engellemektedir. Bu durumun aksine, 3154 Sayılı “Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığının Teşkilat ve Görevleri Hakkında Kanun’un 2. maddesinde belirlenen” görevlerin yanı sıra Bakanlığa;

*Ülkenin enerji ve tabii kaynaklara olan kısa ve uzun vadeli ihtiyacını belirlemek, temini için gerekli politikaların tespitine yardımcı olmak, planlamalarını yapmak,*

*Enerji ve tabii kaynakların ülke yararına, teknik icaplara ve ekonomik gelişmelere uygun olarak araştırılması, işletilmesi, geliştirilmesi, değerlendirilmesi, kontrolü ve korunması amacıyla genel politika esaslarının tespit ve tayinine yardımcı olmak, gerekli programları yapmak, plan ve projeleri hazırlamak veya hazırlatmak,*

*Bu kaynakların değerlendirilmesine yönelik arama, tesis kurma, işletme ve faydalanma haklarını vermek, gerektiğinde bu hakların devir, intikal, iptal işlemlerini yapmak, ipotek, istimlak ve diğer takyit edici hakları tesis etmek, bunların sicillerini tutmak ve muhafaza etmek,*

görevlerini de vermektedir.

3 Mart 2013 tarihinde yürürlüğe giren 6446 Sayılı EPK 7. ve 26 maddeleri ile yeniden tanımlanan EÜAŞ görevleri, bu son açıklanan ETKB görevleri ile daha uyumlu hale gelmiş ve 4628 Sayılı EPK hükümlerinin çeliştiği önemli hususlar ortadan kaldırılmıştır. Son düzenlemeye göre, ETKB uygun görüşü ile EÜAŞ artık daha rahat bir şekilde yeni üretim tesisi yatırımları yapabilecek konumdadır. ETKB görevleri arasında, enerjiye olan (elektrik dahil) kısa ve uzun vadeli ihtiyaçların belirlenmesi ve ihtiyaç duyulan bu enerjinin (elektrik dahil) temin edilmesi veya temin ettirilmesi yer almaktadır. Bir anlamda, elektrik enerjisi üretim yatırımlarının piyasa katılımcısı özel sektör tarafından yerine getirilemediği durumda, yapılmış olan planlama çalışmaları çerçevesinde Bakanlık eliyle gerçekleştirilmesi mümkündür.

6446 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu’nda, Arz Güvenliği başlığı altında, elektrik sisteminin gelecekteki arz güvenliğinin sağlanmasına yönelik olarak, 20 Yıllık Uzun Dönem Elektrik Enerjisi Üretim Planlama Çalışması’nın TEİAŞ tarafından hazırlanıp Bakanlık tarafından yayımlanacağı ve buna istinaden her yılın sonuna kadar bir Arz Güvenliği Raporu hazırlanıp Bakanlar Kurulu’na sunulacağı hükmü yer almaktadır. Ancak, ETKB tarafından elektrik arz güvenliğinin bu planlama raporuna göre izleneceği ve raporlanacağı belirtilmiş olsa da, esas olarak bu plan çerçevesinde sistem gelişmesinin sağlanacağı yönünde bir hüküm bulunmamaktadır. Biraz daha açık söylemek gerekirse, TEİAŞ tarafından iki yılda bir güncellenmek üzere elektrik enerjisi uzun dönem planlama çalışması yapılacağı ve bu çalışmaya göre ETKB tarafından her yılın sonunda bir arz güvenliği raporu yayımlanacağı belirtilmektedir. Arz güvenliğinin tehlikeye girdiğinin anlaşıldığı anda, gerektiğinde kamuya ait elektrik üretim şirketlerine yeni üretim yatırımı yapma görevi verilebileceğinden söz edilmektedir. Bilindiği gibi elektrik enerjisi üretim tesisleri yatırımları, uzun vadede karara bağlanabilen, uzun bir süreçte gerçekleştirilebilen ve maliyeti oldukça yüksek yatırımlardır. Bunlar, akşam ihtiyaç hissedilip sabaha tesisi sonlandırılabilen yatırımlar değildir. Elektrik enerjisi arz güvenliğinin sağlanmasında bir tehlike olduğu; ancak birkaç yıl öncesinden tespit edilebilir. Dolayısıyla da gerekli yatırımların kararı çok önceden verilmelidir. Mevcut uygulamalarda ise üretim tesisleri yatırımı yapmak üzere başvuru ol-

maması değil, tam tersine gerekenden çok fazla başvuru olduğu halde bazı yatırımların zamanında tamamlanamamış olması büyük risk taşımaktadır. Üretim tesisi yatırımı yapmak üzere mevcut durumda oldukça büyük miktarda kapasite bulunmakta olup, bu kapasitelerin önemli bir kısmı lisans da almıştır. Bunlara ilişkin miktarlar yukarıdaki tabloda gösterilmiştir. Başvurular ve alınan lisanslar göz önüne alındığında, görünür zaman içinde elektrik enerjisi kapasite açığı hiçbir zaman beklenemeyecektir. Ancak bu başvurular ve lisansların gecikmesi veya gereken zamanda gerçekleşmemesi, arz güvenliğinde sıkıntıya neden olursa bunun önleminin alınması çok kolay olmayabilecektir. Yani akşam ortaya çıkan arz sıkıntısının sabaha giderilmesi mümkün olmayacaktır. Arz güvenliğindeki tehlikeye ortaya çıkmadan stratejik olarak yatırım çözümlerinin belirlenmiş olması gerekmektedir. Bu da ancak, sağlıklı bir planlama çalışması ve bu planların uygulanması yoluyla olacaktır. Bugünkü durumda olduğu gibi, üretim tesisi yatırımı için gelen her başvurunun kabul edilmesi ve lisans verilmesi; ancak alınmış olan bu lisansların gerçekleşmelerinin belirsizliğinin sürmesi, arz güvenliğinin tehlikeye girdiğinin anlaşılması halinde çözüm için çok geç kalınmış olduğu anlamına gelecektir.

6446 Sayılı EPK bütünüyle ve ayrıntılı olarak incelendiğinde, elektrik enerjisinin sadece ticaretinin kanunlaştırıldığı anlaşılabacaktır. Elektrik enerjisinde kaynak kullanım politikaları, üretim politikaları ve teknolojileri, arz güvenliği, kullanıcıların kaliteli elektrik enerjisine ulaşma olanakları gibi konuların eksik kaldığı görülmektedir. Bu kanunla ayrıca elektrik sektöründe, özellikle üretim ve dağıtım faaliyetinde sorumlulukların tanımlanmadığı anlaşılmaktadır. Üretim ve dağıtım faaliyetlerinde sorumlulukların ve sorumluların tanımlanmamış olması, elektrik enerjisi faaliyetinde kamu hizmeti özelliğinin tamamen ortadan kalktığı anlamına gelmektedir. Bu durumda da, aslında, elektrik faaliyetinde Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın bir etkinliği kalmamaktadır. Elektrik enerjisinde üretimden dağıtıma kadar olan aşamada sunum güvenliği tam olarak serbest piyasada faaliyet gösteren katılımcılara bırakılmış ve elektrik arz güvenliğinin sağlanması faaliyet gösterenlerin kazanç sağlamalarına ilişkilendirilmiştir. Kanun dikkatle incelenirse, gerek üretim aşamasında ve gerekse dağıtım aşamasında faaliyetlerin yerine getirilememesinden doğan arz sıkıntısının sorumlusu yoktur, cezası da sadece bu faaliyetten para kazanmamaktır. Buna ek olarak, yukarıda da açıklanmaya çalışıldığı gibi, artan talebin karşılanması için yeni kapasite yatırımlarının da piyasa katılımcıları tarafından gerçekleştirilmesi beklenmektedir. Ancak, bu konuda da sorumluluk tanımı yapılmamaktadır. Gerekli yeni kapasitenin zamanında yapılamayacağına anlaşılması durumunda; yalnızca siyasi otoriteye görev tanımı yapılmakta, ancak bu tanım da günümüz koşullarında ve mevcut uygulamalar çerçevesinde neredeyse mümkün olmayacak durumdadır. Elektrik üretim ve dağıtım faaliyetlerinde siyasi sorumlulukların tanımlanmamış olması da doğal olarak Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığını sektörün dışında tutmaktadır. Siyasi sorumluluk adına Bakanlığın elektrik sektörünün dışında kalması, bu sektörün faaliyetlerinin kamu adına yürütülmesinin terk edilmesi anlamına gelmektedir ki Kanun da zaten elektrik sektöründe sadece ticari faaliyetleri kapsama almış arz güvenliği kavramını neredeyse kapsam dışında tutmuştur.

Elektrik enerjisi arz güvenliği sağlanması konusundaki hedefleri ve gelişmeleri özetlemekte yarar görülmektedir.

17.3.2004 tarih ve 2004/3 sayılı YPK kararı ile yayımlanmış olan **ELEKTRİK ENERJİSİ SEKTÖRÜ REFORMU VE ÖZELLEŞTİRME STRATEJİ BELGESİ** hedeflerinde, arz güvenliğinin sağlanması konusunda o zaman için mevcut kamu elektrik üretim tesislerinin iyileştirilmesi için çalışmalar yapılması ve arz güvenliğinin izlenmesi dışında somut bir karar bulunmamaktadır. Bir diğer hedef

olarak, “Yakıt ve kaynak çeşitliğinin sağlanmasını ve arz kaynaklarının önceden planlanmasını teminen, arz güvenliği açısından yapılacak analizler sonucunda büyük HES’ler de dahil olmak üzere yerli kaynaklardan elektrik enerjisi üretim yatırımlarının yapılması ve arz güvenliği için gerekli düzenlemeler ETKB ve DPT Müsteşarlığı tarafından yapılacaktır.” ifadesi yer almakta, ancak bu hedef için somut aşamalar belirtilmemektedir. Bu belge yayımlandığı tarih itibarıyla düşünüldüğünde, yeni yapılacak elektrik üretim tesislerinin tamamının özel sektör tarafından yapılacağına Hükümet tarafından da beklendiği anlaşılmaktadır.

18 Mayıs 2009 tarih ve 2009/11 sayılı YPK kararı olarak **ELEKTRİK ENERJİSİ PİYASASI VE ARZ GÜVENLİĞİ STRATEJİ BELGESİ** yeniden yayımlanmıştır. Son Strateji Belgesi’nde arz güvenliği kavramı, sadece mevcut sistemin iyileştirilmesi, devam eden üretim tesisi yatırımlarının hızlandırılması ve elektrik iletim sisteminin iyileştirilmesi olarak tanımlanmış, artması beklenen elektrik talebini karşılamak üzere yeni üretim tesisleri yatırımları doğrudan hedefe konulmamakla birlikte, elektrik üretiminde kullanılacak bilinen yerli kaynakların kullanılmasına yönelik hedefler belirlenmiştir. Bu kapsamda;

- Bilinen yerli linyit ve taş kömürü kaynaklarının tamamının 2023 yılına kadar değerlendirileceği,
- 2020 yılına kadar elektrik üretiminde nükleer payının %5 seviyesine yükseleceği,
- Teknik ve ekonomik olarak kullanılacak hidrolik potansiyelin tamamının 2023 yılına kadar değerlendirileceği,
- Rüzgar enerjisi kurulu gücünün 2023 yılına kadar 20,000 MW olacağı,
- Elektrik üretimi için uygun olduğu tespit edilen 600 MW jeotermal enerji kurulu gücün gerçekleştirileceği,
- Güneş enerjisi için kesin hedef belirtilmemekle birlikte bu kaynağa bağlı elektrik üretimini özendirerek yasal değişiklikler yapılacağı ve teknolojik gelişmeler takip edilerek uygulamaların genişletileceği,
- Diğer yenilenebilir kaynakların potansiyel gelişmeleri takip edilerek, yasal düzenlemeler de yapılarak mümkün olduğunca fazla kullanılacağı ve bunun sonucu olarak fosil kaynaklar ile ithal kaynakların elektrik üretimindeki paylarının azaltılacağı,
- Elektrik üretiminde doğal gaz payının %30 seviyesinin altına düşürüleceği,
- İthal kömür kaynağının ise ancak yerli ve yenilenebilir kaynakların değerlendirilmesi sonucu arz güvenliğini sağlamak üzere gerektiğinde düşünüleceği

kesin hedefler olarak belirlenmiştir.

Ancak bu Strateji Belgesi’nin yürürlüğe girdiği tarihten bu yana belirlenen hedefler doğrultusunda somut adımlar atıldığı tartışma konusudur. Bu hedefler çerçevesinde değerlendirilebilecek Afşin-Elbistan sahası linyitlerinin değerlendirilmesi için yapılan girişim ve varılan sonuç ayrıca tartışılması gereken bir durumdur.

Elektrik Enerjisi Arz Güvenliği Strateji Belgesi kesin hedefler belirlemesine karşın, bu hedeflere yönelik hiçbir uygulama olmadığı görülmektedir. Özellikle elektrik üretim tesisi yatırımları için kaynak kullanımı hedefleri strateji belgesinde bir kenarda dururken, yeni tesisler için alınan başvurular, bu



başvuruların değerlendirilmesi ve lisanslandırılması hususlarında bu hedeflerin hiç dikkate alınmadığı gözlemlenmektedir. YPK kararı olarak yayımlanmış olan Elektrik Enerjisi Arz Güvenliği Strateji Belgesi hükümlerinin uygulanmasının da hükümet tarafından yerine getirilmesi gerekirken EPDK uygulamalarının bu çerçevede olmadığı açıktır.

18 Mayıs 2009 tarihinde yayımlanmış olan Elektrik Enerjisi Arz Güvenliği Strateji Belgesi hedefleri artık gerçek olmaktan uzaklaşmıştır. Bu belgenin ivedilikle güncellenmesi gerekmektedir, ancak güncellenen yeni hedefler doğrultusunda uygulamalar hayata geçirilmeyecekse böyle hedeflerin belirlenmesi ve yayımlanması anlamsız olacaktır. Doğru olan uygulama ise, bu gibi stratejik hedeflerin belirlenmesi ve hükümet tarafından yakın takibe alınarak uygulanmasının sağlanmasıdır. Bu izleme ve uygulama hükümet adına ETKB tarafından yapılmalı, EPDK ise ancak belirlenen hedefler çerçevesinde ve uygun görülen politikalara göre lisans vermelidir. Yeni elektrik üretim tesisleri için kaynak kullanımı politika ve stratejilerinin belirlenmesinde EPDK söz sahibi olmamalıdır. Bilindiği üzere EPDK bir düzenleyici kurumdur; görevleri, aslında, elektrik piyasası hakkında düzenlemeler yapmak ve denetimleri yerine getirmektir. İleriye yönelik gelişmelerin kararını vermekte EPDK, aslında yetki sahibi değildir. Bu yetki, ancak hükümete aittir, hükümet adına da ETKB bu yetkiyi kullanabilir.

Talebin gelişmiş ülkelere göre daha yüksek oranlarda arttığı ülkemizde artık, elektrik yokluğuna katlanmak durumu ile karşılaşılmasıdır. Elektrik enerjisinin toplum açısından önemi göz önüne alındığında, kamu hizmeti yükümlülüğü sürdürülmelidir. Elektrik faaliyetlerinde özel şirketlerin var olması bu kamu hizmeti yükümlülüğünün olmayacağı anlamına gelmemelidir. Gerek mevcut elektrik sistemindeki uygulamalar ve gerekse artan talebi karşılamak üzere yeni yapılması gereken üretim tesislerinin kaynaklarının, teknolojilerinin, zamanlamasının ve bölgesel konumlarının belirlenmesinde siyasi otoritenin hem yetkili hem de sorumlu olması gerekir. Bu konudaki sorumluluğu taşıyacak siyasi otoritenin de maliyet olarak düşük, çevre ile uyumlu ve toplumda her kesimin kolaylıkla ulaşabileceği elektrik enerjisi sunumunu serbest piyasadan beklemek yerine, planlı bir gelişmeyle kendisinin gerçekleştirilmesi gerekmektedir.

Buraya kadar yapılan açıklamalarla, elektrik üretim yatırımlarının sağlıklı olarak, ihtiyaç kadar ve zamanında gerçekleştirilebilmesi için, yasal düzenlemelerin yeterli olmadığı ve mevcut yasal düzenlemelerin bu yatırımları tamamen özel yatırımcı şirketlerin inisiyatifine bıraktığı ve aksamalar konusunda herhangi bir önlemin bulunmadığı ortaya konulmaya çalışılmıştır.

Bir yatırımcıya verilmiş olan üretim lisansı, bu yatırımcıya elektrik üretimi yapma hakkı kazandırırken, aynı zamanda lisans hükümlerine göre belirlenmiş kapasiteyi yerine getirme sorumluluğunu da vermektedir. Eğer bu lisans kapsamındaki üretim tesisi zamanında bitirilemez ve bu nedenle yatırımcı şirket sistemde açık oluşmasına neden olursa, bu sorumluluğun kim tarafından yerine getirileceğinin tanımı şu an itibarıyla bulunmamaktadır. Neden olduğu sorumluluğu şirketin kendisi yerine getirmeli, gereken cezai yaptırım uygulanmalıdır. Şu an için Türkiye'de, görece olarak, elektrik üretim kapasitesi açığı olmasa da, ekonomik krizin etkisini kaybedip özellikle imalat sektörünün canlanmasıyla elektrik üretim kapasitesi açığı söz konusu olabilir. Elektrik enerjisinin kendine özgü olan anlık ihtiyaca göre üretilmesi gerekliliği kapasite açığının katlanılamaz olması demektir. Dolayısıyla bu konuda hata yapılmasının veya hataya neden olunmasının önüne geçmek için, yasal düzenlemeler ve gereken uygulamalar sağlıklı belirlenmeli ve bu konudaki süreç iyi yönetilmelidir.

Türkiye’de santrallerin yapımı ile ilgili daha önce verilen bilgiler, elektrik üretiminin ve tüketiminin yıllara göre gelişimi ve kaynaklara göre dağılımına ilişkin aşağıda yer alan veriler, konuya neden bir kamusal planlama anlayışıyla yaklaşılması gerektiğini anlatmaktadır.

Türkiye elektrik sisteminin yönetimi, bilindiği üzere bir devlet kuruluşu olan TEİAŞ tarafından gerçekleştirilmektedir. **Sektörde faaliyet gösteren katılımcılar, doğal olarak, elektrik sisteminin gelişmesine ve görünür zamandaki geleceğine ilişkin verilere ulaşmak isteyeceklerdir. Ancak son zamanlarda istatistiksel bilgilerin derlenip yayımlanmasında ve elektrik sistemine ilişkin güncel gelişmelerin açıklanmasında büyük eksiklikler olduğu dikkati çekmektedir. Hatta daha önceden yayımlanan bilgilerin bir kısmı şimdi yayımlanmamaktadır. Oysa, mevcut durumda yürürlükte olan mevzuat gereği elektrik sistemiyle ilgili oldukça ayrıntılı bilgilerin kamuoyuna ve sektör katılımcılarına açıklanması zorunludur. Bu hususta en çarpıcı örnek, Şebeke Yönetmeliği’nde kesin hüküm olarak yer almasına karşın, Elektrik İletim Sistemi On Yıllık Gelişim Planı ve Elektrik Dağıtım Bölgelerinde On Yıllık Talep Tahmini şimdiye kadar hazırlanıp yayımlanmamıştır. Oysa, her iki çalışmaya hem sektör katılımcıları hem de kamuoyu tarafından ihtiyaç duyulmaktadır.**

Türkiye elektrik sektöründe piyasa yapısına geçilmesi ve devamında özelleştirme sürecinde ayrıntılı bilgi ihtiyacı artmış olması gerekir. Ancak serbest piyasa yapısı öncesine göre bile yayımlanan bilgilerde gelişme olmadığı gibi daralma olmuştur. Bu durum, sektörde yer alan ve yer almak isteyen birçok katılımcının gözünden kaçmaktadır. Birçok yatırımcı gerçekten bilgiye ihtiyaç duymamakta mıdır? Yoksa ihtiyacı olan bilgilere uygun olmayan bazı yollardan mı ulaşmaktadır? Türkiye’de elektrik sektörünün temel yapısı TEİAŞ tarafından oluşturulduğu ve elektrik sisteminin işletilmesi de bu kurum tarafından gerçekleştirildiği için, elektrik sektörünün bütünü hakkında ayrıntılı bilgilerin de bu kurum tarafından derlenip kullanıcılara sunulması gerekir. Elektrik sisteminin bütünü hakkında tüm bilgilere ulaşmak, sadece sistem kullanıcılarının değil, ilgisi olan tüm vatandaşların ve meslek kuruluşlarının da hakkıdır. Sektöre ilgi gösteren yatırımcılar, elektrik sisteminin geleceğe yönelik gelişmeleri hakkında bilgilere sahip olmadan yatırım girişiminde bulunuyorlarsa ileride kendilerini nasıl tehlikelerin beklediğini hesap etmelidirler.

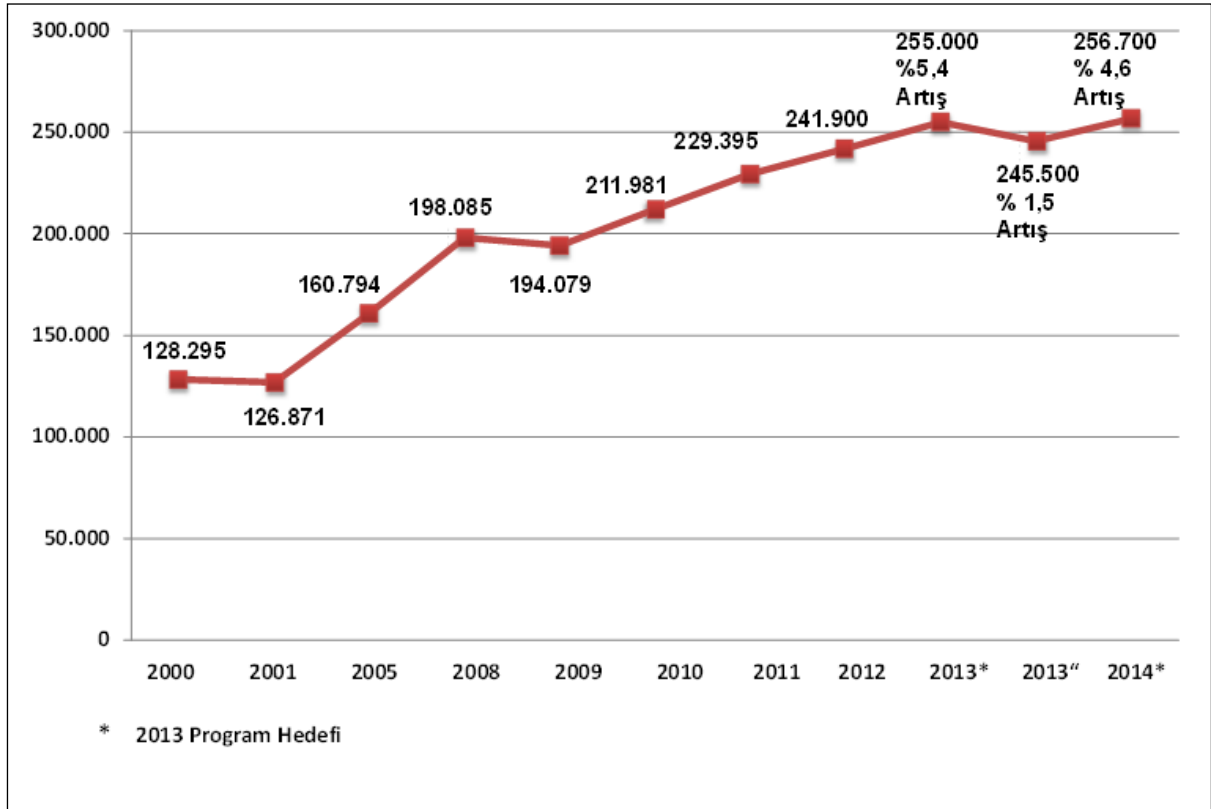
Aşağıdaki tablo ve grafiklerde, Türkiye’de elektrik üretim ve tüketiminin, ekonomide kriz yaşanmayan yıllarda hızla arttığı, yıllık artış hızının 1980’li ve 1990’lı yıllarda zaman zaman %11 seviyesinin üzerine çıktığı, son dönemde de ise bazı yıllarda %8’in üzerinde ve hatta 2011’de olduğu gibi %9,4’e kadar ulaştığı görülmektedir.

2013 yılı için öngörülen 255 milyar kWh’lik tüketim tahmini beklenenin çok altında olmuş ve 2012 yılına göre %1,4 artarak 245,7 Milyar kWh olarak gerçekleşmiştir. Bu düşük artış oranının nedenleri ayrıca incelemeye değer kadar ilginçtir. Şimdiye kadar olan yıllık ekonomik büyüme ile elektrik tüketimi arasındaki ilişki bu yılda kopmuştur.

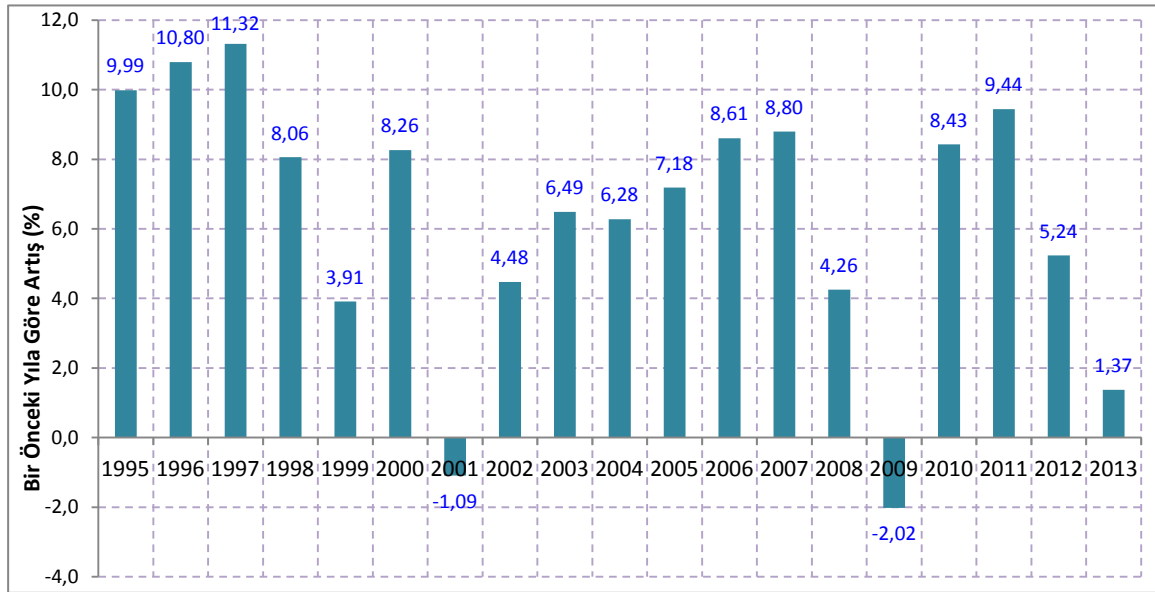
**Tablo 2.3** Türkiye Elektrik Üretimi ve Tüketimi (1995-2013)

	Brüt Üretim (Milyon kWh)	Önceki Yıla Göre Artış (%)	Dış Alım (Milyon kWh)	Dış Satış (Milyon kWh)	Brüt Tüketim (Milyon kWh)	Önceki Yıla Göre Artış (%)
1984	30.613,5	-	2.653,0		33.266,5	-
1985	34.218,9	11,8	2.142,4		36.361,3	9,3
1986	39.694,8	16,0	776,6		40.471,4	11,3
1987	44.352,9	11,7	572,1		44.925,0	11,0
1988	48.048,8	8,3	381,2		48.430,0	7,8
1989	52.043,2	8,3	558,5		52.601,7	8,6
1990	57.543,0	10,6	175,5	906,8	56.811,7	8,0
1991	60.246,3	4,7	759,4	506,4	60.499,3	6,5
1992	67.342,2	11,8	188,8	314,2	67.216,8	11,1
1993	73.807,5	9,6	212,9	588,7	73.431,7	9,2
1994	78.321,7	6,1	31,4	570,1	77.783,0	5,9
1995	86.247,4	10,1	0,0	695,9	85.551,5	10,0
1996	94.861,7	10,0	270,1	343,1	94.788,7	10,8
1997	103.295,8	8,9	2.492,3	271,0	105.517,1	11,3
1998	111.022,4	7,5	3.298,5	298,2	114.022,7	8,1
1999	116.439,9	4,9	2.330,3	285,3	118.484,9	3,9
2000	124.921,6	7,3	3.791,3	437,3	128.275,6	8,3
2001	122.724,7	-1,8	4.579,4	432,8	126.871,3	-1,1
2002	129.399,5	5,4	3.588,2	435,1	132.552,6	4,5
2003	140.580,5	8,6	1.158,0	587,6	141.150,9	6,5
2004	150.698,3	7,2	463,5	1.144,3	150.017,5	6,3
2005	161.956,2	7,5	635,9	1.798,1	160.794,0	7,2
2006	176.299,8	8,9	573,2	2.235,7	174.637,3	8,6
2007	191.558,1	8,7	864,3	2.422,2	190.000,2	8,8
2008	198.418,0	3,6	789,4	1.122,2	198.085,2	4,3
2009	194.812,9	-1,8	812,0	1.545,8	194.079,1	-2,0
2010	211.207,7	8,4	1.143,8	1.917,6	210.433,9	8,4
2011	229.395,1	8,6	4.555,8	3.644,6	230.306,3	9,4
2012	239.496,8	4,4	5.826,7	2.953,6	242.369,9	5,2
2013	239.293,3	-0,1	7.425,0	1.234,6	245.687,2	1,4

Kaynak: TEİAŞ



Şekil 2.1 Tüketime Sunulan Elektrik Enerjisi (GWh) 2000-2014

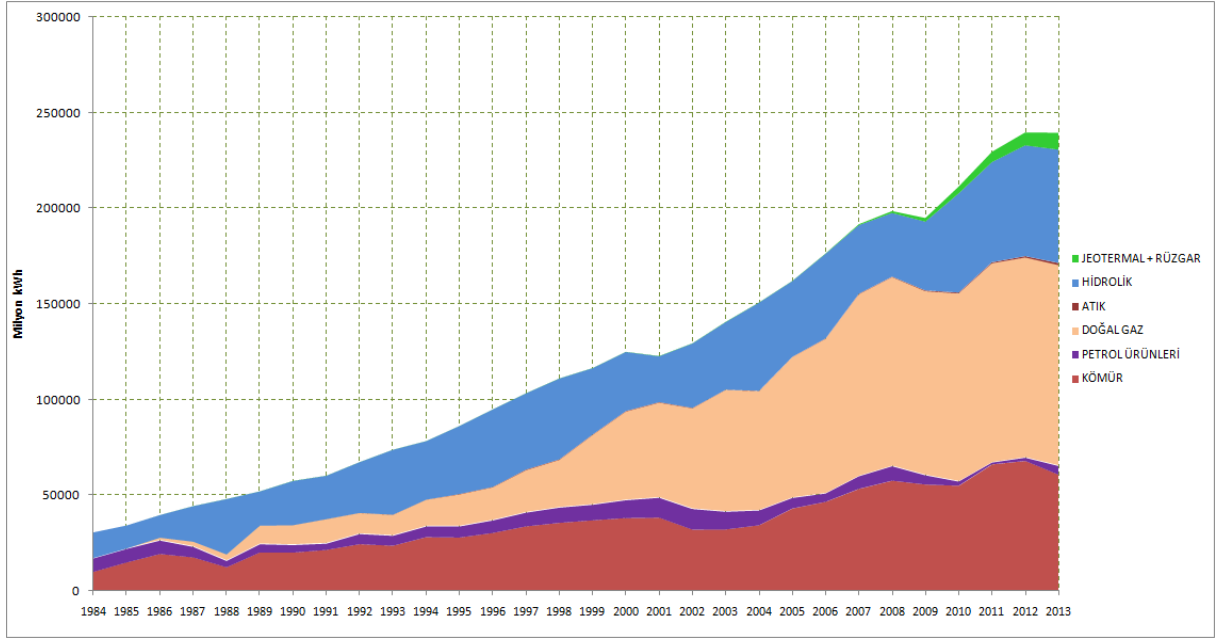


Şekil 2.2 Türkiye Elektrik Tüketiminin Yıllara Göre Yüzdesele Değişimi (1995–2013)

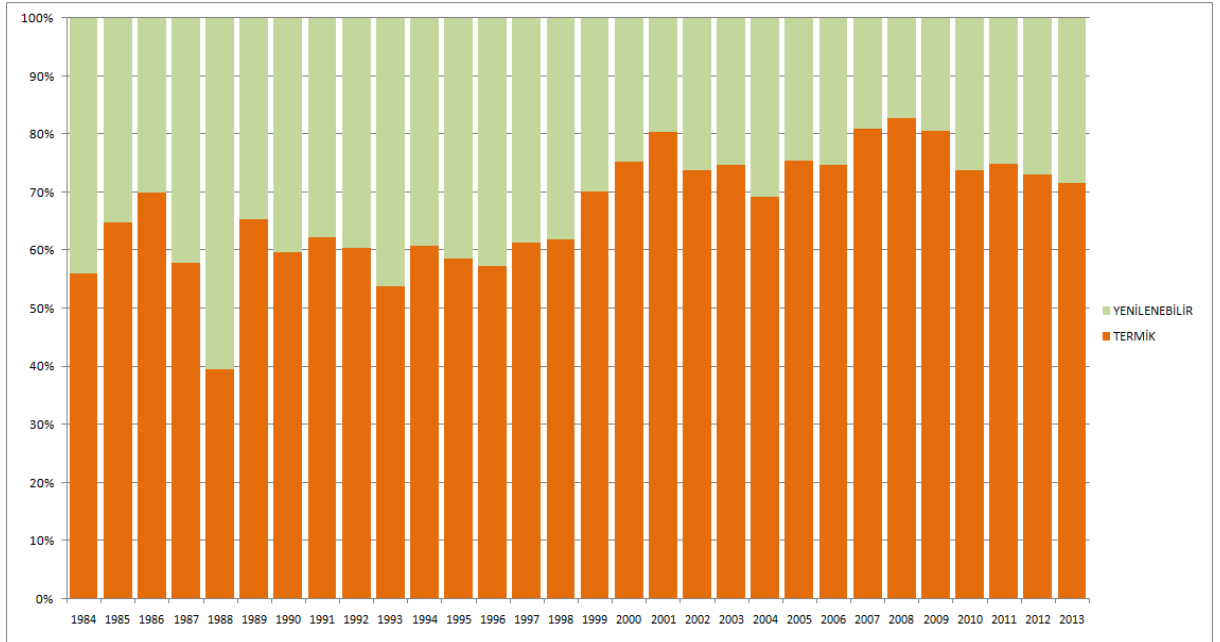
1984-2013 döneminde elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı incelendiğinde, toplam termik kaynakların payının %56,1'den %71,6 seviyesine yükseldiği, buna karşılık toplam yenilenebilir kaynakların payının %43,9'dan %28,4 seviyesine düştüğü görülmektedir. Bu değişimde en çarpıcı gelişme, doğal gaz payının çok hızlı artması, hidrolik payının ise belirgin olarak azalmasıdır. Kömürden elektrik üretiminin payı ise toplam elektrik üretimi içinde azalma göstermiştir. Aslında, ithal kömür payı artış göstermesine karşın, yerli linyit ve taş kömürüne bağlı elektrik üretim miktarı artmadığı, dolayısı ile oran olarak azaldığı için kömürün toplam elektrik üretimi içinde payı gerilemiştir. Diğer kaynaklar, miktar olarak çok küçük olduğu için toplam elektrik üretimi içinde düşük pay almaktadır. Ancak her bir kaynak kendi içinde değerlendirildiğinde son yıllarda özellikle rüzgar elektrik üretiminde önemli artış gerçekleşmiştir.

**Tablo 2.4.** Elektrik Enerjisi Üretiminin Enerji Kaynaklarına Göre Dağılımı (1984-2013)

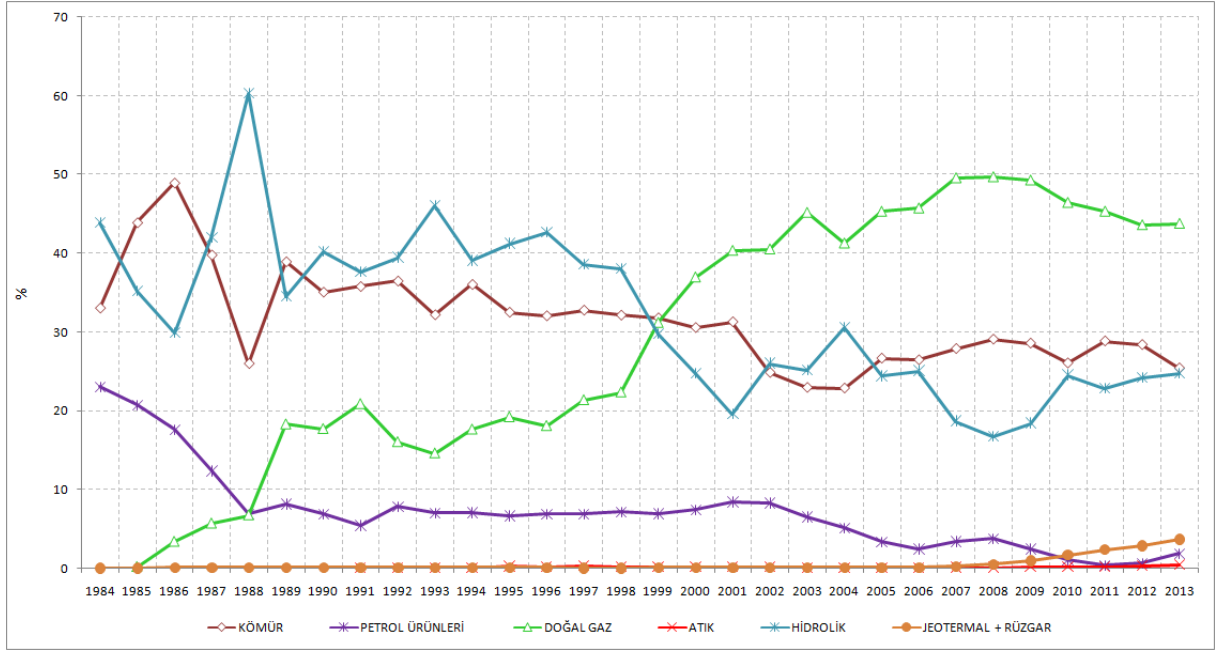
	KÖMÜR		PETROL ÜRÜNLERİ		DOĞAL GAZ		ATIK		TERMİK		HİDROLİK		JEOTERMAL + RÜZGAR		YENİLENEBİLİR		TOPLAM
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	
1984	10118,3	33,1	7046,8	23,0					17165,1	56,1	13426,3	43,9	22,1	0,1	13448,4	43,9	30613,5
1985	15027,8	43,9	7082,0	20,7	58,2	0,2			22168,0	64,8	12044,9	35,2	6,0	0,0	12050,9	35,2	34218,9
1986	19437,3	49,0	7000,6	17,6	1340,7	3,4			27778,6	70,0	11872,6	29,9	43,6	0,1	11916,2	30,0	39694,8
1987	17653,5	39,8	5495,6	12,4	2528,1	5,7			25677,2	57,9	18617,8	42,0	57,9	0,1	18675,7	42,1	44352,9
1988	12486,6	26,0	3304,7	6,9	3239,5	6,7			19030,8	39,6	28949,6	60,3	68,4	0,1	29018,0	60,4	48048,8
1989	20269,5	38,9	4247,5	8,2	9524,0	18,3			34041,0	65,4	17939,6	34,5	62,6	0,1	18002,2	34,6	52043,2
1990	20181,3	35,1	3941,7	6,9	10192,3	17,7			34315,3	59,6	23147,6	40,2	80,1	0,1	23227,7	40,4	57543,0
1991	21561,5	35,8	3293,2	5,5	12588,6	20,9	38,4	0,1	37481,7	62,2	22683,3	37,7	81,3	0,1	22764,6	37,8	60246,3
1992	24570,8	36,5	5273,0	7,8	10813,7	16,1	47,1	0,1	40704,6	60,4	26568,0	39,5	69,6	0,1	26637,6	39,6	67342,2
1993	23759,9	32,2	5174,5	7,0	10788,2	14,6	56,4	0,1	39779,0	53,9	33950,9	46,0	77,6	0,1	34028,5	46,1	73807,5
1994	28234,7	36,0	5548,8	7,1	13822,3	17,6	50,9	0,1	47656,7	60,8	30585,9	39,1	79,1	0,1	30665,0	39,2	78321,7
1995	28046,9	32,5	5772,0	6,7	16579,3	19,2	222,3	0,3	50620,5	58,7	35540,9	41,2	86,0	0,1	35626,9	41,3	86247,4
1996	30413,6	32,1	6539,6	6,9	17174,2	18,1	175,4	0,2	54302,8	57,2	40475,2	42,7	83,7	0,1	40558,9	42,8	94861,7
1997	33860,0	32,8	7157,3	6,9	22085,6	21,4	294,0	0,3	63396,9	61,4	39816,1	38,5	82,8	0,1	39898,9	38,6	103295,8
1998	35687,5	32,1	7923,3	7,1	24837,5	22,4	254,6	0,2	68702,9	61,9	42229,0	38,0	90,5	0,1	42319,5	38,1	111022,4
1999	37030,9	31,8	8079,5	6,9	36345,9	31,2	204,7	0,2	81661,0	70,1	34677,5	29,8	101,4	0,1	34778,9	29,9	116439,9
2000	38186,3	30,6	9310,8	7,5	46216,9	37,0	220,2	0,2	93934,2	75,2	30878,5	24,7	108,9	0,1	30987,4	24,8	124921,6
2001	38417,5	31,3	10366,2	8,4	49549,2	40,4	229,9	0,2	98562,8	80,3	24009,9	19,6	152,0	0,1	24161,9	19,7	122724,7
2002	32149,1	24,8	10743,8	8,3	52496,5	40,6	173,7	0,1	95563,1	73,9	33683,8	26,0	152,6	0,1	33836,4	26,1	129399,5
2003	32252,9	22,9	9196,2	6,5	63536,0	45,2	115,9	0,1	105101,0	74,8	35329,5	25,1	150,0	0,1	35479,5	25,2	140580,5
2004	34447,6	22,9	7670,3	5,1	62241,8	41,3	104,0	0,1	104463,7	69,3	46083,7	30,6	150,9	0,1	46234,6	30,7	150698,3
2005	43192,5	26,7	5482,5	3,4	73444,9	45,3	122,4	0,1	122242,3	75,5	39560,5	24,4	153,4	0,1	39713,9	24,5	161956,2
2006	46649,5	26,5	4340,4	2,5	80691,2	45,8	154,0	0,1	131835,1	74,8	44244,2	25,1	220,5	0,1	44464,7	25,2	176299,8
2007	53430,9	27,9	6526,8	3,4	95024,8	49,6	213,7	0,1	155196,2	81,0	35850,8	18,7	511,1	0,3	36361,9	19,0	191558,1
2008	57715,6	29,1	7518,5	3,8	98685,3	49,7	219,9	0,1	164139,3	82,7	33269,8	16,8	1008,9	0,5	34278,7	17,3	198418,0
2009	55685,1	28,6	4803,5	2,5	96094,7	49,3	340,1	0,2	156923,4	80,6	35958,4	18,5	1931,1	1,0	37889,5	19,4	194812,9
2010	55046,4	26,1	2180,0	1,0	98143,7	46,5	457,5	0,2	155827,6	73,8	51795,5	24,5	3584,6	1,7	55380,1	26,2	211207,7
2011	66217,9	28,9	903,6	0,4	104047,6	45,4	469,2	0,2	171638,3	74,8	52338,6	22,8	5418,2	2,4	57756,8	25,2	229395,1
2012	68013,1	28,4	1638,7	0,7	104499,2	43,6	720,7	0,3	174871,7	73,0	57865,0	24,2	6760,1	2,8	64625,1	27,0	239496,8
2013	60844,1	25,4	4522,4	1,9	104835,0	43,8	1054,5	0,4	171256,0	71,6	59245,8	24,8	8791,5	3,7	68037,3	28,4	239293,3



Şekil 2.3 Toplam Elektrik Üretimine Kaynaklara Göre Gelişimi



Şekil 2.4 Toplam Elektrik Üretiminde Termik ve Hidrolik Paylar



Şekil 2.5 Toplam Elektrik Üretiminde Kaynakların Paylarının Gelişimi

## 2.2 Elektrik Talep Tahmini ve Üretim Kapasite Projeksiyonları

Türkiye elektrik enerjisi uzun dönem talep tahmin çalışmalarının, 6446 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ve 3154 Sayılı ETKB Kuruluş ve Görevleri Hakkında Kanun'da Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından yapılacağı hükme bağlanmıştır. Ancak 3.03.2013 tarihinde değiştirilerek, Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu Görev ve Yetkileri Hakkında Kanun olan eski Elektrik Piyasası Kanunu'nun ilk halinde elektrik enerjisi talep tahminlerinin elektrik dağıtım bölgeleri için hazırlanıp TEİAŞ tarafından sonuçlandırıldıktan sonra EPDK tarafından onaylanacağı belirtilmiştir. Her yıl hazırlanması gereken Elektrik Enerjisi Üretim Kapasite Projeksiyonu çalışmasında, bu talep tahminlerinin kullanılması gerektiği hükme bağlanmış ve ikincil mevzuatta da bu hükmün uygulanması açıklanmıştır. Ancak, 4628 sayılı EPK'nın uygulanmaya başlandığı ilk yıllarda elektrik dağıtım bölgeleri tarafından bölgesel elektrik talep tahminleri hazırlanması gerçekleştirilememiş, bir süre sonra da Elektrik Piyasası Şebeke Yönetmeliği'ne bir geçici madde eklenerek elektrik dağıtım bölgeleri için dağıtım şirketleri tarafından bölgesel talep tahminleri hazırlanmaya kadar ETKB tarafından hazırlanan talep serilerinin kullanılacağı değişikliği yapılmıştır. 6446 Sayılı EPK içeriğinde buna ilişkin kesin bir hüküm bulunmamasıyla birlikte, EPDK kuruluş kanunu olarak değiştirilen 4628 Sayılı Kanun'da EPDK'nın görevleri arasında, Elektrik Üretim Kapasite Projeksiyonu'nun TEİAŞ tarafından hazırlanacağı ve bu çalışmada elektrik dağıtım şirketleri tarafından bölgeleri için hazırlanıp TEİAŞ tarafından sonuçlandırıldıktan sonra EPDK tarafından onaylanan talep tahminlerinin kullanılacağı hükmü korunmuş durumdadır. **10 yıldan fazla süre ile hayata geçirilemeyen bir kanun hükmünün halen korunması anlaşılmalıdır.**



Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı uzun dönem enerji talep tahmin çalışmalarını yapmakta, bu çalışma içinde elektrik talep tahmini de belirlenmektedir. Ülke genel toplamı için yapılan bu talep tahmini çalışmalarında pek çok veri kullanılmaktadır. GSMH büyüme beklentileri/hedefleri, nüfus artış hızı beklentisi, kentleşme oranı beklentisi, toplam sanayi gelişme beklentisi ve bazı sanayi alt kollarının gelişme beklentisi esas olan ana veri gruplarıdır. Bu çalışmaların sonuçları, enerji ve elektrik tahminleri yanı sıra ileriye yönelik kalkınma hedeflerinin enerji ve elektrik tüketimine etkileridir. Hesaplama yöntemi olarak, ülke toplam talep tahmini belirlenmekte ve gerektiğinde sektörel ve bölgesel talep tahminleri de elde edilmektedir. Hesaplama yöntemi olarak, ülke toplam talep tahmini belirlenmekte ve gerektiğinde sektörel ve bölgesel talep tahminleri de elde edilmektedir. Hesaplama yöntemi olarak, ülke toplam talep tahmini belirlenmekte ve gerektiğinde sektörel ve bölgesel talep tahminleri de elde edilmektedir. Hesaplama yöntemi olarak, ülke toplam talep tahmini belirlenmekte ve gerektiğinde sektörel ve bölgesel talep tahminleri de elde edilmektedir.

4628 Sayılı Kanun'da korunan hükme göre, elektrik dağıtım bölgeleri için ayrı ayrı olarak belirlenmesi beklenen talep tahminlerine elektrik iletim sistemine doğrudan bağlı tüketicilerin talepleri de birleştirilmek suretiyle toplam elektrik talep tahmini hesaplanması öngörülmektedir. Dolayısıyla bu, tümevarım yaklaşımıdır.

Matematiksel olarak düşünüldüğünde, aynı veriler ve varsayımlar kullanıldığında her iki yaklaşımdan da aynı sonucun elde edilmesi beklenir. Ancak, halen uygulanan tümdengelim yaklaşımı ile uygulanması beklenen tümevarım yaklaşımı arasındaki en temel farklardan biri; halen uygulanan yaklaşımda, ülke beklenti ve hedefleri doğrultusunda toplam enerji ve bunun içinde elektrik talebinin hesaplanmasının yapılmasıdır. Buna karşın, uygulanamayan ama uygulanması beklenen yaklaşımda ise diğer enerji tüketim beklentilerinden bağımsız olarak sadece elektrik talebinin hesaplanmasıdır.

Türkiye'de bu kanun öncesi dönemlerde talep tahmini çalışmalarında tümdengelim yaklaşımı uygulanmıştır. Geçmiş yıllarda yapılan talep tahminlerinin gerçekleşen değerler ile karşılaştırılması yapıldığında, çalışma döneminin ilk yıllarında oldukça isabetli tahminlerin yapıldığı görülmektedir. Bu çalışmalarda bilgi birikimi, veri tabanı ve deneyimler olduğu için çalışmaların sonucu daha kabul edilebilir ve ülke hedeflerine uyumlu sonuçlara ulaşılabilir. Uzun yıllar boyunca da bu yaklaşım ile talep tahmini çalışmaları gerçekleştirilmiştir. Yukarıda da söz edildiği gibi bu çalışmalar, veri yoğun olup, enerji ve elektrik talep tahminleri çok fazla parametreye bağlıdır. Ülke geneli için bu parametrelere ilişkin veriler bulunmaktadır. Aynı verilerin bölgesel veya sektörel dağılımının bulunması oldukça zordur ya da imkansızdır. Ayrıca, genel enerji talebinden bağımsız olarak elektrik talep tahmini yapacak bilgi de bulunmamaktadır. Elektrik enerjisi talep tahmini çalışmaları için yaklaşım yönteminin yasa ile değiştirildiği 2003 yılından 2013 yılına kadar dağıtım bölgeleri için, talep tahmini çalışmaları yapılamamıştır.

Elektrik talep tahminlerinin diğer ülkelerde nasıl ve hangi yöntemler ile gerçekleştirildiği incelendiğinde;

- Tamamı elektrikleşmemiş ülkelerde elektrik talep tahmininin, ekonomik büyüme ve nüfus artışı ile doğrudan ilişkili olduğu, talep tahmini çalışmalarının ülke geneli için yapıldığı,
- Tamamı elektrikleştirilmiş olan az gelişmiş ülkelerde talep artışı ile ekonomik büyüme ve nüfus artışı yanı sıra, sanayi büyüme beklentileri ile doğrudan ilişkili olduğu ve bu çalışmaların ülke geneli için yapıldığı,

- Gelişmekte olan ülkelerde yukarıdaki parametrelerin yanı sıra, hizmet ve ulaştırma sektörlerindeki büyüme beklentilerinin de elektrik talebi ile doğrudan ilişkili olduğu, talep çalışmalarının yine ülke geneli için yapıldığı,
- Gelişmiş ülkelerde ise nüfus artışı yavaş , sanayi büyüme beklentisi sabit ya da çok düşük olduğu ve talep ile ilişkilerinin çok düşük, buna karşılık elektrik talebinin günlük yaşamı etkileyen unsurlar ile çok yoğun ilişkisi olduğu için elektrik talebi ile genel enerji talebi arasındaki ilişki çok zayıf olabilmektedir. İngiltere, Fransa, Almanya, İskandinav ülkeleri, Japonya, ABD'nin (büyük bir kısmı) aralarında olduğu gelişmiş ülkelerde yine, ya ülke geneli için ya da kendi içlerinde bölgeler için elektrik talep tahmini çalışmaları gerçekleştirilmektedir. Bu ülkelerin elektrik tüketiminde beklenen artış yıllık %2 dolayındadır.

Gelişmiş ülkelerde genellikle elektrik altyapıları tamamlanmış olduğu için sadece yenileme yatırımları yapılmakta, dolayısı ile talep tahminleri yeni altyapı yatırımları için baz olarak çok fazla dikkate alınmamaktadır.

Sonuç olarak, elektrik talebinin genel enerji talebi, ülke ekonomik büyüme hedefleri, toplam nüfus artışı ve hareketi, diğer altyapı yatırımları ile doğrudan ve yoğun ilişkili olması nedeni ile bu çalışmanın ülke toplamı için gerçekleştirilmesi ve uygulanan ülke politikaları da göz önünde bulundurularak bölgeler için genişletilmesi yerinde olacaktır. **Mevzuatta öngörüldüğü, ancak 10 yıllık bir süre içinde uygulanamayan bölgelere göre elektrik talep tahmini yapılması yaklaşımının terk edilerek ülke geneli için ETKB tarafından yapılan talep tahmini çalışmasının değerlendirilmesi uygun olacaktır.**

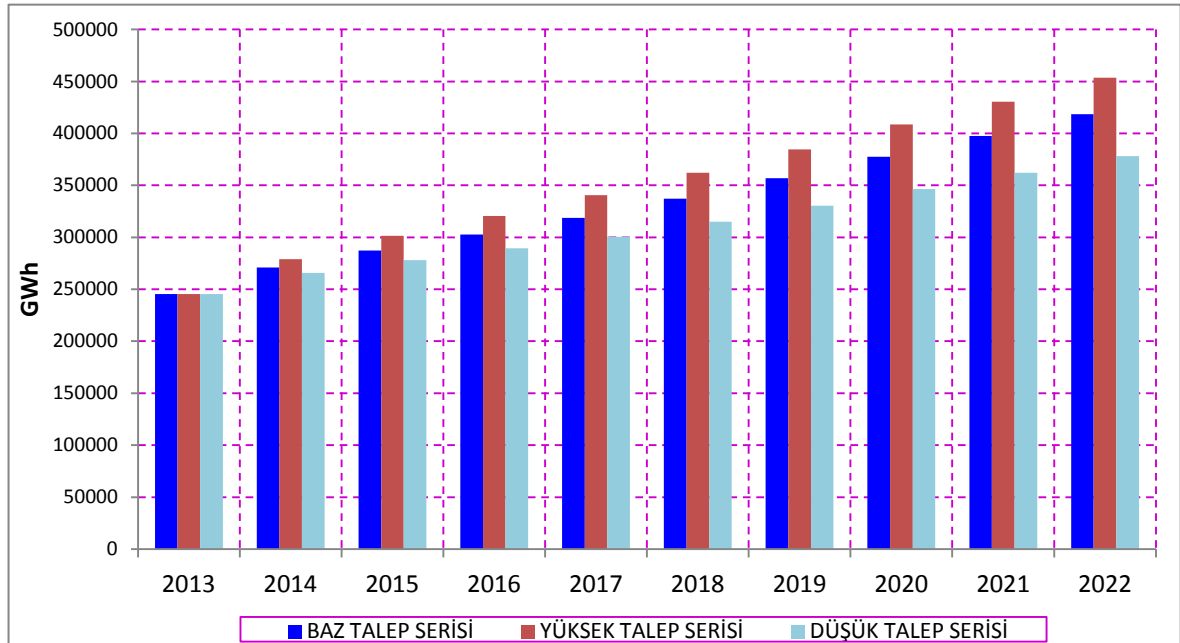
Mevzuata göre, 20 yıllık uzun dönem talep tahminleri ETKB tarafından hazırlanacak ve elektrik enerjisi uzun dönem planlama çalışması için kullanılacaktır. Ancak, bu planların uygulanması konusunda kesin bir hüküm bulunmamaktadır. 10 yıllık elektrik iletim ve dağıtım yatırımları için ise her bir elektrik dağıtım bölgesi için hazırlanan, TEİAŞ tarafından sonuçlandırılan ve EPDK tarafından onaylanan talep tahminlerinin kullanılacağı hüküm altına alınmıştır. Türkiye’de elektrik sisteminde yüksek oranda büyüme beklendiği için bu gelişme, diğer sektörlerdeki gelişmeden ve genel enerji talebinden bağımsız olarak elektrik enerjisi talebi hazırlanamayacağı için talep çalışmaları ülke geneli için ve bu bölümün başında belirtilen parametrelere bağlı olarak gerçekleştirilmelidir. Bölgesel gelişmeler de bu çalışmadan hareketle belirlenmeli, elektrik iletim ve dağıtım yatırımları için de bu çalışmalar kullanılmalıdır. Bölgeler için elektrik enerjisi talep tahmini çalışması dağıtım şirketleri tarafından belirlenemeyecektir, yapılacak çalışmaların toplamı ise ülke gerçek talep tahmini ile örtüşmeyecektir.

Şimdiye kadar EPDK ve TEİAŞ tarafından yayımlanmış bölgelere göre elektrik enerjisi talep değerleri bulunmadığı için burada yer verilememektedir. Eskiden beri ETKB tarafından ülke toplamı için yapılan talep tahmini çalışmalarından en son hazırlanan ve TEİAŞ tarafından yayımlanmış olan Elektrik Enerjisi Üretim Kapasite Projeksiyonu için kullanılan seriler aşağıda gösterilmiştir.

**Tablo 2.5** Elektrik Enerjisi Talep Artışı

YIL	BAZ TALEP SERİSİ				YÜKSEK TALEP SERİSİ				DÜŞÜK TALEP SERİSİ			
	PUANT TALEP		ENERJİ TALEBİ		PUANT TALEP		ENERJİ TALEBİ		PUANT TALEP		ENERJİ TALEBİ	
	MW	Artış (%)	GWh	Artış (%)	MW	Artış (%)	GWh	Artış (%)	MW	Artış (%)	GWh	Artış (%)
2013	38274	-	245484	-	38274	-	245484	-	38274	-	245484	-
2014	42300	10,5	271010	10,4	43500	13,7	278960	13,6	41500	8,4	265780	8,3
2015	44260	4,6	287310	6,0	46420	6,7	301300	8,0	42900	3,4	278160	4,7
2016	46630	5,4	302700	5,4	49370	6,4	320470	6,4	44570	3,9	289330	4,0
2017	49100	5,3	318710	5,3	52490	6,3	340710	6,3	46270	3,8	300390	3,8
2018	51940	5,8	337130	5,8	55780	6,3	362100	6,3	48500	4,8	314850	4,8
2019	54970	5,8	356830	5,8	59260	6,2	384670	6,2	50900	4,9	330440	5,0
2020	58160	5,8	377490	5,8	62930	6,2	408500	6,2	53380	4,9	346510	4,9
2021	61260	5,3	397660	5,3	66320	5,4	430510	5,4	55790	4,5	362130	4,5
2022	64490	5,3	418590	5,3	69880	5,4	453560	5,4	58230	4,4	378000	4,4

Not : 2014 yılı talep artışı için 2013 yılı gerçekleşen değerler kullanılmıştır.

**Şekil 2.6** Elektrik Enerjisi Talep Serileri

## DEĞERLENDİRME:

Elektrik enerjisi talep tahmini çalışması ve bu tahminler çerçevesinde uygulamalar yapma konusunda EPDK yetkili değildir. Yukarıda da söz edildiği üzere EPDK, elektrik piyasası için düzenleyici ve denetleyici bir kurumdur. İleriye yönelik gelişmelerin nasıl olacağı, hangi kaynakların kullanılacağı, yatırımlara nasıl yön verileceği konusunda bir yetkisi bulunmamaktadır. İleriye yönelik olarak elektrik sektöründe gelişmelerin belirlenmesi, kaynak kullanımı politikalarının oluşturulması, stratejilerin hayata geçirilmesi, EPDK'nın görev ve yetki alanı dışında olup, tamamen siyasi otoriteye aittir. Bütün bunlar ETKB tarafından yerine getirilmelidir. Bu çerçevede, EPDK tarafından yapılmış olan talep tahminlerinin bir anlamı yoktur.

**Bu nedenle, talep tahminlerinde ETKB ile EPDK tahminlerinin karşılaştırılması uygun görülmemektedir.**

## 2.3 Sektörde Özelleştirme Politikaları

Enerji sektöründe son otuz yılda izlenen özelleştirme politikalarındaki önemli tarihler ve gelişmeler, TMMOB Elektrik Mühendisleri Odası Enerji Birimi Koordinatörü ve TMMOB Özelleştirme ve Sonuçlarını Takip Komisyonu Başkanı Olgun Sakarya'nın, TMMOB 9.Enerji Sempozyumunda sunduğu "Enerji Özelleştirmeler ve Serbestleşme Uygulamaları" başlıklı bildirden hareketle, aşağıda özetlenmiştir.

Önemli Tarihler:

1984- 233 Sayılı KHK, KİT'ler tanımlandı, 3096 Sayılı Yasa, TEK'in tekel statüsü kaldırıldı

1993- 93/4789 Sayılı Bakanlar Kurulu Kararı ile TEK ikiye bölündü

1994- 3996 Sayılı Yasa, Yap-İşlet-Devret Modeli

1997- 4283 Sayılı Yasa, Yap-İşlet Modeli

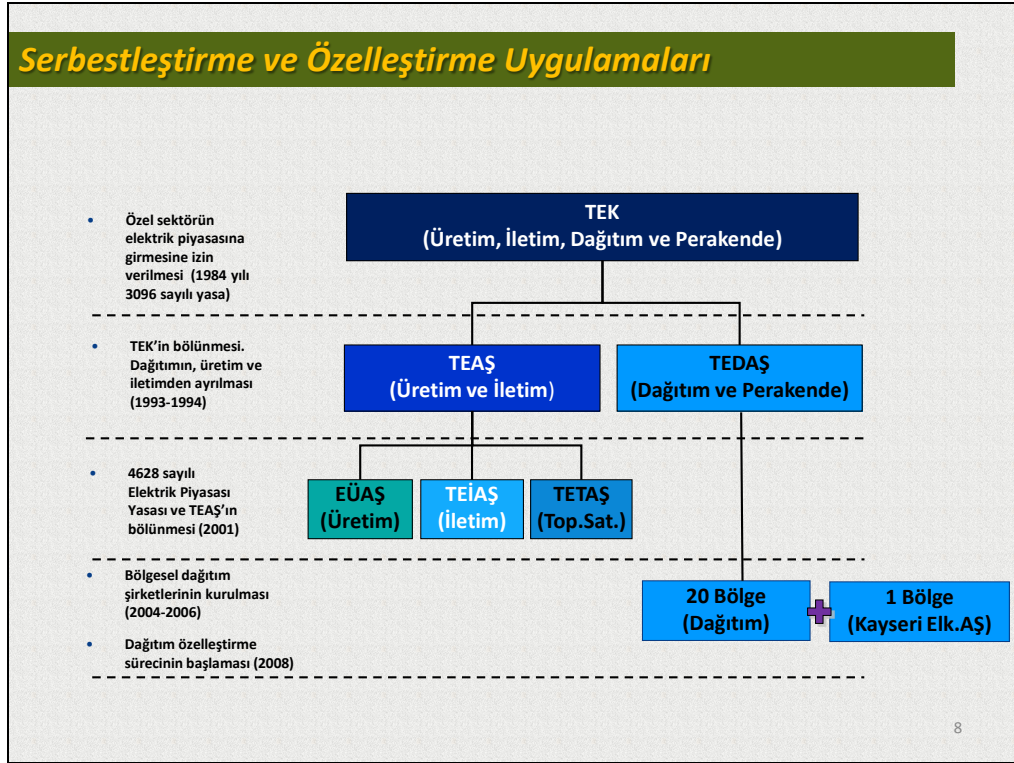
1999- 4446 Sayılı Yasa, Anayasa Mad. 47, 125 ve 155 değişikliği, 4492 Sayılı Yasa, Danıştay Kanununda değişiklik, 4493 Sayılı Yasa, Elektrik üretim-iletim-dağıtım ve ticaret 3996'ya eklendi

2000- 4501 Sayılı Yasa, Tahkim getirildi

2001- 4628 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu

2013- 6446 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu

Yapılan bu düzenlemeler sonrasında elektrik enerjisi sektöründe kurumsal yapı, aşağıda yer alan Şekil 2.7'deki gibi oluşmuştur.



Şekil 2.7 Elektrik Sektöründe Kurumlar

### 2.3.1 Tedaş Özelleştirmeleri

Dağıtım sektöründe faaliyet gösteren ve aşağıda adları ve kapsadığı iller belirtilen bölgesel elektrik dağıtım şirketlerinin tamamı özelleştirilmiştir.

Tablo 2.6 Tedaş Özelleştirmeleri

ÖZELLEŞTİLEN ELEKTRİK DAĞITIM ŞİRKETLERİ	Kapsadığı İller
<b>Aydem</b>	Aydın, Denizli, Muğla
<b>Başkent</b>	Ankara, Çankırı, Kırıkkale, Karabük, Zonguldak, Kastamonu, Bartın
<b>Sakarya</b>	Sakarya, Bolu, Düzce, Kocaeli
<b>Kayseri</b>	Kayseri
<b>Meram</b>	Konya, Karaman, Aksaray, Niğde, Nevşehir, Kırşehir
<b>Osmangazi</b>	Afyonkarahisar, Bilecik, Eskişehir, Kütahya, Uşak
<b>Uludağ</b>	Balıkesir, Bursa, Çanakkale, Yalova
<b>Çamlıbel</b>	Sivas, Tokat, Yozgat

<b>Çoruh</b>	Artvin, Giresun, Gümüşhane, Rize, Trabzon
<b>Yeşilirmak</b>	Amasya, Çorum, Ordu, Samsun, Sinop
<b>Göksu</b>	Kahramanmaraş, Adıyaman
<b>Fırat</b>	Bingöl, Elazığ, Malatya, Tunceli
<b>Trakya</b>	Edirne, Kırklareli, Tekirdağ
<b>Vangözü</b>	Bitlis, Hakkari, Muş, Van
<b>Dicle</b>	Diyarbakır, Mardin, Siirt, Şanlıurfa, Batman, Şırnak
<b>Gediz</b>	İzmir, Manisa
<b>Boğaziçi</b>	İstanbul Avrupa Yakası
<b>Toroslar</b>	Adana, Gaziantep, Hatay, Kilis, Mersin, Osmaniye
<b>Akdeniz</b>	Antalya, Burdur, Isparta
<b>İstanbul Anadolu Y.</b>	İstanbul Anadolu Yakası
<b>Aras</b>	Erzincan, Erzurum, Bayburt, Kars, Ardahan, Iğdır, Ağrı

Kaynak: TEDAŞ

Özelleşen bölgesel dağıtım şirketlerinin özelleştirme bedelleri Tablo 2.7’de, devir alan şirketlerin sahibi olan gruplar ise Şekil 2.8’de verilmiştir.

**Tablo 2.7** Özelleşen Dağıtım Şirketlerinin Devir Tarihleri ve Bedelleri

### Serbestleştirme ve Özelleştirme Uygulamaları

DAĞITIM ŞİRKETLERİ	DEVİR TARİHİ	DEVİR EDİLEN FİRMA	DEVİR BEDELİ (Milyon \$)
Aydem EDAŞ - (3 İİ)	15/08/2008	Aydem Güneybatı And. Ener.AŞ	110,00
Başkent EDAŞ - (7 İİ)	28/01/2009	HÖSabancı +Verbund+Enerjisa OGG	1.225,00
Sakarya EDAŞ - (4 İİ)	11/02/2009	Akcez OGG (Akenerji+CEZ)	600,00
Kayseri ve Civ. Elektrik TAŞ	15/07/2009	Kayseri ve Civarı Elk.TAŞ	0,00
Meram EDAŞ - (6 İİ)	30/10/2009	Alsım Alarko AŞ. (Alarko+Cengiz)	440,00
Osmangazi EDAŞ - (5 İİ)	02/06/2010	Eti Gümüş AŞ.	485,00
Uludağ EDAŞ - (4 İİ)	03/09/2010	Limak İnş.AŞ. (Limak+Kolin+Cengiz)	940,00
Çamlıbel EDAŞ - (3 İİ)	03/09/2010	Kolin İnş.AŞ (Kolin+Limak+Cengiz)	258,50
Çoruh EDAŞ - (5 İİ)	01/10/2010	Aksa Elk.Perakende Satış AŞ	227,00
Yeşilirmak EDAŞ - (5 İİ)	30/12/2010	Çalık Enerji San.Tic.A.Ş.	441,50
Göksu EDAŞ - (2 İİ)	31/12/2010	AKEDAŞ Elk.Dağ.AŞ	60,00
Fırat EDAŞ - (4 İİ)	06/01/2011	Aksa Elk.Perakende Satış AŞ	230,25
Trakya EDAŞ - (3 İİ)	03/01/2012	IC İttaş İnş.San.Tic. A.Ş.	575,00
Boğaziçi EDAŞ - (İst. Avr.Yak.)	28/05/2013	Cengiz-Kolin-Limak OGG	1.960,00
Akdeniz EDAŞ - (3 İİ)	28/05/2013	Cengiz-Kolin-Limak OGG	546,00
Gediz EDAŞ - (2 İİ)	29/05/2013	Elsan-Tümaş-Karaçay OGG	1.231,00
Dicle EDAŞ - (6 İİ)	28/06/2013	İşkaya Doğu OGG	387,00
Aras EDAŞ - (7 İİ)	28/06/2013	Kiler Alış Veriş Hizmet. Gıda AŞ	128,50
Vangözü EDAŞ - (4 İİ)	26/07/2013	Türkerler İnş.Tur. Maden.Enj. Üret. Tic.ve San.A.Ş.	118,00
AYEDAŞ (İst. And. Yak.)	31/07/2013	Enerjisa Elektrik Dağıtım A.Ş.	1.227,00
Toroslar EDAŞ - (6 İİ)	30/09/2013	Enerjisa Elektrik Dağıtım A.Ş.	1.725,00
<b>TOPLAM</b>			<b>12.914,75</b>



Şekil 2.8 Özelleşen Dağıtım Şirketlerini Devir Alan Gruplar

### *Sektör Özel Tekellere Devrediliyor!*

- Elektrik üretimi, toptan satışı ve dağıtımında, rekabet getireceği gerekçesiyle kamu varlığı özelleştirmeler eliyle yok edilirken, dağıtımda tek bir özel sektör şirketler grubunun, sektörün %30'unu kontrol altında tutabilmesi, rekabet hukukuna uygun görülebilmektedir. Belli başlı birkaç grup, gruba bağlı farklı şirketler eliyle, sadece elektrik dağıtımında değil, üretimi ve tedariki alanlarında da faaliyet göstererek yatay ve dikey bütünleşme ile hakimiyet tesis etmeyi amaçlamaktadır. Kamu tekeli yerini hızla, az sayıda özel tekele bırakmaktadır. Halen, iki grubun elektrik dağıtımında payı %60 düzeyindedir. Ulus ötesi enerji şirketlerinin bir çoğu Türkiye'de faaliyete başlamış olup, faal özel sektör şirketleriyle birleşmeler, devralmalar da gündemdedir. Bu beklenti, başta EPDK olmak üzere, sektör yetkililerince de, "enerji sektöründe konsolidasyon olacak" denerek dile getirilmektedir.

### **2.3.2 Santral Özelleştirmeleri**

EÜAŞ'ın 23.712 MW olan kurulu gücünün, bazı santrallerin tek başlarına, bazı santrallerin ise gruplar halinde özelleştirilmesi ile üçte ikisi oranında, 14.147 MW'lık bölümünün satılması öngörülmektedir.

Bu kapasitenin özelleştirilmesi halinde, kamunun elinde kalacak kurulu güç, yalnızca bazı HES'lerden oluşan 9574 MW olacaktır.

Seyitömer, Kangal ve Hamitabat Termik Santralleri özel sektöre devredilmiştir. Çatalağzı, Kemerköy, Yeniköy ve Yatağan Termik Santralleri de özelleştirme kapsamına alınmış, ihale ilanları yayımlanmış, öngörülen ilk ihale tarihleri ise Nisan ayına ertelenmiştir.

Özelleştirilen Seyitömer, Kangal ve Hamitabat Termik Santralleri ile ilgili bilgiler Tablo 2.8'de, özelleştirme sürecinde olan Çatalağzı, Kemerköy, Yeniköy ve Yatağan Termik Santralleri ile ilgili bilgiler de Tablo 2.9'da verilmiştir.

**Tablo 2.8** Özelleştirilen Termik Santrallerle İlgili Bilgiler

### Serbestleştirme ve Özelleştirme Uygulamaları

SANTRAL	HAMİTABAT (Kırklareli)	SEYİTÖMER (Kütahya)	KANGAL (Sivas)
Yakıt Türü	Doğalgaz	Linyit	Linyit
Ünite Sayısı	12	4	3
Kurulu Gücü (MW)	1.156,0	600,0	457,0
Son Teklif Verme Tarihi (ilk)	19.10.2012	20.12.2012	17.01.2013
Son Teklif Verme Tarihi (I.uzatma)	22.11.2012		
Son Teklif Verme Tarihi (II.uzatma)	14.01.2013		
Son Teklif Verme Tarihi (III.uzatma)	28.02.2013		
Nihai Pazarlık Tarihi	06.03.2013	28.12.2012	08.02.2013
Nihai Teklif Sahibi Firma	Limak Doğalgaz Elektrik Üretim A.Ş.	Çelikler Taahhüt İnşaat ve Sanayi A.Ş.	Konya Şeker San.ve Tic.A.Ş - Siyahkalem Mühendislik İnş.San.ve Tic.Şti. OGG
Nihai Teklif Fiyatı (USD-Ş)	105.000.000 US\$	2.248.000.000 US\$	985.000.000 US\$
R.G. Tarih/Sayı - ÖYK Kararı	28.05.2013 - 28660	19.03.2013 - 28592	26.04.2013 - 28629
Özel Sektöre Devir Tarihi	01.08.2013	17.06.2013	14.08.2013



**Tablo 2.9** Özelleştirme Sürecindeki Termik Santrallerle İlgili Bilgiler

<b>Serbestleştirme ve Özelleştirme Uygulamaları</b>				
<b>SANTRAL</b>	<b>KEMERKÖY (Muğla)</b>	<b>YENİKÖY (Muğla)</b>	<b>ÇATALAĞZI (Zonguldak)</b>	<b>YATAĞAN (Muğla)</b>
<b>Yakıt Türü</b>	<b>Linyit</b>	<b>Linyit</b>	<b>Taşkömürü</b>	<b>Linyit</b>
<b>Kurulu Gücü (MW)</b>	<b>630</b>	<b>420</b>	<b>300</b>	<b>630</b>
2003 Yılı Üretimi (kWh)	955.170.000	997.385.000	1.727.631.000	1.219.760.000
2004 Yılı Üretimi (kWh)	1.723.190.000	1.516.850.000	1.475.745.000	2.138.575.000
2005 Yılı Üretimi (kWh)	1.488.630.000	1.698.340.000	1.856.670.000	3.344.000.000
2006 Yılı Üretimi (kWh)	2.945.150.000	2.011.485.000	1.909.362.000	2.894.975.000
2007 Yılı Üretimi (kWh)	2.906.500.000	2.212.270.000	<b>2.072.541.000</b>	3.068.955.000
2008 Yılı Üretimi (kWh)	<b>3.410.550.000</b>	1.928.910.000	1.823.777.000	<b>3.980.980.000</b>
2009 Yılı Üretimi (kWh)	3.011.459.595	900.960.000	1.851.120.000	3.266.135.000
2010 Yılı Üretimi (kWh)	2.720.101.800	1.308.346.000	1.882.686.000	2.598.740.000
2011 Yılı Üretimi (kWh)	<b>2.503.137.300</b>	2.611.185.000	2.004.240.000	3.273.705.000
2012 Yılı Üretimi (kWh)	2.826.000.900	<b>2.896.665.000</b>	1.479.072.000	2.981.955.000
Özelleştirme Yöntemi	Varlık Satışı-İşletme Hakkının Verilmesi	Varlık Satışı-İşletme Hakkının Verilmesi	Varlık Satışı	Varlık Satışı-İşletme Hakkının Verilmesi
ÖYK Kar.RG.Tarih/Sayı	27.08.2013-28748	27.08.2013-28748	19.03.2013-28592	27.08.2013-28748
<b>İhale (Önyeterlilik ve Son Teklif Verme) Tarihi</b>	<b>24.01.2014</b>	<b>24.01.2014</b>	<b>05.02.2014</b>	<b>10.02.2014</b>

### 2.3.3 Elektrik Enerjisi Tüketim ve Hizmet Bedelleri

#### 2.3.3.1 Elektrik Dağıtımının Özelleştirmesinin Getirdikleri Güvence Bedeli

Kullanım yerinin değişmesi ve/veya perakende satış sözleşmesinin sona ermesi veya sözleşmenin feshi halinde, müşterinin elektrik enerjisi tüketim bedelini ödememesi ihtimaline karşılık olarak, borcuna mahsup etmek üzere güç üzerinden alınan bir bedeldir.

EPDK tarafından Elektrik Piyasası Endeksi (EPE) veya TÜFE değişim oranları dikkate alınarak belirlenmesi gereken bu bedel, 2011 yılı için 2010 yılına göre yüzde 27,1 artırılarak onaylanmıştır.

EPDK tarafından 23.12.2003 tarih 259/2 sayılı Kurul Kararı ile yapılan düzenlemede, “Güvence Bedeli Alınmayan Müşteriler” sırasıyla;

- 1606 sayılı Bazı Dernek ve Kurumların Bazı Vergilerden, Bütün Harç ve Resimlerden Muaf Tutulmasına İlişkin Kanunda adı geçen kurum ve kuruluşlardan,
- 1050 sayılı Muhasebe-i Umumiye Kanununa tabi genel ve katma bütçeli kurum ve kuruluşlardan Sayıştay vizesine tabi olanlardan,
- Belediyelerden (belediyelerin iktisadi kuruluşları ile bağlı ortaklık ve kuruluşları hariç),
- Kamu spor görevini yüklenmiş resmi kuruluşların spor tesislerinden,
- İbadethane aydınlatmasından,

- Genel aydınlatmadan,
- Ön ödemeli sayaç tesis eden müşteriden

şeklinde sıralanmıştır.

EPDK, 27.12.2005 tarih 610 sayılı Kurul Kararı ile “Güvence Bedeli Alınmayan Müşteriler” sıralamasını;

- Ön ödemeli sayaç tesis eden müşterilerden,
- 12/04/2002 tarihli ve 2002/4100 sayılı Bakanlar Kurulu Kararı kapsamındaki ibadethaneler ile genel aydınlatma yerlerine (il, ilçe, belde ve köylerdeki cadde ve sokak ile kamuya ait ücretsiz girilen park ve bahçe gibi halka açık yerlere) ilişkin aboneliklerden,
- Bulunduğu bölgedeki dağıtım şirketi tarafından hizmet götürülemeyen elektrik üretim santralleri ile Türkiye Elektrik İletim A.Ş.nin indirici şalt sahalarında tek noktadan ölçüm yapılan farklı tüketici gruplarının bulunduğu (mesken, resmi daire, aydınlatma vb.) ve iç ihtiyaç tüketimi olarak kabul edilen tüketim noktaları aboneliklerinden

şeklinde değiştirmiştir.

Bu değişiklikler sonunda;

- Türkiye Kızılay Derneği, Türk Hava Kurumu, Sosyal Hizmetler ve Çocuk Esirgeme Kurumu, Yeşilay Derneği, Darülaceze ve Darüşşafaka Cemiyeti gibi derneklerden,
- Belediyelerden,
- 1050 sayılı Muhasebe-i Umumiye Kanununa tabi genel ve katma bütçeli kurum ve kuruluşlardan Sayıştay denetimine tabi olanlardan,
- Kamu spor görevini yüklenmiş resmi kuruluşların spor tesislerinden,

“Güvence Bedeli Alınması” uygulaması başlamıştır.

#### 2.3.3.2 Sayaç Sökme Takma Bedeli

2010 yılı sonuna kadar, abone sayaçlarının muayene, ayar, kalibrasyon, periyodik bakım ve sayacın sökülüp takılması gibi işlemler, Bilim, Sanayi ve Teknoloji (Sanayi ve Ticaret) Bakanlığı tarafından yayımlanan “Su, Elektrik ve Doğalgaz Sayaçlarının Tamir ve Ayar Ücret Tarifesi Hakkında Tebliğ” ekinde yer alan ücretlere göre yapılmıştır

2010 yılı için, Sanayi ve Ticaret Bakanlığınca belirlenen bedeller üzerinden “sayacın yerinden sökülüp takma masrafı ile sayaç için kullanılan damga teli ve kurşunun karşılığı” olarak 12,5 TL bedel alınırken, 2010 yılının Eylül ayında “Müşteri Hizmetleri Yönetmeliği”nde yapılan değişiklikle 2011 yılı için, EPDK tarafından belirlenen bedellerle, sayaç “sökme ve takma” işlemleri için ayrı ayrı olmak üzere  $2 \times 18,6 = 37,2$  TL (yüzde 197,6 zamlı) alınması söz konusu olmuştur.

#### 2.3.3.3 Bağlantı Bedeli

Tüketiciden, dağıtım sistemine ilk bağlantı aşamasında bir defaya mahsus olmak üzere tahsil edilen bedeldir. EPDK tarafından Elektrik Piyasası Endeksi (EPE) veya TÜFE değişim oranları dikkate alı-

narak belirlenmesi gereken bu bedel, 2011 yılı için 2010 yılına göre yüzde 68 artırılarak onaylanmıştır.

#### 2.3.3.4 Kesme - Bağlama Bedeli

Tüketicinin çeşitli nedenlerle elektriğinin kesilmesi ve tekrar bağlanması halinde tüketiciden o işlem için tahsil edilen sabit bir bedeldir. EPDK tarafından Elektrik Piyasası Endeksi (EPE) veya TÜFE değişim oranları dikkate alınarak belirlenmesi gereken bu bedel, 2011 yılı için 2010 yılına göre yüzde 57,7 artırılarak onaylanmıştır.

#### 2.3.3.5 PSH (Sayaç Okuma) Bedeli

Perakende Satış Hizmet Bedel de 01.01.2011 yılından itibaren iki ayrı (PSH-Faturalama ve PSH-Sayaç okuma) faaliyet olarak ayrıştırılmıştır. 2010 yılı sonuna kadar tek bileşen olarak tarifeye yansıyan bu faaliyet ayrıştırıldıktan sonra yüzde 157 oranında zamlanmıştır.

#### 2.3.3.6 Kayıp / Kaçak Oranı

Elektrik Piyasası Tarifeler Yönetmeliğinin 34. Maddesine ilave edilen 4. Fıkra ile "Özelleştirme İdaresi Başkanlığı tarafından nihai teklifler alınmadan önce kamuya ait dağıtım şirketlerinin uygulama dönemi için belirlenmiş olan parametrelerinde değişiklik yapılmasının talep edilmesi halinde, söz konusu talep Kurul tarafından değerlendirilir" hükmü getirildi. Bu karar doğrultusunda EPDK, 15.11.2012 tarih 4128 sayılı Kararı ile Dicle, Vangölü, Aras, Toroslar ve Boğaziçi Elektrik Dağıtım Şirketleri için 2013-2015 yıllarına ait Kayıp Kaçak Hedef Oranlarını revize etti (Tablo 2.10).

Tablo 2.10 Kayıp-Kaçak Oranları

<b>Serbestleştirme ve Özelleştirme Uygulamaları İle Bugün</b>										
<b>DAĞITIM ŞİRKETLERİNİN EPDK KURUL KARARI İLE ONAYLANMIŞ KAYIP-KAÇAK HEDEFİ ORANLARI (%)</b>										
Dağıtım Şirketi	2010		2011	2012	2013		2014		2015	
	Hedef	Gerçek	Hedef	Hedef	Hedef	Revize Hedef	Hedef	Revize Hedef	Hedef	Revize Hedef
Dicle EDAŞ	36,83	65,25	60,96	50,63	42,06	71,07	34,93	59,03	29,01	49,03
Vangölü EDAŞ	35,45	57,15	46,15	38,33	31,84	52,10	26,45	43,27	21,97	35,94
Aras EDAŞ	17,95	25,62	22,92	19,04	17,62	25,70	16,30	21,35	15,08	17,73
Çoruh EDAŞ	11,70	11,96	10,90	10,39	10,15		10,15		10,15	
Fırat EDAŞ	10,95	12,58	12,59	11,65	11,11		10,59		10,09	
Çamlıbel EDAŞ	8,74	7,01	7,72	7,36	7,02		6,92		6,92	
Toroslar EDAŞ	9,06	7,90	9,38	8,94	8,52	11,80	8,12	11,25	7,74	10,72
Meram EDAŞ	8,43	9,50	8,59	8,28	8,28		8,28		8,28	
Başkent EDAŞ	8,23	8,22	8,46	8,07	7,88		7,88		7,88	
Akdeniz EDAŞ	7,84	9,94	8,86	8,45	8,05		8,02		8,02	
Gediz EDAŞ	7,80	7,49	8,48	8,08	7,70		7,34		7,00	
Uludağ EDAŞ	6,10	6,39	6,96	6,90	6,90		6,90		6,90	
Trakya EDAŞ	6,24	6,85	7,70	7,70	7,70		7,70		7,70	
AYEDAŞ	6,57	6,92	7,12	6,79	6,61		6,61		6,61	
Sakarya EDAŞ	6,54	6,81	7,66	7,31	6,96		6,64		6,33	
Osamangazi EDAŞ	6,48	6,92	7,21	7,21	7,21		7,21		7,21	
Boğaziçi EDAŞ	10,57	10,89	9,12	8,69	8,28	10,76	7,90	10,26	7,57	9,78
Kayseri ve Civ.El.k.TAŞ	10,05	7,04	10,01	10,01	10,01		10,01		10,01	
Aydem	7,49	8,65	9,80	9,34	8,90		8,49		8,09	
Akedaş (Göksu EDAŞ)	11,76	7,31	10,03	10,03	10,03		10,03		10,03	
Yeşilirmak EDAŞ	10,59	13,54	10,35	9,87	9,41		8,97		8,78	
<b>İlk (2006-2010) Uygulama Dönemi</b>					<b>İkinci (2011-2015) Uygulama Dönemi</b>					

### 2.3.3.7 Alternatif Maliyet Oranı

Elektrik dağıtım sektörünün 2011-2015 yıllarını kapsayan ikinci uygulama dönemi için geçerli olacak Alternatif Maliyet Oranı %10,49 (reel ve vergi öncesi) olarak belirlenirken, kamu tekeli olan TEİAŞ'ın iletim yatırımlarında dikkate alınan Alternatif Maliyet Oranı ise %9,93 (reel ve vergi öncesi) olmuştur.

### 2.3.3.8 Brüt Kar Marjı Tavanı

Özelleştirilen ve özelleştirilecek olan dağıtım bölgelerindeki perakende satış şirketlerinin %2,33 olan Brüt Kar Marjı Tavanının 2013-2015 yıllarında geçerli olmak üzere %3,49 olarak uygulanması.

### 2.3.3.9 Tarife Bileşenleri

Tablo 2.11'de verilmiştir.

**Tablo 2.11** Tarife Bileşenleri

TARİH	13.03.2013	FATURA DÖNEMİ	03/2013
İLK OKUMA TARİHİ	14.02.2013	SÖN OKUMA TARİHİ	13.03.2013
TEBLİĞ TARİHİ	13.03.2013	OKUMA SAATI	10.16
ADI/SOYADI:	YILMAZ MAH. TOKİ SERP. C28 NO: 18		
MÜŞTERİ V.D. NO:	1000		
MÜŞTERİ NO:	SOZ. HES. NO:	TESİSAT NO:	
1000	1003		
SAYMANLIK/OTO. ÖDE. TALİMATI:	Dağıtım sistemi kullanıcısı: Mesken, Tek Terim, Tek Zaman		
PER. SAT. BEĐ.	AKTİF	ENDÜKTİF	KAPASİTİF
SAYAÇ NO:	72431611		
MARKA/TİP:	DMY		
ÇARPAN:	1.000		
SÖN ENDEKS:			
İLK ENDEKS:			
ENDEKS FARKI:			
İLAVE TÜK. (+/-):			
TÜKETİM:	158.342		
FAT. ED. REA. TÜK.			
T. KAYBI:			
T. BOŞTA KAYBI:			
BİRİM FİYAT:	0.23393861		
TÜKETİM TUTARI:	37.04		
SÖN ENDEKS:	1.163.006	943.097	849.428
İLK ENDEKS:	1.106.353	894.546	796.290
ENDEKS FARKI:	56.653	48.551	53.138
İLAVE TÜK. (+/-):	0.000	0.000	0.000
TÜKETİM:	56.653	48.551	53.138
T. KAYBI:			
BİRİM FİYAT:			
TÜKETİM TUTARI:			
BİRİM FİYAT		TUTAR	
DAĞITIM BEDELİ	0.03747209	5.93	
PER. SAT. HİZ. BEĐ.	0.00394021	6.02	
PSH SAY. OKU. B.		0.423	
İLETİM SİSTEMİ KULLANIM BEĐ.	0.00850887	1.36	
ENERJİ FONU	0.37	S. TRANS. ORANI	
TRT PAYI	0.74	KURULU GÜCÜ	13.560
ELEK. TÜK. VER.	1.85	SÖZLEŞME GÜCÜ	8.136
GEÇİCİLE ZAMMI		GÜC. BİRİM FİYATI	
KESME/BAG. BEĐ.		GÜC. TUTARI	
FAT. GÖNDER. BEĐ.		ÇARPAN	
SAYAÇLA İLGİLİ BEĐ.		SAY. DEMAND DEĞ.	
KDV MATRAHI	48.32	DEMAND	
KDV	8.70	GÜC. AŞIMI	
FATURA TUTARI	57.02 TL	G. AŞIM BR. FİYATI	
MUHTELİF MAHSUP		GÜC. AŞIM TUTARI	
D.Ö. YUVAR. FARKI	0.02	SÖNRAKI OKU. DÖN.	04/2013
YUVARLAMA FARKI	-0.04	GÜNLÜK ÖRT. TOKET.	5.865
DAMGA VERGİSİ		EKP	071
FATURA TUTARI		ELİTİM SİSTEMİ KULLANIM BEĐ.	
İLK ÖDEME TAR.	13.03.2013	ÖDENECEK TUTAR	57.00 TL
SÖN ÖDEME TAR.	26.03.2013	ESKİ BORÇ / BAKIYE	0 TL. Teşekkür ederiz

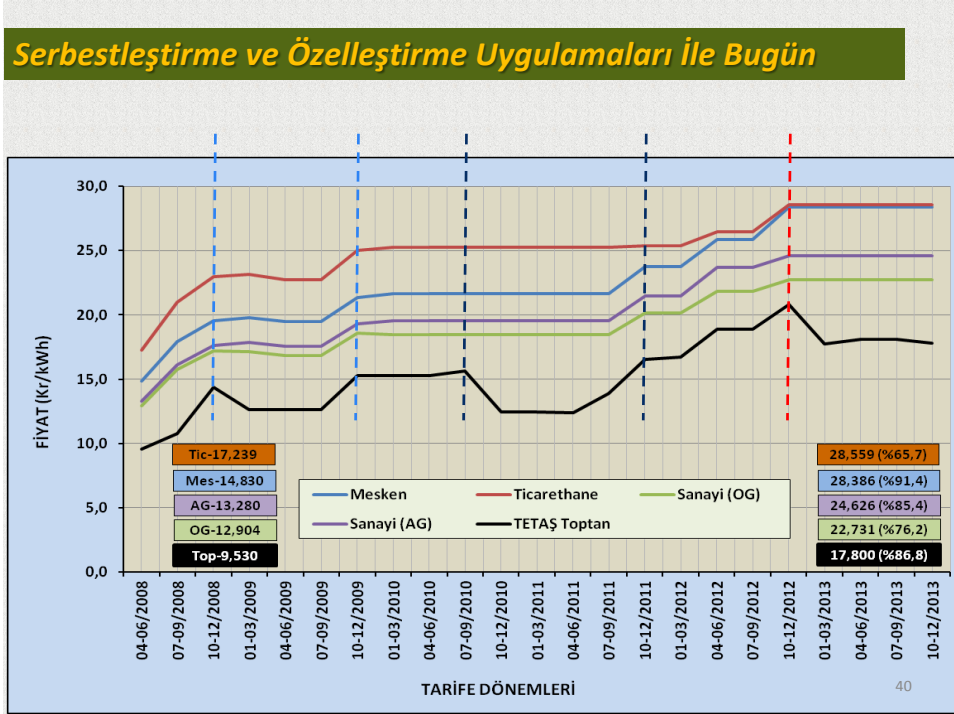
**TARİFE BİLEŞENLERİ - Mesken (01.10.2013 – 31.12.2013)**

- PERAKENDE NET ENERJİ TARİFESİ** % 72,65
- KAYIP/KAÇAK ENERJİ TARİFESİ** % 15,31
- DAĞITIM SİSTEMİ KULLANIM TARİFESİ** % 7,95
- PSH (Faturalama) TARİFESİ** % 1,55
- PSH (Sayaç Okuma) TARİFESİ** % 1,55
- İLETİM SİSTEMİ KULLANIM TARİFESİ** % 2,54

### 2.3.3.10 Fiyatların Gelişimi

2008-2013 döneminde elektrik fiyatlarının gelişimi Tablo 2.12'de verilmiştir.

Tablo 2.12 Elektrik Fiyatlarının Gelişimi



## 2.4 Sonuç

Özelleştirmeler sonrasında özel sektör tarafından yapılacağı ifade edilen yenileme ve genişleme yatırımı harcamaları, beklentinin aksine önceki dönem ve yıllara göre artmış ve tarifeler yoluyla tüketiciye yansıtılmıştır. Bu noktada altı çizilmesi gereken konu, özelleştirmeler ile özel sektör kendisinde var olan sermayeyi yatırıma dönüştürmeyip, bizzat faturalar aracılığıyla tüketicilerden tahsil ettiği kamu kaynağıyla bu yatırımları gerçekleştirme yoluna gitmektedir. Özellikle tarife metodolojisi içerisinde yatırımlar için, şirketlerin kullandığı kredilerin faizlerinin bile tarife yoluyla tüketicilerden tahsil edilmesinin öngörüldüğü dikkate alındığında, özelleştirme için ortaya atılan yatırıma kaynak ihtiyacı iddiasının hiçbir geçerliliğinin olmadığı açıkça ortaya çıkmaktadır.

Dağıtım tesisi yatırımlarının teknik, ekonomik ve fiziki yeterlilikleri denetimden yoksun bırakılmıştır. Denetim sorunu halen sürmekte, denetim işinin özelleştirilmesi için arayışlar sürdürülmektedir. Ne yazık ki elektrik dağıtım ve elektrik üretim tesisleri için özelleştirme süreciyle ortaya çıkan denetimsizlik ortamı, ülkemize gelecek yıllar için ciddi bir tehdit yaratmaktadır.

Özelleştirmenin temel hedeflerinden biri olarak sunulan kayıp/kaçak miktarında azalma iddiası ise tamamen çürümüştür. Kayıp kaçak hedefleri tüketici üzerine yük olacak şekilde ve kabul edilemeyecek nedenlerle artırılmıştır. Ne yazık ki özelleştirme ihalelerinin, şirketlerin kayıp kaçak hedef öngörülerini dahi alınmadan gerçekleştirildiği ortaya çıkmıştır.

Dağıtım şebekesi varlıklarının verimli işletileceğine yönelik söylemler, bugün için karşılıksız kalmıştır. Teknik kalitenin artırılması, tüketiciye yük olma pahasına tarifeye yansıtılan daha fazla dağıtım tesisi

yatırımı yapılarak sağlanmaya çalışılmış, periyodik bakım onarım çalışmalarına yeteri kadar önem verilmemiştir.

Elektrik dağıtım sistemine sunulan elektrik enerjisinin tedarik sürekliliği göstergelerine esas oluşturulan, tüketici başına kesinti süresi ve sayısı kamuoyu denetiminden uzak dağıtım şirketi beyanına bırakılmıştır.

Elektrik Dağıtım Özelleştirmeleri; 4628 sayılı Yasa'da belirtilen ucuzluk yerine,

- Elektrik Tarifeleri,
- Hizmet Bedelleri ve
- Uygulamaya esas düzenlemeler

ile **pahalılık** getirmiş, tüketiciden dağıtım şirketlerine mali kaynak aktarmanın yasal yolunu oluşturmuştur.

Geçmişte yaşanan ve ekonomik anlamda ülkemize pahalıya mal olan benzer özelleştirme uygulamaları halen belleklerimizde yerini korurken,

- Ucuz ve güvencesiz iş gücünün çalışanlar üzerinde yarattığı sosyal yaralar,
- Verimlilik adı altında istihdamın düşürülmesiyle yaratılan işsizlik,
- Ucuz ve güvencesiz iş gücü nedeniyle ticari ve teknik hizmet kalitesinde yaşanan olumsuzluklar,
- Denetimsizliğin yarattığı kaynak israfı ve tüketiciye yansıyan yükü

göz önüne alınarak özelleştirme uygulamalarından acilen vazgeçilmesi ve iktidar etkilerinden arındırılmış merkezi kamusal bir yapının yeniden kurulması gerekmektedir.

Enerji kullanımının doğal bir ihtiyaç halini aldığı ve toplumun ortak gereksinimi olduğu gerçeğini temel alan bir anlayışla;

- Elektrik enerjisinde üretimden tüketime kadar geçen süreçte merkezi bir planlama anlayışını benimseyen, kamusal yararı ön planda tutan,
- Yerli ve yenilenebilir ülke kaynaklarından azami ölçüde yararlanmayı hedef alan ve ulusal çıkarları gözetilen,
- Kültür ve tabiat varlıklarını koruyan, doğal yaşamı tahrip etmeyen,

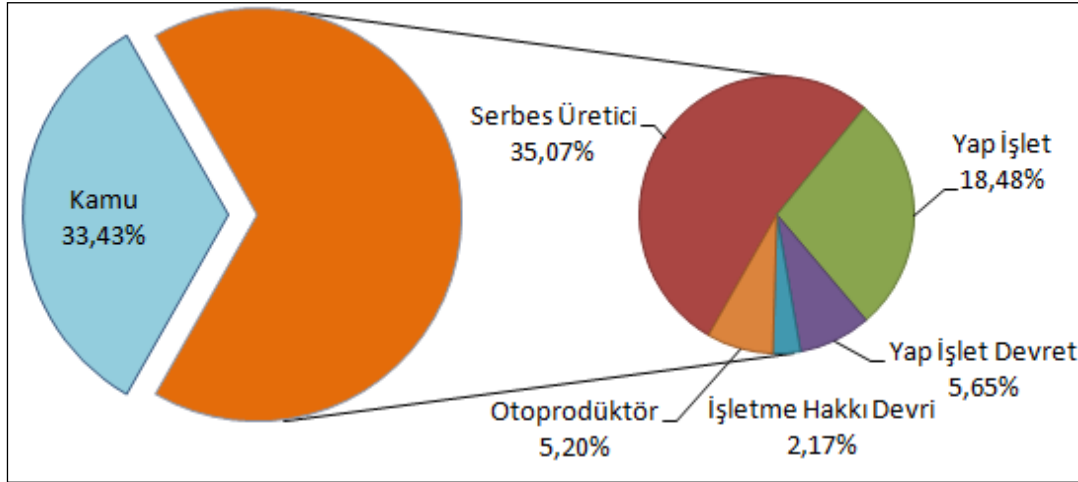
bir enerji politikasına yönelim vazgeçilmez olmuştur.

## 2.5 Türkiye Elektrik Üretimi ve Potansiyeli

Türkiye'de 2013 yılı elektrik üretiminin kuruluşlara ve kaynaklara göre dağılımını gösteren aşağıdaki tablo ve grafikler fazlaca yoruma ihtiyaç bırakmamaktadır.

**Tablo 2.13** Türkiye 2013 Elektrik Üretimini Kuruluşlara Göre Dağılımı (Geçici Veriler)

Kuruluş	GWh	%
EÜAŞ	79.997,68	33,43
<b>KAMU TOPLAMI</b>	<b>79.997,68</b>	<b>33,43</b>
Yap İşlet	44.231,22	18,48
Yap İşlet Devret	13.524,14	5,65
İşletme Hakkı Devri	5.182,15	2,17
Serbest Üretici	83.922,03	35,07
Otoprodüktör	12.436,04	5,20
<b>ÖZEL SEKTÖR TOPLAMI</b>	<b>159.295,59</b>	<b>66,57</b>
<b>TOPLAM</b>	<b>239.293,27</b>	<b>100,00</b>

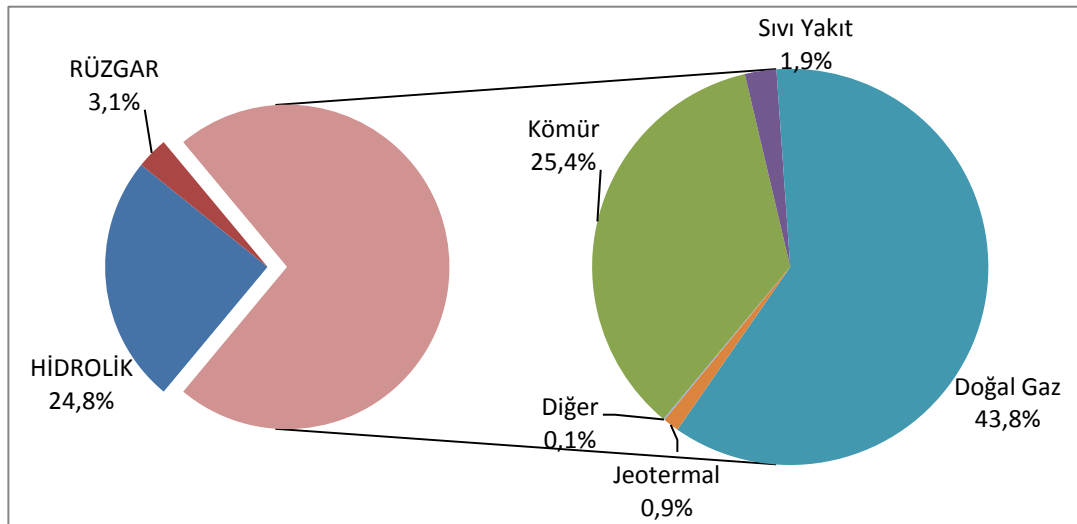
**Şekil 2.9** Özelleşen Dağıtım Şirketlerini Devir Alan Gruplar

Tablo ve grafikte görüleceği üzere, 2013 yılı elektrik üretiminin %66,6'sı özel sektör tarafından sağlanmış, kamunun payı %33,4'de kalmıştır (Tablo 2.13, Şekil 2.9).

2013 elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı da Tablo 2.14'te ve Şekil 2.10'da verilmektedir.

**Tablo 2.14** Türkiye 2013 Elektrik Üretiminin Kaynaklara Göre Dağılımı (Geçici)

Kaynak	GWh	%
Kömür	60.844,1	25,4
Sıvı Yakıt	4.431,0	1,9
Doğal Gaz	104.835,0	43,8
Jeotermal	2.253,2	0,9
Diğer	166,5	0,1
<b>TERMİK TOPLAM</b>	<b>172.529,9</b>	<b>72,1</b>
Hidrolik	59.245,8	24,8
Rüzgar	7.517,6	3,1
<b>YENİLENEBİLİR TOPLAM</b>	<b>66.763,4</b>	<b>27,9</b>
<b>TÜRKİYE ÜRETİM TOPLAM</b>	<b>239.293,3</b>	<b>100,0</b>

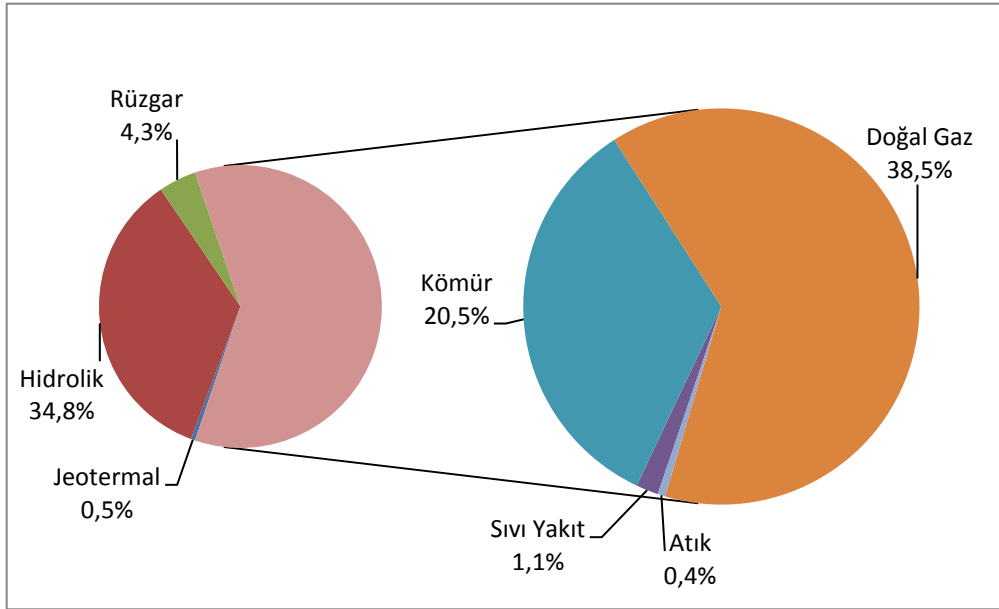
**Şekil 2.10** Türkiye 2013 Elektrik Üretiminin Kaynaklara Göre Dağılımı (Geçici)

2013 elektrik üretiminde, doğal gaz %43,8'lik payla ilk sırada yer almış, hidrolik payı %24,8'de kalırken rüzgar payı %3,1 seviyesine yükselmiştir.



**Tablo 2.15** Kaynaklara Göre Kurulu Güç Tablosu (2013)

BİRİNCİL KAYNAK	KURULU GÜÇ (MW)	%
FUEL-OİL + ASFALTİT + NAFTA + MOTORİN	708,3	1,1
TAŞ KÖMÜRÜ + LİNYİT	8.515,2	13,3
İTHAL KÖMÜR	3.912,6	6,1
DOĞALGAZ + LNG	20.269,9	31,7
ÇOK YAKITLILAR KATI+SIVI	675,8	1,1
ÇOK YAKITLILAR SIVI+D.GAZ	4.365,8	6,8
JEOTERMAL	310,8	0,5
<b>TERMİK</b>	<b>38.758,4</b>	<b>60,5</b>
YENİLENEBİLİR + ATIK	236,9	0,4
HİDROLİK BARAJLI	16.142,5	25,2
HİDROLİK AKARSU	6.146,6	9,6
RÜZGAR	2.759,6	4,3
<b>YENİLENEBİLİR</b>	<b>25.285,6</b>	<b>39,5</b>
<b>TOPLAM</b>	<b>64.044,0</b>	<b>100,0</b>

**Şekil 2.11** Kaynaklara Göre Kurulu Güç Tablosu (2013)

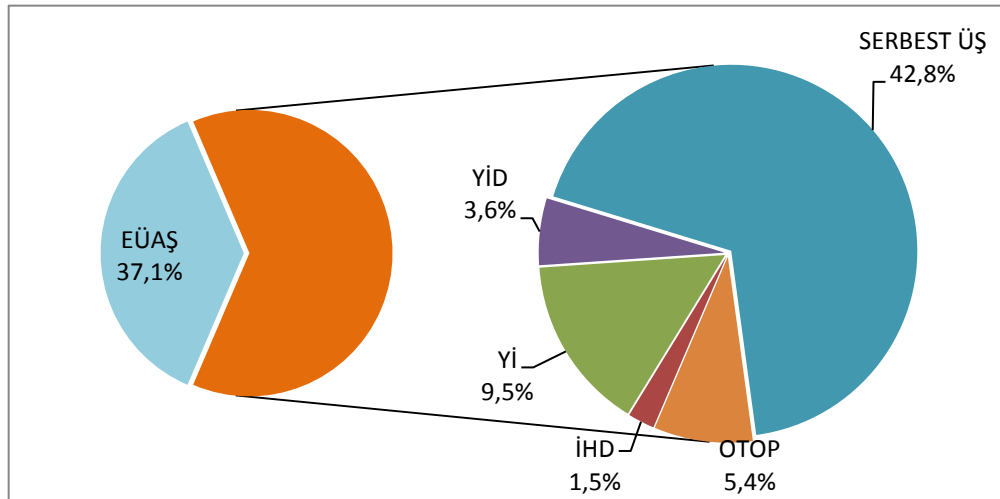
Kurulu gücün kaynaklara göre dağılımı incelendiğinde, doğal gazın %38,5'lik payla birinci sırayı aldığını, ikinci sırada %34,8'lik payla hidrolik kaynağın geldiğini, %20,5'lik payla kömürün üçüncü sırada olduğunu görebiliriz. 2013 yılı itibarıyla doğal gaz kaynağına bağlı kurulu gücün toplam kuru-

lu güç içindeki payı hidrolik kaynağı payının üstüne çıkararak ilk sıraya gelmiştir (Tablo 2.15, Şekil 2.11).

2013 yılı sonu itibarıyla Türkiye toplam kurulu gücün kuruluşlara dağılımı aşağıdaki tablo ve grafikte gösterilmiştir.

**Tablo 2.16** Türkiye Toplam Kurulu Gücün Kuruluşlara Dağılımı

KURULUŞ	KURULU GÜÇ (MW)	%
EÜAŞ	23.782,5	37,1
KAMU TOPLAMI	23.782,5	37,1
İHD-İŞLETME HAKKI DEVRİ	937,5	1,5
Yİ-YAP İŞLET	6.101,8	9,5
YİD-YAP İŞLET DEVRET	2.335,8	3,6
SERBEST ÜRETİM ŞİRKETLERİ	27.429,4	42,8
OTOPRODÜKTÖR	3.456,9	5,4
ÖZEL SEKTÖR TOPLAMI	40.261,5	62,9
<b>TOPLAM</b>	<b>64.044,0</b>	<b>100,0</b>



**Şekil 2.12** Türkiye Toplam Kurulu Gücün Kuruluşlara Dağılımı

Kurulu gücün üretici kuruluşlara göre dağılımı incelendiğinde, EÜAŞ payının %37,1'e gerilediği görülmektedir. Özel kuruluşlar içinde serbest üretim şirketlerinin payı artarak %42,8 seviyesine yükselmiştir.

Türkiye, elektrik enerjisi alanında sancılı bir dönem yaşamaktadır. İthal kaynak olan doğal gazın payı, toplam kurulu güç içinde %38,5 ve 2013 yılı toplam üretimi içinde %43,8 iken bu oran gittikçe yükselecektir. 2013 yılında kurulu güç ve üretim kapasitesi açısından bakıldığında, hem tüketim hem de anlık en yüksek tüketim olan puant talebin karşılanmamasında bir sıkıntı görünmemesine karşın, havaların soğuması ile birlikte doğal gaz arzında yaşanan sıkıntılar elektrik üretimini de doğrudan etkilemiş ve zaman zaman kısıntılar uygulandığı basına da yansımıştır. Bugün itibarıyla %30 seviyesinde olan yerli kaynakların elektrik üretimindeki payının çok fazla değişmeyeceği ve bugüne değin izlenen politikaların sürdürülmesi halinde, ülkemizin enerji alanında dışa bağımlılığının artarak süreceği söylenebilir.

## 2.6 EPDK Denetleme ve Düzenleme İşlevini Yerine Getiriyor mu?

- EPDK'dan lisans alan yatırımların %16,9'u, Temmuz 2013 itibarıyla yatırımlarının gerçekleştirme oranı hakkında EPDK'ya bilgi vermemektedir. %50,4'ünün gerçekleştirme oranı ise % 0-10 arasındadır.
- Bilgi vermeyenlerle birlikte, lisans alan enerji santral yatırımların üçte ikisinden fazlasının (%67,3), henüz yatırıma başlamadığı söylenebilir. Bu oran, tüm lisanslı santral yatırımları içinde sırasıyla en büyük paya sahip doğal gaz santrallerinde %77,4, HES'lerde %43,6, ithal kömür yakan santrallerde %65,8 ve RES'lerde %85,1 düzeyindedir.
- Bu veriler, verilen lisansların çokluğuyla övünen yöneticilerin övünmeyi bırakıp, bu kadar çok projeye ihtiyaç olup olmadığı, gerçekleştirmelerin neden bu denli düşük düzeyde olduğu üzerinde düşünmeleri gerektiğini ortaya koymaktadır.

Yakıt/Kaynak Tipi	İnceleme-Değerlendirme		% Oranı	Uygun Bulunanlar			Toplam		
	Adet	Kurulu Güç (MWe)		Adet	Kurulu Güç (MWe)	%Oranı	Adet	Kurulu Güç (MWe)	%Oranı
Rüzgar	9	452	1,26	20	1.188,45	7,15	29	1.640,45	3,13
Hidrolik	97	1.591,75	4,44	273	6.365	38,27	370	7956,75	15,16
Jeotermal	12	133,45	0,37	10	196	1,18	22	329,45	0,63
Biyokütle	13	40,91	0,11	6	20,03	0,12	19	60,94	0,12
Dalga	0,0	0,0	0,00	1	4,5	0,03	1	4,5	0,01
Doğal gaz	37	13.339,24	37,20	20	7.657,8	46,04	57	20.997,04	40,00
Yerli Linyit	5	2.340	6,53	1	135	0,81	6	2.475	4,72
İthal Kömür	16	11.405	31,81	3	1.065	6,40	19	12.470	23,76
Diğer Termik	3	1.756,1	4,90	0,0	0,0	0,00	3	1.756,1	3,35
Nükleer	1	4.800	13,39	0,0	0,0	0,00	1	4.800	9,14
Toplam	193	35.858,45	100,00	334	16.631,78	100,00	527	52.490,23	100,00

Şekil 2.13 Lisans Alma Sürecindeki Elektrik Üretim Tesisi Başvuruları (Ocak 2014 itibarıyla)

Tanım	Kurulu Güç (MW)
2013 Kasım sonu kurulu güç	64.044,00
2013 Temmuz itibariyle lisans almış olan, yatırım sürecindeki projeler	51.509,50
Mevcut tesisler+Yatırım sürecinde olan projeler	115.953,50
01.01.2014 itibariyle lisans alması uygun bulunan projeler	16.631,78
01.01.2014 itibariyle inceleme değerlendirme aşamasında olan projeler	35.858,45
Mevcut tesisler+Yatırım sürecinde olan projeler+Lisans alıp yatırıma geçmeyi öngören projeler	168.443,73
Sona erdirilmesi istenen lisans/başvurular	14.359,68 MW
Daha önce sonlandırılan başvurular	800,72 MW
İptaller toplamı	15.160,40 MW
Toplam proje stoku	153.283,33 MW

**Şekil 2.14** Yatırım ve Lisans Alma Sürecindeki Projelerin Kurulu Güçleri

#### Plansızlığın Sonu: Artan Dışa Bağımlılık ve Belirsizlikler

- Doğal gazda lisans alıp, yatırımları süren santrallerin kurulu gücü 18.126,80 MW'tır. Başvuru, inceleme-değerlendirme ve uygun bulma aşamasındaki santrallerin kurulu gücü ise 20.997,04 MW'tır. Lisans iptali için başvuran toplam 9.692,06 MW güçteki projeler düşüldüğünde bile, proje stoku 29.431,78 MW'ye ulaşabilecektir. Bu kapasiteye mevcut doğal gaz santrallerinin 20.269,90 MW gücü eklendiğinde, doğal gaza dayalı elektrik üretim santrallerinin kurulu kapasitesi 49.701,68 MW'ye ulaşabilecektir. Bu rakam, bugünkü toplam kurulu gücün %77,6'sına eşdeğerdir.
- Ancak sektörü değerlendiren uzmanlar, bu proje stokunun yalnızca üçte birinin gerçekleşebileceğini, projelerin büyük çoğunluğunun finansman bulamama vb. nedenle iptal olacağını ifade etmektedir.
- Doğal gaz santral projelerinin yalnızca üçte birinin gerçekleşmesi durumunda bile, bunların kurulu gücünün 30.000 MW'a ulaşması halinde, gereksinecekleri yıllık gaz ihtiyacı yaklaşık 35 milyar m<sup>3</sup>'ü aşabilecektir. Bu miktar, 2013 gaz tüketiminin dörtte üçünden fazladır.
- Bu durumda kurulacak yeni doğal gaz yakıtlı elektrik üretim santrallerinin; ek 15-16 milyar m<sup>3</sup> gaz ihtiyaçlarının, hangi ülkeden, hangi anlaşmalarla, hangi boru hatlarıyla ve/veya LNG anlaşmalarıyla temin edileceği belirsizdir. Gaz üretici ülke ve kuruluşlardan, gerek boru hattı gerekse LNG olarak ithal edilecek ilave gaz arzının ülke içindeki tüketim noktalarına ulaştırılabilmesi için iletim şebekesinde yapılması gereken yatırımlar (yeni kompresör istasyonları,

yeni basınç düşürme ve ölçüm istasyonları, yeni loop hatları vb.) ve bunların hangi zaman aralıklarında nerelerde gerçekleştirilebileceği soruları da yanıtızsızdır.

12470 MW kapasitesindeki 19 adet ithal kömüre dayalı elektrik üretim santrali yatırımı; lisans başvuruları, başvuru, inceleme-değerlendirme ve uygun bulma aşamasındadır. Bu santrallerin da lisans almasıyla, yatırımları sürenlerle birlikte, ithal kömüre dayalı santrallerin yaratacağı ilave kapasite 20.515,50 MW'a ulaşacaktır. Bu miktara mevcut 3.912,60 MW kurulu güç de eklendiğinde, varılacak kapasite 24.428,10 MW'ye ulaşacak, Türkiye mevcut kurulu gücünün %40'ına yakın güçte ithal kömür santrali kurulması söz konusu olacaktır. Sektör uzmanları ithal kömüre dayalı santrallerde de, proje stokunu abartılı bulmakta ve birçok projenin gerçekleştirilemeyeceği değerlendirilmesinde bulunmaktadır.

- Tümünün gerçekleşmesi halinde yeni ithal kömür ve doğal gaz santrallerinin yaratacağı 45.129,26 MW kapasite ile, mevcut toplam kurulu gücün %72,80'i kadar, yeni ithal doğal gaz ve kömür yakıtlı santral tesis edilmiş olacaktır. ETKB ve EPDK'nın sorumlu olduğu bu tablo, Türkiye'nin genel olarak dışa bağımlılığını, özel olarak elektrik üretimindeki dışa bağımlılığını daha da perçinleyecektir.
- Doğal gaz santral proje stokunda düşük gerçekleştirmeler bile olsa, devreye girecek yeni santrallerle, ETKB'nin Elektrik Enerjisi Arz Güvenliği Strateji Belgesinde yer alan, "*elektrik üretiminde doğal gazın payını %30'un altına düşürme*" hedefinin maalesef boş bir hayal olarak kalacağını ortaya koymaktadır.

### 3. DOĞAL GAZ SEKTÖR GÖRÜNÜMÜ

2013 yılında ülkemizde toplam tüketilen gaz, yaklaşık 45.6 milyar m<sup>3</sup> olmuş, 2012 yılına ait olan 45.2 milyar m<sup>3</sup> olan tüketime göre küçük bir artış yaşanmıştır. Oysa bu miktar, EPDK tarafından 2013 yılı için 47.6 milyar m<sup>3</sup> olarak tahmin edilmişti. Bu durumun nedenleri arasında, 2013 yılı Ocak-Şubat-Mart aylarında oldukça ılıman hava koşullarının yaşanması öne çıkmaktadır. Sanayi alanında yaşanan durağanlık, bu kesitte kömür kullanımının doğal gazla daha az girdi maliyeti oluşturması ve bu çerçevede tercih edilen kömür dönüşümleri de, doğal gaz kullanımında tahmin edilen artışın görülmemesinde etken olmuştur.

İthalat yaklaşık 45.1 milyar m<sup>3</sup> düzeyinde gerçekleşmiş; yerli üretim ise yaklaşık 555 milyon m<sup>3</sup> düzeyinde kalmıştır. Böylelikle yerli üretimin talebi karşılamada oranı, geçmiş yıllarda da yaşandığı üzere %2 seviyesinin altında kalmıştır.

2013 yılı doğal gaz piyasası ithalat, üretim ve tüketim detaylarına ilişkin veriler, bu verilerin tümünün toplandığı tek merci olan EPDK tarafından her yıl yayınlanan sektör raporlarında kamuoyu ile paylaşılmaktadır. Ancak bu raporların yayınlanması yılın ikinci yarısını bulduğu ve 2013 raporu henüz yayımlanmadığı için, bu çalışmamızda bir önceki yıla ait veriler irdelenecektir.

#### 3.1 2012 Yılına İlişkin İthalat ve Tüketim Verilerinin İrdelenmesi

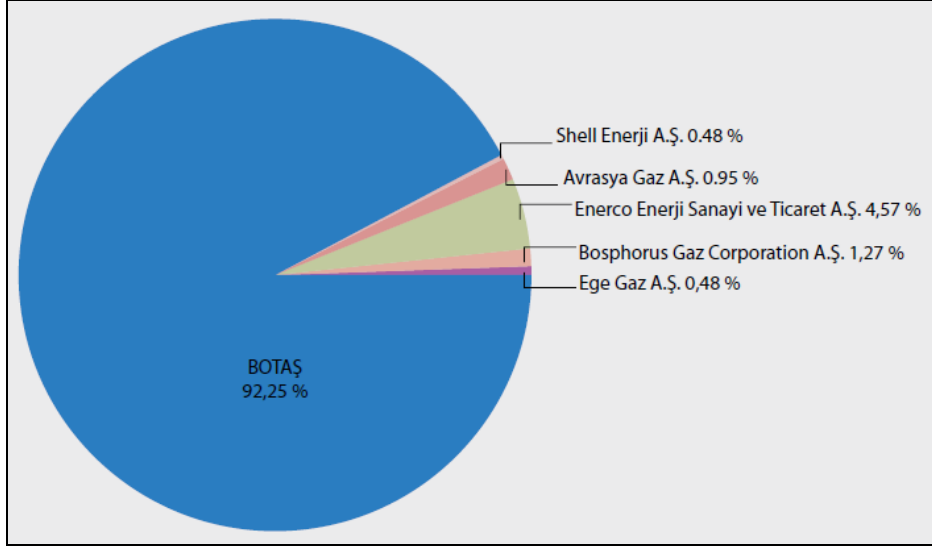
2005 - 2012 yılları arasındaki dönemde doğal gaz ithalatına dair kaynak ve miktarların yer aldığı tablo aşağıda verilmektedir.

**Tablo 3.1** Ülkelere Göre Doğal Gaz İthalat Kaynakları ve Miktarları (Kaynak: EPDK 2012 Sektör Raporu) (miktarlar milyon m<sup>3</sup>)

Yıl	Rusya	İran	Azerbaycan	Cezayir	Nijerya	Spot LNG	Toplam
2005	17.524	4.248	0	3.786	1.013	0	26.571
2006	19.316	5.594	0	4.132	1.100	79	30.221
2007	22.762	6.054	1.258	4.205	1.396	167	35.842
2008	23.159	4.113	4.580	4.148	1.017	333	37.350
2009	19.473	5.252	4.960	4.487	903	781	35.856
2010	17.576	7.765	4.521	3.906	1.189	3.079	38.036
2011	25.406	8.190	3.806	4.156	1.248	1.069	43.874
2012	26.491	8.215	3.354	4.076	1.322	2.464	45.922

2012 yılında gerçekleşen ithalattaki büyük ağırlık, %92'yi geçen oran ile BOTAS'ın olmuştur. Özel sektör ithalatçılarının ağırlığı, özellikle EGEGAZ'ın ithal ettiği Spot LNG'nin geçtiğimiz yıllara oranla oldukça azalmasıyla, 2012 yılında 2010 ve 2011 yıllarına göre oldukça düşük düzeyde kalmıştır.

Hatırlanacağı üzere 2010 yılında bu oran, %15 ile en yüksek düzeyini bulmuş, 2011 yılında ise %9,5 seviyesine düşmüştür.



Şekil 3.1 2012 Yılı İthalatçıların Toplam İthalat İçindeki Payları (Kaynak EPDK 2012 Sektör Raporu)

Tablo 3.2 Yıllara Göre Doğal Gaz İthalatı (Kaynak: EPDK 2012 Sektör Raporu)

Yıl	Miktar (milyon m <sup>3</sup> )	
	BOTAŞ'IN İTHALATI	TOPLAM İTHALAT
2007	36.450	36.450
2008	37.793	37.793
2009	33.619	35.856
2010	32.466	38.037
2011	39.723	43.874
2012	42.363	45.922

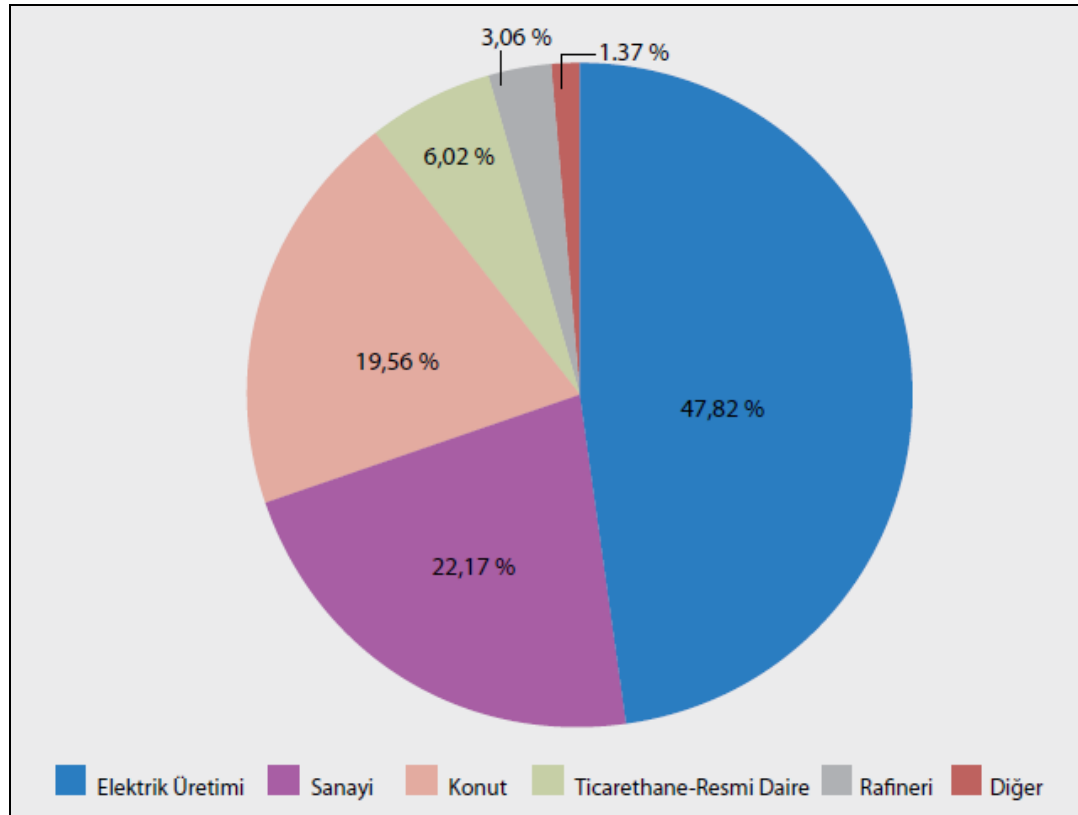
Doğal gazın tüketiminde elektrik sektöründe santral yakıtı olarak kullanım yaklaşık %48 oran ile yine açık ara en önde yer almıştır. Avrupa Birliği'nin gaz sektöründe önlerde yer alan İngiltere, Almanya, Fransa gibi örnekler incelendiğinde, geçmişte benzer bir profil arz eden bu ülkelerde, 2010 yılından bu yana elektrik üretiminde doğal gazın giderek daha az yer tutması, açığın artan oranda kömürden, özellikle uygun fiyatlarla temin edilebilen ABD kökenli kömür ithalatına dayanan elektrik üretiminden karşılanması sonrasında, evsel kullanım payının %50 seviyelerine yaklaşmış olduğu görülmektedir. Yaşanan sert kış koşulları nedeniyle 2012 yılında %26.5 olarak gerçekleşen evsel kullanımın yüzdesinin, kış döneminin niteliğine bağlı olarak değişkenlik göstereceği bellidir. Nitekim, nispeten ılıman

bir kış döneminin yaşandığı 2010 yılında bu oran %20.27 olarak gerçekleşmiştir. Yıllık bazda değerlendirildiğinde düşük bir oran teşkil eden evsel tüketim, çok soğuk kış günlerinde ise aşağıda Arz Talep Dengesi'ne ilişkin bölümde de detaylı olarak irdeleneceği üzere günlük arz kapasitesinin %60'ını geçmektedir.

Doğal gazın sanayide kullanımına dair tüketim miktarında ve toplam tüketime oranında ise 2010, 2011 ve 2012 yıllarında büyük bir değişiklik göze çarpmamaktadır. Tüketimler 3 ana grup altında toplandığında, aşağıdaki şekilde bir tablo elde edilebilir (Tablo 3.3, Şekil 3.2).

**Tablo 3.3** Doğal Gaz Sektörel Tüketim Verileri (Kaynak: EPDK Sektör Raporları)

	Elektrik	Sanayi	Isınma Amaçlı	Toplam (milyon m <sup>3</sup> )
2010	19.698 (% 52.60)	10.159 (%27.13)	7.591 (% 20.27)	37.447
2011	21.142 (% 47.89)	11.682 (% 26.46)	11.321 (% 25.65)	44.145
2012	21.636 (% 47.82)	11.594 (% 25.68)	11.971 (% 26.50)	45.242



**Şekil 3.2** Doğal Gaz Tüketiminin Sektörel Bazda Dağılımı (Kaynak: EPDK Sektör Raporu 2012)



Doğal gaz alt yapısının ulaşmadığı yerlerde kullanılan dökme LNG miktarı 2011 ve 2012 yıllarında toplam tüketimin %1.5 oranını karşılamaktadır. Araç yakıtı olarak ağırlıklı bir biçimde toplu taşıma araçlarında kullanılan CNG miktarı ise 2011 yılındaki 55.5 milyon m<sup>3</sup> seviyesinden 2012 yılında 43.8 milyon m<sup>3</sup> seviyesine gerilemiştir.

Yerli üretim 2011 yılındaki 759 milyon m<sup>3</sup> seviyesinden, 2012 yılında 632 milyon m<sup>3</sup> seviyesine düşmüştür. Bu düşüş eğilimi 2013 yılında da sürmüştür (Tablo 3.4).

**Tablo 3.4** 2007–2013 Yılları Arasında Yerli Doğal Gaz Üretim Miktarları, milyon m<sup>3</sup> (Kaynak: EPDK 2012 Sektör Raporu)

Yıllar	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Miktar	874	969	684	682	759	632

2013 yılı yerli doğal gaz üretim miktarı ise (resmi olarak henüz yayınlanmamakla birlikte) 555 milyon m<sup>3</sup> olarak gerçekleşmiştir.

Türkiye'nin 2012 Yılı sonu itibarı ile yerli (konvansiyonel) doğal gaz kaynak durumumuz aşağıdaki tabloda görülmektedir. (Kaynak: PİGM)

**Tablo 3.5** Gaz Rezerv Bilgileri (Kaynak:PİGM)

Rezervardaki Gaz (m <sup>3</sup> )	Üretilbilir Gaz	Kümülatif Üretim	Kalan Üretilbilir Gaz
25.252.332.992	20.140.553.298	13.487.646.547	6.652.906.751

## 3.2 2013 Yılı Doğal Gaz Piyasa Faaliyetleriyle İlgili Gelişmeler

### 3.2.1 İthalat

İthalata ilişkin 2013 yılında yaşanan en önemli gelişme Rusya Batı Hattı sözleşmelerinden, 6 milyar m<sup>3</sup>'lük bir kısmın da özel sektör tarafından devralınmış olmasıdır. Aslında, BOTAŞ ile GAZPROM arasında 2011 yılı sonunda sona ermiş olan bu sözleşme uzatılmamakla birlikte, Türk ve Rus Hükümetleri arasında özel bir mutabakat ile 2012 yılı sonuna kadar yaklaşık 5.8 milyar m<sup>3</sup> gaz girişi yapılabilmesi sağlanmıştır. Söz konusu sözleşmenin özel sektör kuruluşlarınca 2013 yılından itibaren devam ettirilebilmesi için EPDK tarafından yeni bir lisanslama süreci başlatılmış ve bu süreç sonunda 6 milyar m<sup>3</sup>'lük sözleşme 4 özel sektör kuruluşu tarafından aşağıdaki miktarlar doğrultusunda devralınmıştır (Tablo 3.6).

**Tablo 3.6** Gaz Sözleşme Devir Bilgileri (Kaynak: EPDK)

Lisans Sahibi	Sözleşme Miktarı (Milyon m <sup>3</sup> )
BATI HATTI AŞ	983
KİBAR ENERJİ AŞ	983
BOSPHORUS Gas Corporation AŞ	1720
AKFEL Enerji San. ve Tic. AŞ	2211

Böylece BOTAŞ'ın geçmişte GAZPROM ile yapmış olduğu 14 milyar m<sup>3</sup>'lük kontratın 10 milyarlık kısmı özel sektöre devredilmiş olup, 2009 yılında sonuçlanan ilk kontrat devri sürecinde sisteme girenlerle birlikte, Rus Batı Hattı'ndan (Malkoçlar) gaz girişi yapan özel sektör ithalatçıları ve kontrat miktarları aşağıdaki şekildedir (Tablo 3.7).

**Tablo 3.7** Rus Batı Hattı Kontratını Devralan Özel Sektör İthalatçılarına Dair Son Durum (Kaynak: EPDK)

Lisans Sahibi	Kontrat Miktarı (Milyon m <sup>3</sup> )
BATI HATTI AŞ	983
KİBAR ENERJİ AŞ	983
BOSPHORUS Gas Corporation AŞ	2470
AKFEL Enerji San. ve Tic. AŞ	2211
ENERCO	2500
SHELL	250
AVRASYA GAZ	500

Batı Hattı özel sektör ithalatçı şirketlere dair özet bilgi aşağıdaki gibi verilebilir.

### **ENERCO Energy – AKFEL Grup**

ENERCO'nun %60 hissesi AKFEL Grup'a ait olup, grup doğal gaz sektöründe mühendislik, inşaat, ekipman üretim ve temini ile danışmanlık faaliyetlerini 11 yıldan beridir sürdürmektedir. Şirketin kalan hissesi Avusturyalı OMV tarafından alınmıştır. Kontrat devri süreci sonrasında devralmış olduğu yıllık 2.5 milyar m<sup>3</sup>'lük Rus kontratı ile BOTAŞ'tan sonra ikinci büyük ithalatçı konumundaydı. Şirketin ithalat faaliyetleri 2009 yılı Mart ayında başlamış olup, Rus tarafı ile kontratı 2022 yılına kadar uzun dönemlidir. AKFEL Grup, 2013 yılında yıllık 6 milyar m<sup>3</sup> Rus Batı Hattı kontratını devralanlar içinde 2.25 milyar m<sup>3</sup> ile en büyük kısma sahip olup, ENERCO hissesi ile birlikte BOTAŞ'tan sonraki en büyük ithalatçı konumundadır.

## **BOSPHORUS GAS**

Ali Şen aile şirketi konumundaki BOSPHORUS GAS 2003 yılında kurulmuş olup, bir kısım hissesi de GAZPROM'un Almanya'daki bir şirketine ait bulunmaktadır. Kontrat devirleri süreci sonrasında 750 milyon m<sup>3</sup>'lük bir kısmı devralan şirket ithalat faaliyetine 2009 yılı Ocak ayında başlamıştır. Batı hattındaki yeni kontrat devri sürecinde 1.25 milyar m<sup>3</sup> yeni portföyün yanı sıra, aynı giriş noktasından farklı bir sözleşme (Kazakistan gazı olduğu ifade ediliyor) ile 750 milyon m<sup>3</sup> ilave bir portföy ile toplam yıllık miktarının 3 milyar m<sup>3</sup>'ü aşması söz konusudur.

## **AVRASYA GAZ**

Tüm hisseleri Tahincioğlu ailesine ait olan şirket 2004 yılında kurulmuştur. İlk kontrat devri süreci sonunda Rusya tarafı ile yıllık 500 milyon m<sup>3</sup>'lük anlaşması olup, 2009 yılından bu yana ithalat faaliyetlerini sürdürmektedir.

## **SHELL ENERJİ**

Dünya enerji devlerinden Hollandalı SHELL şirketine ait SHELL ENERJİ kontrat devri süreci sonrasında 250 milyon m<sup>3</sup>'lük bir portföy devralmış olup, 2007 yılı Aralık ayında ithalat faaliyetine başlamıştır. Son yıllarda tüketicilere doğrudan satış yerine, ithal ettiği doğal gazın hemen tamamını sanal noktada TURCAS'a devretmektedir.

## **BATI HATTI AŞ**

Ortakları arasında Eksim Holding Yönetim Kurulu Başkanı Abdullah Tivnikli ile BİM ortaklarından Mustafa Latif Topbaş bulunmaktadır.

## **KİBAR ENERJİ**

Kibar Holding bünyesinde bulunmakta olup, adı geçen holding bünyesindeki Hyundai marka otomobil üretimi ve Assan Şirketler grubu ile ön plana çıkmaktadır.

LNG ithalatı büyük ölçüde yine BOTAŞ'ın Cezayir ve Nijerya tarafları ile devam eden uzun dönemli kontratları dahilinde gerçekleştirilmiş, Spot LNG ithalatı BOTAŞ tarafından 5 kargo, özel sektör kuruluşu EGEgaz tarafından ise 1 kargo olarak yer almıştır. Spot LNG ithalatı konusunda 2010 yılından bu yana lisans alan birçok kuruluş olmasına rağmen, adı geçen 2 kuruluş dışında Spot LNG ithali gerçekleştirilen olmamıştır.

2013 yılında boru hattı yolu ile ithalata ilişkin ilave bir giriş sağlama amacıyla, Bosphorus Gas tarafından Malkoçlar Giriş Noktası'nda giriş yapmak üzere, temin kaynağı olarak Kazak gazı belirtilen lisans başvurusu yapılmış ancak 750 milyon m<sup>3</sup> yıllık hacimli bu başvuru EPDK tarafından olumlu yanıtlanmamıştır. Firma, 2013 yılı sonunda aynı başvurusunu 2014 yılı için yinelemiştir.

BOTAŞ'ın Cezayir ile 4 milyar m<sup>3</sup>/yıl şeklindeki uzun dönemli LNG alım anlaşması 2014 yılında sona erecektir. Bu anlaşmanın uzatılmasına dair BOTAŞ bir süredir SONATRACH firması ile görüşmelerde bulunmakla birlikte, sonucu konusunda henüz bir açıklama yapılmamıştır.

Irak'tan doğal gaz ithalatına ilişkin yaşanan önemli gelişme ise konuya dair Siyah Kalem firmasına EPDK tarafından 12.09.2013 tarihinde ithalat lisansı verilmesi olmuştur. Azami 3.2 milyar m<sup>3</sup>/yıl olarak lisans verilen ithalatın başlaması için öngörülen tarih 2017 yılıdır.

### 3.2.2 Toptan Satış

Her ne kadar EPDK tarafından yer yıl yayımlanan bir Toptan Satış Tarifesi bulunmakta ise de, bu alanda fiyat düzenlemesi, BOTAŞ'ın piyasadaki fiili tekelinin kalkmasından itibaren uygulanmamaktadır. 2007 yılından bu yana BOTAŞ'ın kontrat devirleri sonucunda yeni ithalatçı şirketler ile birlikte spot LNG İthalatı faaliyetinde bulunan şirketlerin piyasaya girmesi, diğer taraftan bazı yerli üretim sahalarında üretilen doğal gazın üretici firmalar tarafından dönemsel ihaleler yöntemiyle, toptan satış şirketlerine satışı ile bu alanda faaliyetler yoğunlaşmıştır. Şebeke İşleyiş Düzenlemesi(ŞİD) hükümlerinde 2008 yılında yapılan sanal ortamda miktar devri ile gaz alış-verişine imkan sağlayan revizyonlar, bu faaliyetlerin çok daha hareketlenmesine ortam hazırlamıştır. 2013 yılı başlangıcı itibarı ile 19 adet toptan satış şirketi, iletimci ile Standart Taşıma Sözleşmesi imzalamış ve iletim şebekesi üzerinden taşıma hizmeti almıştır.

Dağıtım şirketlerinin satın aldıkları doğal gazın en fazla yüzde ellisini aynı tedarikçiden temin edebilecekleri, doğal gazı en ekonomik kaynaktan temin ettiklerini belgeleme yükümlülükleri; diğer taraftan toptan satış şirketlerinin dağıtım şirketlerine ve serbest tüketicilere doğal gaz satış fiyatlarını web sitelerinde yayınlama yükümlülüğünün toptan satışa ilişkin Kurul Kararlarında yer alması, düzenleyici çerçeve ve Kurumun bu alanda rekabeti oluşturma amacına yönelik hüküm ve uygulamaları olarak özetlenebilir.

Bununla birlikte, BOTAŞ dışındaki tedarikçiler tarafından dağıtım şirketleri ile serbest tüketicilere toptan satış fiyatlarının belirlenmesinde, fiilen BOTAŞ'ın buna ilişkin fiyatlarının referans alınması ve fiyatların "BOTAŞ'ın Serbest Tüketicilere Satış Fiyatı – %X" şeklindeki formül uygulaması, 2013 yılında da yaygınlığını korumuştur. 2012 yılının sert geçen kış döneminde arz talep dengesinin korunmasında yaşanan güçlükler; diğer taraftan EPDK'nın da 2013 yılı için 47,6 milyar m<sup>3</sup> olarak öngörülen talep tahmini, piyasada özellikle Rusya Batı Hattı ithalatçısı konumundaki özel sektör kuruluşları için avantajlı bir ortam yaratmıştır. GAZPROM'un, özel şirketlerin devir aldığı bu kontratlar için BOTAŞ'ın ortalama alım maliyetine göre oldukça indirimli bir fiyat politikası uygulaması da; özel şirketler lehine, bu avantajlı durumu pekiştirmiştir. Birçok toptan satış firması, bu ithalatçılar ile dolar bazında, "al ya da öde" mahiyetinde sözleşmeler imzalamışlar ve piyasa riskini tamamı ile üstlerine almışlardır. Özel sektör ithalatçılarının da, portföylerindeki gazın bir kısmını yıl öncesinde kontrata bağlamayarak, yıl içinde spekülatif olarak kısa dönemli sözleşmeler veya dengesizlik ticareti amacıyla tutmaları sonucunda, gaz arz kapasitesi 6 milyar m<sup>3</sup> eksilen BOTAŞ, birçok sözleşme talebini yerine getirememiş, 2012 sonu geldiği halde 2013 yılı için gaz alım sözleşmesi yapamayan birçok OSB, problemlerini Enerji Bakanlığına aksettirmiştir. Bakanlığın yönlendirmesi neticesinde BOTAŞ muhtemelen şartlı bir gaz temin taahhüdüne girmek durumunda kalmıştır.

Öte yanda, gerek kış mevsiminin oldukça ılıman geçmesi, diğer taraftan sanayi ve elektrik tarafında öngörülen talep artışının gerçekleşmemesi ile birlikte, özellikle ithalatçılarla dolar bazında gaz alım sözleşmesi yaparken, tüketiciler ile TL bazında gaz satış sözleşmesi yapan toptan satış şirketleri; BOTAŞ'ında gaz satış fiyatlarında artırıma gitmemesi karşısında; oldukça sıkıntılı bir yıl yaşamıştır. Yıl sonuna doğru artan dolar kuru da söz konusu şirketleri mali açıdan oldukça sıkıntılı bir duruma sokmuştur. Burada dikkat çeken nokta, BOTAŞ'ın doğal gaz satış fiyatlarına en son 2012 yılı Kasım ayında zam yapmış olmasıdır.

2014 yılı için iletimci ile standart taşıma sözleşmesi yapan toptan satış şirketi sayısının 20 civarında olacağı görülmektedir.

### 3.2.3 LNG Terminaleri

Türkiyedeki mevcut 2 LNG terminalinden biri BOTAS'ın (Marmara Ereğlisi LNG Terminali), diğeri ise (Aliağa LNG Terminali) özel bir sektör kuruluşu olan EGEGAZ'ın mülkiyetindedir. Gazlaştırma yoluyla iletim şebekesine sevkiyatın dışında, terminallerden kara tankerleriyle gaz şebekesinin ulaşmadığı yörelere LNG sevkiyatı da gerçekleştirilmektedir. 2012 yılı için kara tankerleriyle gerçekleştirilen LNG'nin toplam tüketimdeki payı %1.5 olmuştur.

2013 yılında yeni LNG terminaleri yapımına ilişkin önemli gelişmeler kaydedilmiştir. Kolin Grubu'nun Aliağa LNG Terminali projesi için; Ege Yıldızı şirketinin de Çandarlı'da kurmayı planladığı LNG Terminal projesi çalışmaları devam etmekle birlikte, şirketler henüz lisans alamamış durumdadır. Çandarlı LNG Terminali projesine dair 2013 yılı Nisan ayında terminal arazi edinimi için Bakanlar Kurulu tarafından Acil Kamulaştırma Kararı alınmıştır.

#### **BOTAS Marmara Ereğlisi LNG Terminali**

Terminal 1994 yılından bu yana faaliyette olup, her biri 85.000 m<sup>3</sup> LNG depolama kapasiteli 3 depolama tankı bulunmaktadır. Terminalin yıllık maksimum gazlaştırma kapasitesi 8,2 milyar m<sup>3</sup> olup, iletim şebekesine günlük azami 22,05 milyon m<sup>3</sup> gazlaştırılmış LNG gönderilebilmektedir. BOTAS'ın LNG temini konusunda, Cezayir (SONATRACH) ve Nijerya (SHELL) firmalarıyla uzun dönemli alım kontratları olup, BOTAS, LNG'yi Marmara Ereğlisi Terminalinde teslim almaktadır. Terminal, kuruluşundan bu yana uzun dönemli kontratlarda taahhüde bağlanan miktarlar doğrultusunda bir arz kaynağı olarak işlev görmektedir. 4 milyar m<sup>3</sup> eşdeğeri LNG yıllık kontrat miktarlı Cezayir tarafı ile olan kontrat 2014 yılında, 1,2 milyar m<sup>3</sup>'lik Nijerya kontratı ise 2021 yılında sona erecektir.

Terminalin depolama ve gazlaştırma kapasitesini artırmak üzere 4. Depolama tankının ilave edilmesi ve gerekli revizyonların yapılması uzun süredir gündemde olan bir proje olup, 2013 yılında konuya dair mühendislik çalışması için BOTAS tarafından ihaleye çıkılmış olup, ihaleyi Belçikalı Tractebel firması kazanmıştır.

Terminal 2010 yılından bu yana "Kullanım Usul ve Esasları – KUE" doğrultusunda üçüncü taraf erişimine açık olmakla birlikte, 2013 yılında da geçmiş yıllarda olduğu üzere sadece BOTAS tarafından LNG Kargosu getirilmiştir.

#### **EGEGAZ Aliağa LNG Terminali**

EGEGAZ Aliağa LNG Terminali 2003 yılında inşa edilmiş olup, her biri 140.000 m<sup>3</sup> LNG depolama kapasiteli 2 depolama tankı bulunmaktadır. Terminalin yıllık maksimum gazlaştırma kapasitesi 6 milyar m<sup>3</sup> olup, maksimum 14 milyon m<sup>3</sup> gazlaştırılmış LNG İletim Şebekesine günlük olarak sevk edilebilmektedir. Günde, azami 50 kara tankerine LNG dolumu yapılabilmektedir.

Terminale ilişkin olarak 2013 yılında kapasite artırımı gibi bir proje gündeme gelmemekle birlikte, Katar LNG şirketlerinin EGEGAZ Terminali'nde hisse sahibi olmalarına ilişkin taraflar arasında görüşmeler yapıldığı medyaya yansımıştır.

Terminal 2013 yılında BOTAŞ ve EGEGAZ tarafından Spot LNG alımlarına yönelik kullanılmış olup, ağırlık BOTAŞ'ın kargolarında olmuştur. EGEGAZ'ın LNG ithalatına dair uzun dönemli alım kontratı bulunmamaktadır.

### 3.2.4 Yeraltı Depolama Tesisleri

Türkiye'de faal durumdaki tek yeraltı depolama tesisi olan TPAO'ya ait Silivri Yeraltı Doğal Gaz Depolama Tesisinin şu anda depolama kapasitesi 2,661 milyar m<sup>3</sup> olup, bunun 2,1 milyar m<sup>3</sup>'ü BOTAŞ tarafından rezerve edilmiş ve kalan yaklaşık 0,5 milyar m<sup>3</sup> özel sektör ithalatçılarının kullanımına açılmıştır. Tesise halen günlük maksimum 14 milyon m<sup>3</sup> gaz enjeksiyonu yapılabilmekte, depoda kalan gazın miktar ve basıncına bağlı olarak, günlük maksimum 20 milyon m<sup>3</sup> gaz, iletim şebekesine sevk edilebilmektedir.

Tedarikçilerin ve Dağıtım Şirketlerinin depolama olanaklarından faydalanmaları mevzuattan gelen bir zorunluluktur. 4646 Sayılı Kanun uyarınca doğal gaz toptan satışı gerçekleştiren tedarikçiler, faaliyetlerine başladıktan 5 yıl içinde, yıllık olarak öngördükleri (son kullanıcılara) satış hacimlerinin %10'u nispetinde bir depolama hizmeti almakla mükellefler. Mevcut yegane yeraltı depolama tesisi durumdaki TPAO Silivri ve Kuzey Marmara Yeraltı Depolama Tesislerine dair Temel Kullanım Usul ve Esasları 2012 yılı Nisan ayında yürürlüğe girmiştir. Yaklaşık 2.661 milyar m<sup>3</sup> depolama hacmi sunan tesisin, yaklaşık 500 milyon m<sup>3</sup> kısmı; anılan usul ve esaslar çerçevesinde BOTAŞ dışındaki tedarikçilerin kullanımına açılmakla birlikte, talep düşük düzeyde gerçekleşmiştir. TPAO'nun EPDK tarafından belirlenen üst sınır tarifesinden önemli düzeyde indirim yapılmış olmasına rağmen, BOTAŞ dışındaki aktörler tarafından kiralanan hacim 100 milyon m<sup>3</sup> düzeyinde kalmıştır.

Tesisin kullanımı, 1 Nisan-16 Ekim olarak belirlenen enjeksiyon dönemi, 1 Kasım-24 Mart olarak belirlenen geri üretim dönemi şeklinde iki operasyon modu çerçevesinde gerçekleşmektedir

### Yeni Depolama Tesisleri Yatırımları

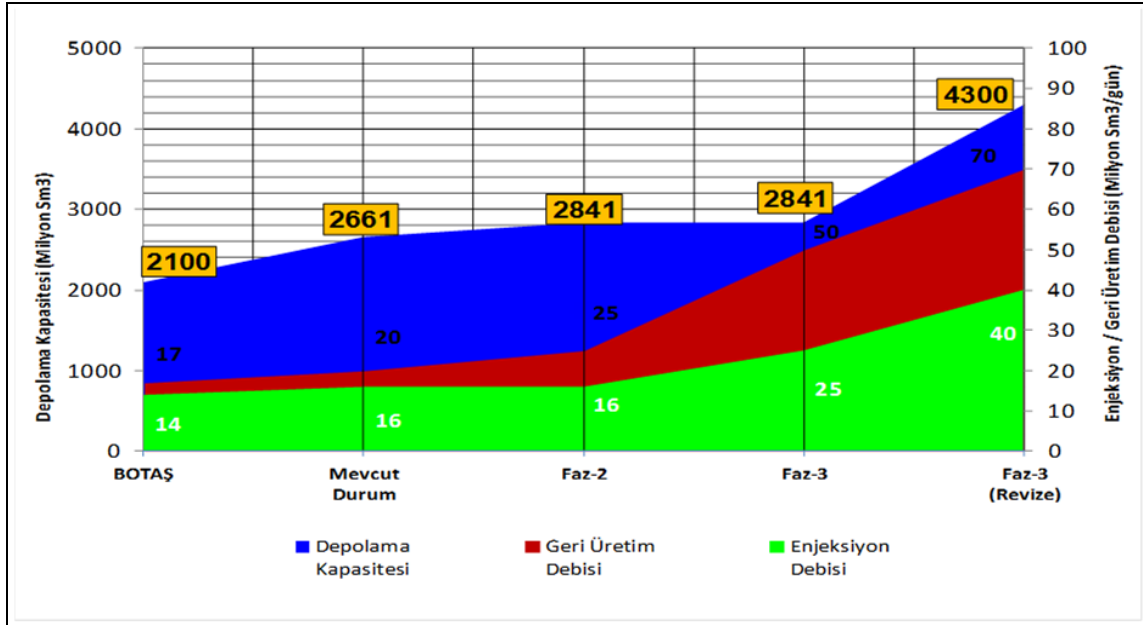
BOTAŞ'ın uzun yıllardır gündemde olan Tuzgölü Yeraltı Depolama Tesisini için ihale süreci 2012 yılında sonuçlandırılmıştır. Yapım çalışmaları süren tesisin öngörülen tamamlanma tarihi ilk faz için 2016 yılı, ikinci faz için 2018 yılı olup; 1 milyar m<sup>3</sup> depolama kapasitesi sağlayacaktır. Tesisten günlük geri üretim miktarının ise 40 milyon m<sup>3</sup> olması hedeflenmiştir.

Başta Avusturya kökenli OMV firmasının Tarsus civarındaki araştırmaları olmak üzere özel sektör kuruluşlarınca da yeraltı depolama tesisleri kurmaya yönelik çalışmalar olmakla birlikte, netlik kazanan bir proje henüz görülmemektedir. Tarsus bölgesinde depolama yatırımcıları arasında Türk şirketler de yer almakta olup, bunlar arasında Tarsus Gaz Depo ve Madencilik AŞ gibi ÇED sürecini tamamlamış olan firmalar bulunmaktadır. Rus GAZPROM ve Alman EWE firmalarının da Türkiye'de doğal gaz yeraltı depo yatırımı ile ilgilendikleri bilinmektedir. Nitekim, yıl sonuna doğru bazı somut gelişmeler yaşanmış olup, Aksaray ilinde yine Tuz Gölü havzasında geliştirilen bir yeraltı depolama projesi ve yapılan başvuru sonrasında, EPDK aynı bölgede başka proje başvurusu olacaklar için 19 Kasım'a kadar EPDK'ya müracaat etmeleri gerektiği yönünde Kurul Kararı yayınlamıştır.

TPAO tarafından mevcut Silivri Depolama Tesisinin depolama kapasitesi ile günlük geri üretim kapasitelerinin artırımına yönelik projelerin ilk fazları tamamlanmış, 2 ve 3. Faz çalışmaları devam etmekte-

tedir. 2018 yılında tamamlanması planlanan projeye göre, günlük geri üretim kapasitesi ise 75 milyon metreküp, depolama kapasitesi ise 4.3 milyar m<sup>3</sup> olacaktır. Anılan proje tamamlanması durumunda, özellikle soğuk kış günlerinde karşı karşıya kalınan arz talep dengesizliği problemini gidermede en önemli unsur olacaktır.

**Tablo 3.8** TPAO Depolama Tesisi Kapasite Artırımı Projeleri (Kaynak: TPAO)



### 3.2.5 İletim Şebekesi

BOTAŞ'ın İletim Şebekesi'nin Türkiye geneline yaygınlaştırılmasına yönelik anlamında yatırımları büyük ölçüde tamamlanmış olup, yüksek basınçlı hatların toplam uzunluğu yaklaşık 12.500 km'ye ulaşmıştır. Ana İletim Şebekesine 4 adet yurt dışı iletim şebekesi, 2 LNG Terminali, 1 Yeraltı Depolama Tesisi, 2 yerli üretim sahasından gaz girişi yapılmakta, şebekeye doğrudan bağlı durumda olan yaklaşık 400 adet Basınç Düşürme ve Ölçüm İstasyonundan çıkış yapılmaktadır.

İletim Şebekesine gaz girişinin sağlandığı noktalar aşağıdaki tabloda belirtilmektedir.

**Tablo 3.9** BOTAŞ Gaz Giriş Noktaları

Boru Hattı İle İthalat	LNG Terminali	Yerli Üretim	Yeraltı Deposu
Malkoçlar	Marmara Ereğlisi	TPAO Akçakoca	TPAO Silivri
Durusu (Mavi Akım)	EGEGAZ - Aliğa	TEMİ-Kırklareli	
Türkgözü (Azeri)			
Bazergan (İran)			

İthalat kontratlarında yer alan taahhütler, LNG Terminallerinin gazlaştırma kapasiteleri ve TPAO Yeraltı Depolama Tesisinden çekilebilen azami geri üretim miktarı dikkate alındığında iletim şebekesinin arz miktarı günlük 195 milyon m<sup>3</sup> civarında olabilmektedir. Şebekenin teknik anlamda günlük arz kapasitesinin bu miktarın üzerinde olduğu bilinmekte olup, 2013 yılında, iletim şebekesinin seviyiyat kapasitesini artırma adına çok önemli rolü olan Erzincan ve Kırşehir Kompresör istasyonlarının yapımı süreci tamamlanmış, her iki istasyon Aralık ayında devreye alınmışlardır. Önümüzdeki yılda çalışmaları devam edecek en önemli yatırımlar içinde Eskişehir'deki mevcut kompresör istasyonu yerine daha büyük kapasiteli yeni bir kompresör istasyonu yapımı ile Önerler - Keşan arasında 36 inç çapında loop hattı yapımı yer almaktadır. Kuzey Irak'tan gaz teminine yönelik Silopi ile Bismil arasında 40 inç'lik iletim hattı yapımı gündemde olmakla birlikte, anılan yatırımın ne zaman gerçekleştirileceğine dair detaylı bilgi yayınlanmış değildir. BOTAŞ'ın Yüksek Basıncılı İletim Hatlarıyla birlikte Kompresör İstasyonlarını gösteren harita aşağıda yer almaktadır.



Şekil 3.3 BOTAŞ Doğal Gaz İletim Sistemi (Kaynak: BOTAŞ)

2013 yılında BOTAŞ (İletim) ile Standart Taşıma Sözleşmesi yaparak iletim şebekesi üzerinden gaz sevkiyatı yapan firmalar 9 ithalatçı, 17 toptan satışı ve 1 ihracatçı firma olarak yer almıştır.

### 3.2.6 Dağıtım

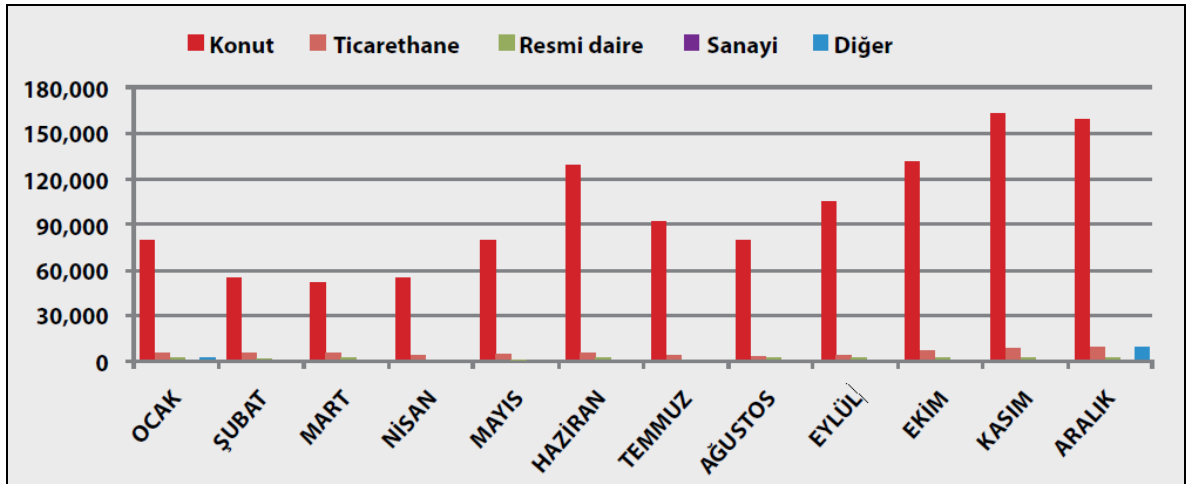
2013 sonu itibarıyla doğal gaz alt yapısının oluşturulmasında il bazında ulaşılan sayı ise 72 olmuştur. "Dağıtım Bölgesi Lisans İhalelerinde" göz önüne alınan yegane kriter katılımcı firmaların taahhüt ettikleri dağıtım bedelidir. Dağıtım bedeli, birim hizmet ve amortisman bedellerinden oluşmaktadır. İhale, en düşük dağıtım bedeli teklif eden 3 firmadan yeni indirimli teklifler alınarak sonuçlandırılmaktadır. Teklif edilen dağıtım bedeli, ilk 8 yıl için geçerli olmaktadır. Bu sürenin sonuna bazı firmalar için gelinmiş olup, 2013 yılı sonuna kadar 8 yıllık süreci tamamlamış firma sayısı 25 olmuştur.





Şekil 3.4 Türkiye Doğal Gaz Dağıtım Haritası

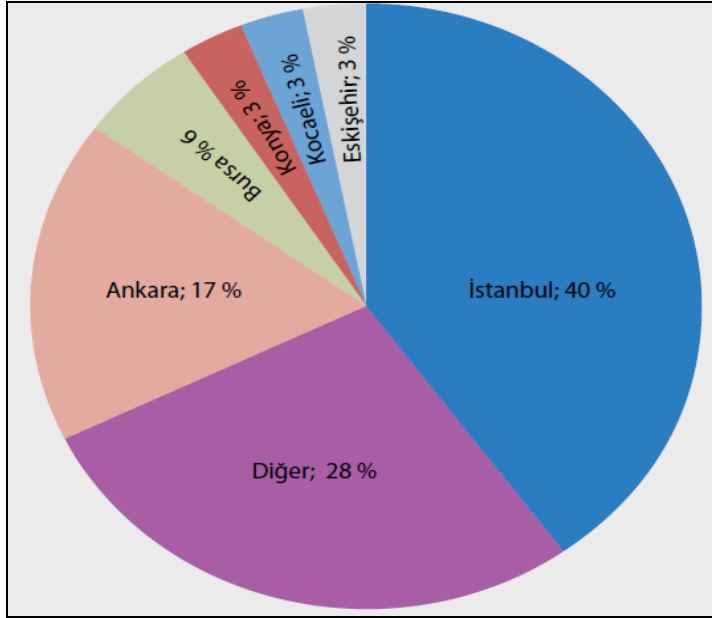
2012 yılı sonu itibarı ile doğal gaz dağıtım hizmeti götürülen 65 ilde abone sayısı 9.171.624'e ulaşmıştır (Şekil 3.5).



Şekil 3.5 Dağıtım Bölgelerinde 2012 Yılında Yeni Aboneliklerin Müşteriler ve Aylar Bazında Dağılımı  
(Kaynak: EPDK Sektör Raporu 2012)

Doğal gaz dağıtım şirketleri için "Tarife Hesaplama Usul ve Esasları", 22.12.2011 tarihli ve 3580 sayılı EPDK Kurul Kararı ile belirlenmiş ve 31.12. 2011 tarihli Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe girmiş ve bu şekilde normal tarife dönemi uygulamasının çerçevesi belirlenmiştir. Bu yeni dönemde dağıtım şirketlerinin tarife önerileri ve bunlar karşısında Kurul Kararları, tüm dağıtım şirketlerinin faaliyetlerini önemli ölçüde etkilemektedir. Son kullanıcılar açısından ise "Sistem Kullanım Bedeli" olarak yeniden adlandırılan dağıtım bölgesindeki taşıma bedelleri, gaz maliyetinin önemli unsurlarından biri olmakta, Sistem Kullanım Bedelinin farklı tüketim miktarları için farklı birim bedel kategorileri görülmektedir. En basit mantıkla, yüksek tüketimin olduğu, EPDK tarife onayının geçerli olduğu dağıtım bölgelerinde birim "Sistem Kullanım Bedeli", düşük tüketimin olduğu bölgelere göre daha düşük olacaktır. Keza aynı dağıtım bölgesi içinde yer alan serbest tüketiciler, yıllık kullanım miktarları doğrultusunda farklı "Sistem Kullanım Bedeli" ödemekte, yüksek tüketimi olanlar daha düşük birim bedele tabi tutulmaktadır.

Normal tarife dönemine geçilmesi ve bunun sonucunda EPDK tarafından belirlenecek, 5 yıl süreyle geçerli olacak (aylık enflasyon düzeltmesine tabi) Sistem Kullanım Bedelleri bu kesitteki önemli bir gelişme durumundadır. 2013 yılında 19 dağıtım şirketi tarafından tarifelerinde yatırım ve işletme giderlerinde kesinti yapılmasını gerekçe göstererek dava süreci başlatmıştır. Bundan sonraki süreçte, dağıtım tarife yapısının netleşmesi sonucu, birçok dağıtım şirketinin daha güçlü sermaye gruplarına veya yabancı şirketlere satışı olası gelişmeler arasında değerlendirilebilir.



Şekil 3.6 2012 yılı illere göre Doğal Gaz Tüketimi (Kaynak: EPDK Sektör Raporu 2012)

2012 yılı iller bazında evsel tüketime dair yukarıdaki tablo incelendiğinde İstanbul ve Ankara illerine ait tüketimin tüm tüketim içinde toplam olarak %57 pay sahibi olduğu görülmektedir. Özellikle İstanbul'da kış döneminde sıcaklıkların (-) seviyelere inmesi günlük tüketimi aşırı artıran, arz talep dengesinin bozulmasında en önemli etmen durumundadır.

EPDK'nın yürüttüğü dağıtım lisans bölgeleri ihaleleri dışında, Özelleştirme İdaresi'nin uhdesinde yürütülen BAŞKENTGAZ'ın özelleştirilmesi ihale süreçlerinde en yüksek teklifler; 2008 yılında

1,610 milyar \$ olarak Global Yatırım – ENERGAZ tarafından, 2010 yılında ise 1,211 milyar \$ olarak Kazancı – Karamehmet ortaklığı MMEKA tarafından verilmiş, ancak her iki ihale süreci de; firmaların devralmaktan vazgeçmeleri nedeniyle sonuçlanamamıştı. 2013 yılındaki ihale süreci ile özelleştirme sonuçlandırılmış, ihaleyi 1.162 milyar ABD Doları teklif bedeli ile Torunlar Gıda kazanmıştır. Firma, BAŞKENTGAZ'ı 2013 Haziran ayında devralmıştır.

Bundan sonraki dönemde, kamuda kalan tek dağıtım şirketi olan İstanbul Büyükşehir Belediyesi şirketi İGDAŞ'ın özelleştirilmesi öngörülmektedir.

### 3.2.7 Uluslararası Projeler

Konvansiyonel doğal gaz kaynakları açısından dünyadaki belli başlı ülkeler ile Avrupa arasında bir köprü konumunda olan Türkiye üzerinden Avrupa'ya doğal gaz taşınmasına yönelik birçok proje geçmişte gündeme gelmiş, bunlar içinde özellikle Hazar Bölgesi, İran ve Irak potansiyel kaynaklar olarak görülmüştür. Geçtiğimiz birkaç yıllık süreç içinde bu kaynakları hedef alan NABUCCO Projesi 2011 yılına kadar en ağırlıklı yeri tutmakla birlikte rakip projeler olarak TAP ve ITGI projeleri de gündemdeki yerlerini korumuştur. 2011 yılı Ekim ayında Türk ve Azeri hükümetleri arasında bir hükümetlerarası anlaşma ve onun altında BOTAŞ ve Şahdeniz ortakları arasında imzalanan anlaşmalarla, Şahdeniz Faz II gazının 6 milyar m<sup>3</sup>'lük kısmının Türkiye'de tüketilmesi, 10 milyar m<sup>3</sup>'lük kısmının ise Yunanistan ve Bulgaristan'a transit edilmesini ve alt yapı olarak BOTAŞ'ın mevcut İletim Şebekesinin (yatırımlarla kapasitesinin artırılmasıyla) kullanılması kararları alınmakla birlikte, Türkiye kısmı için münhasır bir boru hattı yapılabilmesi opsiyonu da ortaya konmuştu. Nitekim daha sonra Türk ve Azeri hükümetleri "Trans Anatolia Pipeline Project - TANAP" olarak adlandırılan münhasır boru hattı yapımı konusunda mutabakata varmışlar ve konuya dair Hükümetlerarası Anlaşma ile Ev Sahibi Ülke Anlaşmasını 2012 yılı Haziran ayında imzalamışlardır. Bu gelişmelerin ardından, Şahdeniz Konsorsiyumu, Avrupa tarafında taşıma hizmeti için revize edilen NABUCCO (NABUCCO West) ile TAP projelerini iki aday proje olarak belirlemiş, nihai süreçte ise 2013 yılı Haziran ayı sonunda TAP projesini seçmiştir. 2013 yılı Aralık ayında ilgili tüm tarafların yatırım kararı alması ile Şah Deniz Faz II gaz üretimi ile Türkiye ve Avrupa arasında değer zinciri oluşturulmasına dair çalışmalar son evresine girmiştir.



Şekil 3.7 TANAP ve TAP Haritası

Konvansiyonel doğal gaz yatakları açısından Rusya'dan sonra en zengin ülke durumunda olan İran, ABD yaptırımları nedeniyle NABUCCO projesinde kaynak ülke konumundan çıkarılmış ve Türkiye geçişli boru hattı projelerinde, en büyük potansiyel kaynak olmakla birlikte dikkate alınmayan bir konuma düşmüştü. Ancak 2008 yılında İran doğal gazının Türkiye üzerinden Avrupa'ya, nihai ülke olarak Almanya'ya transit edilmesini hedef alan bir proje (ITE – Iran – Turkey – Europe) gündeme gelmiş ve Türkiye kısmının yapımı konusunda TURANG Transit Taşımacılık AŞ, 2008 yılında yürürlükte olan 6326 sayılı Petrol Kanunu doğrultusunda Bakanlar Kurulu'nun onay vermesi sonucu Petrol İşleri Genel Müdürlüğünden 2010 yılında “Doğal Gaz Boru Hattı Belgesi” almıştı. İran'ın uluslararası arenadaki mevcut konumu karşısında anılan projenin hayata geçirilip geçirilemeyeceği tartışılır olmakla birlikte, 35 milyar m<sup>3</sup> kapasite hedefleyen projenin Türkiye kısmı için ÇED Raporu yayınlanmış ve Temmuz ayında Bakanlar Kurulu Acil Kamulaştırma Kararı almıştır.

Kuzey Irak doğal gaz potansiyelinin Türkiye bağlantısı gerçekleştirilerek değerlendirilmesine yönelik son dönem çalışmalar, Siyah Kalem firmasının konuya dair 2009 yılında müracaatı ile gündeme gelmişti. Geçen süre içinde, ekonomik olarak büyük avantajlar sağlayabilecek bu potansiyelin değerlendirilmesine yönelik olarak TPAO iştiraki olan TPIC'in bölgede aktif olması gerekliliği vurgulanmaktadır. Ancak TPIC'in bağlı olduğu TPAO'ya Irak Merkezi Hükümeti tarafından gösterilen bazı olumsuz tavırlar sonrasında, TPIC'in TPAO'dan ayrılarak BOTAS uhdesine alınması kararı oldukça çarpıcı bir gelişme olmuştur. TPIC ile EXXON Kuzey Irak'ta doğal gaz arama çalışmaları, TPIC'in yerel yönetim ile 6-7 yerde arama için anlaşma imzalayabileceği gibi haberler medyada yer almıştır. Nihai süreçte TEC (Turkish Energy Company) kuruluşu, BOTAS ve TPAO'nun bu yapılanmada yer alması; çalışmaların artık TEC tarafından yürütülüyor olması ve Aralık ayında TEC ile Kuzey Irak Bölgesel Yönetimi arasında Ceyhan Terminali'ne petrol sevkiyatı ile muhtemelen doğal gaz üretim ve sevkiyatını içeren bazı anlaşmaların imzalanmış olması, bu anlaşmalar konusunda ise Irak Merkezi Hükümeti ile yaşanan krizler ve halen söz konusu anlaşmalar için Irak Merkezi Hükümetinden onay beklenmekte olması yine medyadan takip edilen gelişmelerdir. Diğer taraftan Siyah Kalem firmasının da Irak'tan gaz ithali için yıllık azami 3.2 milyar m<sup>3</sup> hacimle EPDK'dan lisans alması konuya dair en önemli gelişmeler içinde yer almıştır.

Bölgedeki en aktif konumda olan şirketlerden Genel Enerji açıklamalarına göre kuyu başı fiyat 100 – 140 USD olan doğal gazın Türkiye'ye iletimi için Irak tarafında 200 -300 km boru hattı bağlantısı gerekecektir. Türkiye'de yapılması öngörülen Silopi – Bismil arasında yeni 300 km. bağlantı boru hattı ile gerekli alt yapının sağlanması hedeflenmektedir.

Özellikle İsrail ve Kıbrıs açıklarındaki bulgular başta olmak üzere Doğu Akdeniz'in derin sularındaki doğal gaz potansiyeli son yılların çarpıcı gelişmeleri içinde yer almıştır. İsrail geçtiğimiz Nisan ayında Tamar üretim sahasından karaya gaz sevkiyatına başlamıştır. İsrail, gelecekteki doğal gaz üretiminin kendi tüketim ihtiyacının oldukça üstünde gerçekleşeceği öngörüsü ile, bu fazla üretimin uluslararası düzeyde pazarlanması yönünde alternatif seçenekler üzerinde çalışmakta olup, konuya dair İsrail Hükümeti üretim miktarının % 40'ını geçmemek kaydıyla ihracat yetkisi tanımıştır. Bu seçenekler arasında resmi düzlemde Güney Kıbrıs ile işbirliği ön planda görülmektedir. Güney Kıbrıs'ta doğal gaz sıvılaştırma tesisi kurma planları ile ilgili olarak Güney Kıbrıs Rum Yönetimi (GKRY), ABD - İsrail ortaklığının (Noble, Derek) Kıbrıs'ta 10 milyar \$ tahmini yatırımla söz konusu tesisi kurmasını onaylamış ve GKRY ile İsraili firmalar arasında mutabakat zaptı imzalanmıştır. Diğer bir seçenek olan Türkiye ve Türkiye üzerinden Avrupa'ya gaz naklini sağlayacak bir boru hattı projesinin çok daha az bir maliyetle gerçekleştirilebilecek (2–5 milyar \$) olması nedeniyle bu alternatif üzerinde de çalışmalar medyaya yansdığı üzere ZORLU ve TURCAS gibi bazı gruplar tarafından İsrail'li şirketlerle yoğun şekilde sürdürülmektedir.

### 3.2.8 Arz – Talep Dengesi

Yürürlükte olan doğal gaz mevzuatı arz güvenliği çalışmalarının ne şekilde yapılacağı konusuna eğilimiş olup, talep projeksiyonu ile birlikte doğal gaz arzına ilişkin kısa, orta ve uzun vade öngörüler, hedefler ve altyapı planlama çalışmalarının yapılmasına dair kurumsal bir görevlendirme de ortaya koymamıştır. Elektrik sektöründe TEİAŞ tarafından hazırlanan üretim kapasite projeksiyon raporu gibi kamuoyu ile paylaşılan raporlar gaz sektöründe henüz yer almamıştır. Bu bağlamda arz talep dengesine ilişkin, 2012 yılına ait raporumuzda yer alan BOTAS'ın 2011 yılında yaptığı analiz, arz talep dengesinin irdelenmesi için yine referans olacaktır.

**Tablo 3.10** Doğal Gaz 2012-2030 Dönemi Arz ve Talebi

Yıl	Yıllık Arz (MİLYAR M <sup>3</sup> )	Yıllık Talep (MİLYAR M <sup>3</sup> )	Gerekli İlave Arz (MİLYAR M <sup>3</sup> )
2011	50,500	39,565	-
2012	* 50,500	41,571	-
2013	* 50,500	46,46	-
2014	* 50,500	51,168	<b>0,668</b>
2015	* 50,500	55,272	<b>4,772</b>
2016	* 50,500	56,392	<b>5,892</b>
2017	* 50,500	57,666	<b>7,166</b>
2018	* 50,500	58,292	<b>7,792</b>
2019	* 50,500	58,965	<b>8,465</b>
2020	* 50,500	59,519	<b>9,019</b>
2021	* 50,500	60,104	<b>9,604</b>
2022	* 50,500	60,767	<b>10,267</b>
2023	* 50,500	61,544	<b>11,044</b>
2024	* 50,500	62,491	<b>11,991</b>
2025	* 50,500	63,537	<b>13,037</b>
2026	* 50,500	64,721	<b>14,221</b>
2027	* 50,500	66,009	<b>15,509</b>
2028	* 50,500	67,353	<b>16,853</b>
2029	* 50,500	68,691	<b>18,191</b>
2030	* 50,500	69,73	<b>19,23</b>

**Kaynak:** BOTAS

\* Varsayım: Yıllık Kontrat Miktarları Tablosunda; Rusya (Batı Hattı) Arzı 2012'den itibaren 6 milyar m<sup>3</sup>, LNG Terminali Arzı 2014'te 1,4 milyar m<sup>3</sup>, 2015'te 3,1 milyar m<sup>3</sup> olmak üzere toplam 4,5 milyar

*m<sup>3</sup> azalmaktadır. 6 milyar m<sup>3</sup>'lik Azeri Faz 2 projesi dikkate alınmamıştır. Ancak yıllık arz; mevcut kontratların da devam ettiği öngörülerek, 2011 yılından itibaren 50,5 milyar m<sup>3</sup> olarak alınmaya devam edilmiştir*

Tablo incelendiğinde, EGEGAZ LNG Terminali'nden Spot LNG girişleri ve 2018 yılından itibaren Azerbaycan Şah Deniz Faz II gaz alım anlaşması doğrultusunda yıllık 6 milyar m<sup>3</sup> miktarın da yıllık arz miktarına eklenmesi gerekmektedir. 2017 yılından itibaren, 3 milyar m<sup>3</sup> hacimle başlamak üzere Kuzey Irak'tan gaz girişi olacağı öngörülmekle birlikte, mevcut ilişkiler dikkate alındığında, bu gaz girişinin hangi tarihte gerçekleşebileceği, hangi miktarlara ulaşacağı konusunda bu aşamada bir öngöründe bulunmak mümkün görülmemektedir. Ancak çok iyimser veya çok kötümser bir senaryo olmaması adına bu, Kuzey Irak'tan 2018 yılından itibaren 3 yıllık milyar m<sup>3</sup> olarak başlayan gaz girişinin nihai süreçte 6 milyar m<sup>3</sup> seviyesine ulaşması; EGEGAZ LNG Terminalinin de yıllık 4 milyar m<sup>3</sup> kapasite ile çalıştırılması durumunda yıllık arz kapasitesi 2018 yılından itibaren 66.5 milyar m<sup>3</sup>'i bulmaktadır. Talebin karşılanması hususu yıllık bazda ele alındığında ise uzun dönemli anlaşmaya tabi kaynakların %90 kapasite ile kullanılması senaryosu ile en azından 2022 yılına kadar arz imkanlarının talebi karşılamada yetersiz kalması gibi bir durum görülmektedir.

Ancak arz/talep dengesi açısından asıl çalışılması gereken senaryo günlük bazda olanıdır. Nitekim, 2013 yılı dikkate alındığında Nisan, Mayıs gibi belli aylarda 90 milyon m<sup>3</sup> seviyesine düşen günlük talep, çok soğuk kış günlerinde 230 milyon m<sup>3</sup> seviyesine yükselmiştir. İthalat kontratlarında ise taahhüt edilen günlük miktarlar, yıllık miktara bağlı günlük ortalama değerler az bir oran üzerinde olmakta ve böyle bir esnekliğe cevap vermemektedir. Bu çerçevede, günümüz şartlarında gaz arzı günlük en fazla 195 milyon m<sup>3</sup> olabilmektedir. Aradaki dengesizliği gidermenin en makul çaresi ise yeraltı depolama olanaklarının gerek hacimsel bazda, gerekse günlük geri üretim kapasitesi bazında arttırmaktır. Bu anlamda, gerek BOTAS'ın yeni Tuzgölü Yeraltı Depolama Tesisi projesi, gerekse TPAO'nun mevcut depolama tesisinin kapasitesini artırma projeleri büyük önem taşımakta olup, söz konusu iki projenin tamamlanması durumunda, günlük arz-talep dengesinin sağlanmasında yaşanan problem giderilmiş olacaktır. Bununla birlikte anılan projelerin tamamlanması için geçecek birkaç yıllık süreçte soğuk kış günlerinde arzın talep karşısında yetersiz kalması sorunu yaşanmaya devam edecek, çok soğuk kış günlerinde elektrik sektöründe belli saatlerde fiyatların tavan yapması problemi muhtemelen yaşanmaya devam edecektir.

### **3.2.9 Elektrik Üretiminin Doğal Gazla Bağlılığı**

Doğal gaz talep tahmin çalışmaları açısından doğal gazın elektrik üretiminde ne oranda kullanılacağı en önemli unsur olmakla birlikte, bu tahminin yapılabilmesindeki ana zorluk birçok faktörün önceden öngörülememesi olmaktadır. Değerlendirmelerde, hidrolik, yenilenebilir enerji ve kömür yakıtlı santraller doğal gazlı santrallerden önce gelmekte ve Enerji Bakanlığı'nın strateji hedeflerinde elektrik enerjisi üretiminde doğal gazın oranının %30 seviyelerine düşürülmesi yer almaktadır. Ülkedeki yağışlara bağlı olarak hidroelektrik santrallerindeki su seviyesi, rüzgar durumu ve kömür santrallerinin emre amadelik durumu, doğal gaz yakıtlı elektrik üretimine ne ölçüde ihtiyaç olduğunu ortaya koymaktadır. Geçmiş yıllarda BOTAS'ın al ya da öde mahiyetindeki ithalat kontratlarında taahhüt edilen asgari alım miktarlarının tutturulabilmesi için özellikle yaz dönemlerinde EÜAŞ santralleri ile birlikte TETAŞ tarafından alım garantili BO ve BOT doğal gaz santrallerinde gaz kullanımı, gerçekte ihtiyaç duyulan seviyelerin üzerinde gerçekleşmişti. Ancak, artan tüketimle birlikte, BOTAS'ın bu problemi

ortadan kalkmıştır. Diğer taraftan BO ve BOT santralleri ile alım garantili sözleşmelerin yakın gelecekte bitiyor olması, doğal gaz yakıtlı elektrik üretiminin piyasa koşullarında belirlenmesi sonucunu doğuracaktır. Doğal gaz yakıtlı santrallerin kurulu gücünün önemli bir kısmına yılın birkaç günü hariç ihtiyaç duyulmaması, bu üreticiler arasında zorlu bir rekabet yaratacak gibi görünmektedir. Bu rekabet sonucunda ise, yüksek verimli santrallere sahip olanlar ile avantajlı gaz tedarik sözleşmeleri olanlar ayakta kalma şansı bulacak olup, özellikle küçük güçte ve düşük verimli santrallerin giderek devre dışı kalacağı öngörülebilir. Karşı karşıya kalınan rekabet koşulları, elektrik sektöründeki oyuncuların gaz sektöründe tedarik kesitinde de aktif olarak yer almaları sonucunu doğuracaktır.

Sektörel tüketimde:

- 2003 yılında elektrik tüketiminde kullanılan doğal gaz miktarı 13,5 milyar m<sup>3</sup>, doğal gaz tüketimi içindeki payı %65 iken,
- 2012 yılında elektrik tüketiminde kullanılan doğal gaz miktarı 21.6 milyar m<sup>3</sup>'e ulaşmış, ancak doğal gaz tüketimi içindeki payı %47.8'e düşmüştür.

2013 yılında 239.3 milyar kilovat saate (kWh) ulaşan elektrik üretimi içinde kaynaklar yönünden 104.835 milyar kWh ve %43,8'lik payla doğal gaz ilk sırada yer almakla birlikte, bu oran geçtiğimiz yıllara göre önemli bir azalış göstermiştir. Kurulu güç açısından ise 2013 sonu itibarıyla doğal gaz santralleri, 20.270 megavat (MW) kapasite ile toplam 64.044 MW kurulu kapasite ile aşağı yukarı aynı düzeyde bulunan hidro elektrik kurulu gücü ile birlikte ilk sırada gelmektedir. Buna göre 2013 yılında doğal gazlı santraller için kapasite kullanım faktörü %56 seviyesinde gerçekleşmiştir.

**Tablo 3.11** 2013 Sonu İtibarıyla Doğal Gaz Santralleri (Kaynak: TEİAŞ-EPDK)

Yatırımın Durumu	Kurulu Güç (MW)
Faal Durumda	20.270
Yatırım Aşamasında	18.127
Lisans Alma Aşamasında	20.997
Ara Toplam	59.394
Lisans İptali İçin Başvuranlar	9.692
<b>TOPLAM</b>	<b>49.702</b>

- Bu rakam, bugünkü toplam kurulu gücün %77,6' sına eşdeğerdir. Ancak sektörü değerlendiren uzmanlar, bu proje stokunun yalnızca üçte birinin gerçekleşebileceğini, projelerin büyük çoğunluğunun finansman bulamama vb. nedenle iptal olacağını ifade etmektedir.
- Doğal gaz santral projelerinin yalnızca üçte birinin gerçekleşmesi durumunda bile, gaz santrallerinin kurulu gücünün 30.000 MW'ye ulaşması halinde, gaz yakıtlı santrallerin gereksineceği yıllık gaz ihtiyacı ise yaklaşık 35 milyar m<sup>3</sup>'ü aşabilecektir. Bu rakam 2013 gaz tüketiminin dörtte üçünden fazladır. Doğal gaz santral proje stokunda düşük gerçekleştirmeler bile olsa, devreye girecek yeni

santrallerle, ETKB'nin Strateji Belgelerinde yer alan, “*elektrik üretiminde doğal gazın payının %30'un altına düşürme*” hedefinin kolayca gerçekleştirilebilir olmayacağını ortaya koymaktadır.

#### **4646 Sayılı Kanun Değişikliği, Mevzuattaki Gelişmeler**

4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu'nda değişiklikler yapılarak doğal gaz piyasasının tabi olacağı yeni kanun taslağı 2012 yılı Eylül ayında Enerji Bakanlığı tarafından kamuoyu ile paylaşılmış ve görüşlere açılmıştı. Gelen görüşler doğrultusunda ve interaktif bir süreçle taslağa son şeklinin verilmesi istenirken, bu süreç devam etmemiş, 2012 yılında hazırlanan kanun taslağı Enerji Bakanlığı tarafından tekrar revize edilerek Bakanlar Kurulu onayına sunulmuştur.

2012 yılında kamuoyu ile paylaşılan taslakta yer alan ve 4646 sayılı Kanun'la karşılaştırıldığında göze çarpan değişiklikler şöylece özetlenebilir:

- Lisanslama süreçlerinde EPDK tarafından Enerji Bakanlığı'nın da görüşüne başvurulması, dolayısı ile Bakanlığın piyasa faaliyetlerinde etkisinin artması
- Kontrat devirlerinin yapılamaması durumunda miktar devirlerinin Bakanlık tarafından yayınlanacak bir yönetmelikte yer alacak usul ve esaslar çerçevesinde gerçekleştirilmesi
- Piyasa aktörleri arasında tüm ilişkilerin yazılı sözleşmeler tahtında gerçekleştirilmesi, bu sözleşmelerin bir kopyalarının EPDK'ya gönderilmesi
- BOTAŞ'ın mevcut kontratı olan taraflarla ithalat anlaşması yapılabilmesinin belli şartlara bağlanması
- Belli tüketici gruplarının gaz alım fiyatları konusunda sübvansiyon edilmesine karar verilirse, bunun piyasa aktörleri (ki burada söz konusu olan BOTAŞ fiyat uygulamalarıdır.) fiyat uygulamaları dışında, ilgili Bakanlıklar'ın koordinasyonunda mekanizmalarla gerçekleştirilmesi
- Yeni kurulacak LNG Terminalleri ve Yeraltı Depolama tesisleri için tesis sahiplerine kapasite kullanımı konusunda belli bir dönem boyunca serbesti tanınması, bu kapasitenin üçüncü tarafların kullanımına açmama yetkisi verilmesi
- Elektrik piyasasına dair yeni yayınlanan 6446 sayılı Kanunda da yer alan EPIAŞ yönetiminde sektörün borsa yapısının kurulması

Yukarıda da değinildiği üzere 2013 yılı Aralık ayında Bakanlar Kurulu imzasına açılan son taslak kamuoyu ile paylaşılmamış olmakla birlikte; belli tüketici grupları için sübvansiyon, yeni LNG Terminalleri ve Depolama Tesislerinde kapasite kullanımına dair muafiyet ve ithalat ile ilgili 2012 yılında yer alan hükümlerin son taslakta yer almadığı dile getirilmektedir.

Rekabet Kurumu, 2013 yılında yeni Doğal Gaz Piyasası Kanunu ile ilgili olarak, Kurum önerilerini ortaya koyan bir çalışma yayınlamıştır. Çalışmada yer alan dikkat çeken bazı görüşler aşağıda belirtilmektedir.

- Kontrat devri yönteminin Kanun'dan çıkarılması, tamamen miktar devrine dönülmesi
- İthalat konusunda tüm sınırlamalarla birlikte BOTAŞ'a getirilen sınırlamanın da kaldırılması
- BOTAŞ'ın dikey bütünleşik yapısının bozulmaması, ancak ithalat, iletim, depolama faaliyetlerinin hukuki ayırıştırma yöntemi ile ayrı tüzel kişilikler haline getirilmesi, 233 sayılı KHK kapsamında çıkarılarak halka arz yönteminin benimsenmesi



## 4. PETROL

Doğal gazın ikame edici etkisi nedeniyle, ülkemizde son yıllarda petrol tüketimi kayda değer bir artış göstermemektedir. Günümüzde, petrolde %92, doğal gazda %98 olan dışa bağımlılık oranının önümüzdeki yıllarda süreceği tahmin edilmektedir.

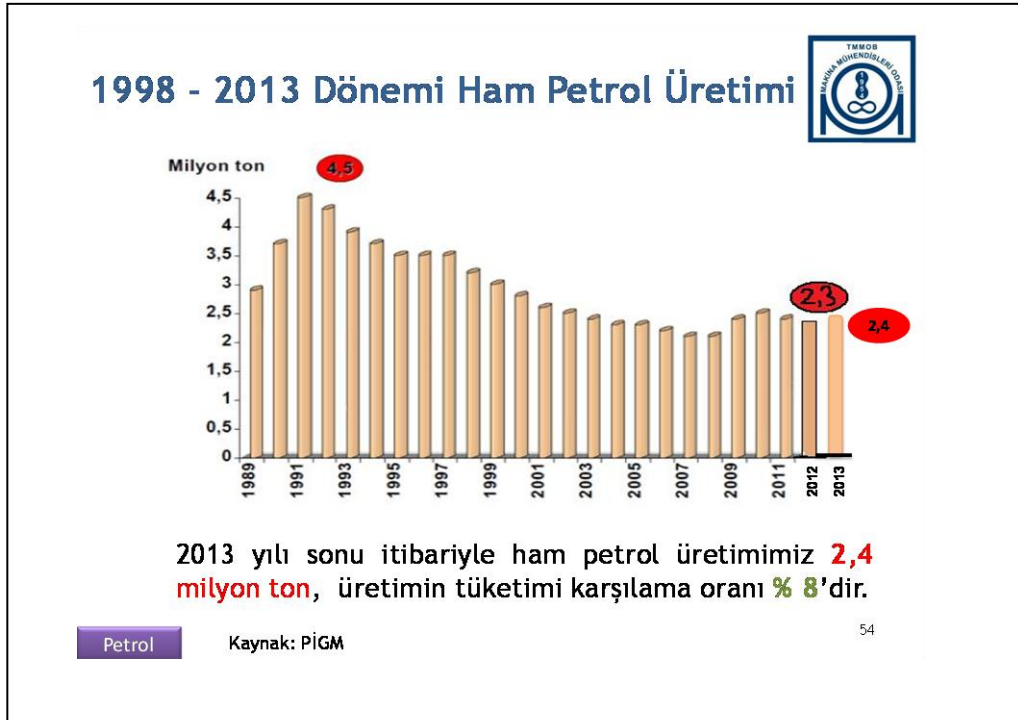
Türkiye'de yılda yaklaşık 30 milyon ton ham petrol ve petrol ürünleri tüketilmektedir.

2009 yılında yaşanan küresel ekonomik kriz nedeniyle ülkemizde petrol tüketiminde 2008 yılına göre yaklaşık %17 civarında azalma olmuştur. 2000 yılında toplam enerji tüketimi içinde petrolün payı %40,6 civarında iken 2012 yılında bu oran %27'lere düşmüştür.

ETKB tarafından yapılan tahminlere göre, 2023 yılı için toplam enerji talebinin 2011'e göre %90 artarak 115 milyon TEP'ten 218 milyon TEP'e çıkması beklenmektedir. Petrol talebinin ise 2023 yılında, 2011'e göre %80 artmasının öngörülmesine karşın, toplam enerji tüketimi içindeki payının değişmeyeceği, doğal gazın payının ise kömür kullanımındaki artış ve %4 oranında nükleer enerji kullanımının devreye girmesiyle %32'den %23'e düşeceği tahmin edilmektedir.

2013 yılı petrol piyasası ithalat, üretim ve tüketim detaylarına ilişkin veriler, bu verilerin tümünün toplandığı tek merci olan EPDK tarafından her yıl yayınlanan sektör raporlarında kamuoyu ile paylaşılmaktadır. Ancak bu raporların yayınlanması yılın ikinci yarısını bulduğu ve 2013 raporu henüz yayınlanmadığı için, bu çalışmamızda, ağırlıklı bir önceki yıla ait veriler irdelenecektir.

2002–2013 döneminde yıllar itibariyle Türkiye'de üretilen ham petrol miktarları, aşağıdaki grafikte görülmektedir.



Şekil 4.1 Türkiye'de Ham Petrol Üretimi

Kaynak: PİGM

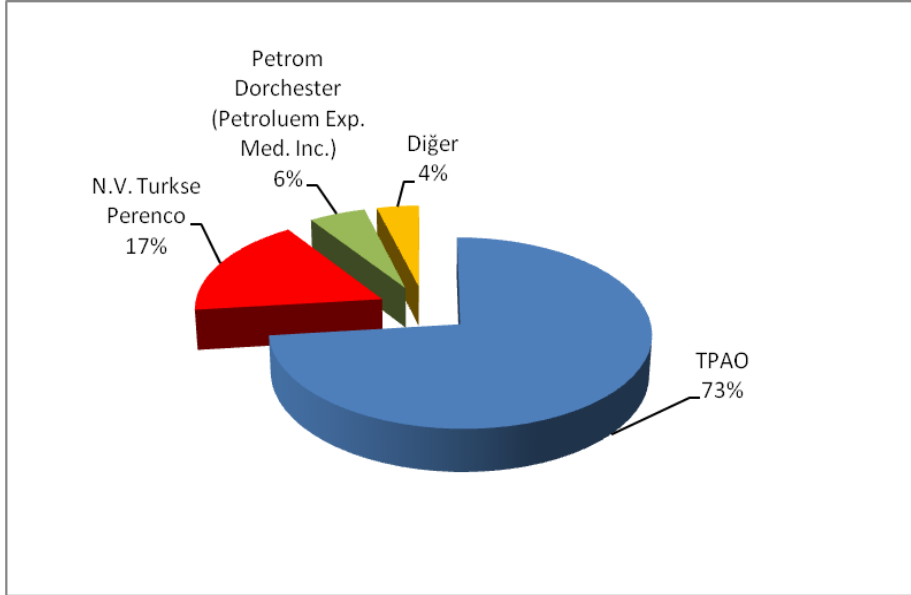
Türkiye'de 2012 yılında, 121 petrol sahasından 2.337.552 ton (16.212.474 varil) ham petrol ve 54 doğal gaz sahasından ise 664.353.885 m<sup>3</sup> doğal gaz üretimi gerçekleştirilmiştir. 2013 yılı petrol üretiminin ise 2.4 milyon ton olduğu açıklanmıştır. Türkiye'de bugüne kadar yaklaşık 140 milyon ton petrol ve 13,5 milyar m<sup>3</sup> doğal gaz üretimi gerçekleştirilmiştir.

Son on yılda Türkiye petrol üretiminde %4 oranında düşüş gözlenmiştir. Türkiye'de yeni petrol sahalarının keşfedilmesi ve ikincil üretim yöntemlerinin geliştirilmesi ile üretim düşüş hızı kısmen engellenmiştir.

**Tablo 4.1** Yıllar İtibarıyla Türkiye'nin Ham Petrol Üretimi (M. TON)

Yıllar	T.P.A.O.	Özel Sektör	TOPLAM
1995	2.488.116	1.027.666	3.515.782
1996	2.557.785	941.850	3.499.635
1997	2.447.824	1.009.142	3.456.966
1998	2.283.355	940.267	3.223.622
1999	2.016.841	923.055	2.939.896
2000	1.826.006	923.099	2.749.105
2001	1.648.547	902.920	2.551.467
2002	1.574.284	867.250	2.441.534
2003	1.500.043	875.001	2.375.044
2004	1.440.900	834.630	2.275.530
2005	1.485.522	795.609	2.281.131
2006	1.448.320	727.348	2.175.668
2007	1.428.617	705.558	2.134.175
2008	1.425.976	734.091	2.160.067
2009	1.647.200	750.507	2.397.707
2010	1.872.085	624.028	2.496.113
2011	1.775.438	591.812	2.367.554
2012	1.709.947	627.607	2.337.554

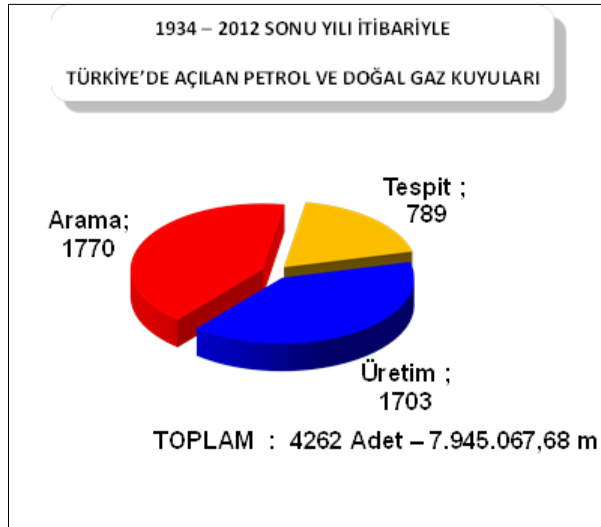
2012 yılında gerçekleşen ham petrol üretimimiz 2,3 milyon ton, ortalama günlük üretim 44 bin varil olup, üretimin tüketimi karşılama oranı %9'dur. 2013 yılı, ayrıntı verilmeksizin 2.4 milyon ton olarak açıklanmıştır.



**Şekil 4.2** Türkiye'de Ham Petrol Üretiminin Şirketler Bazında Dağılımı

**Kaynak:** TPAO

Türkiye'de 1934–2012 döneminde, toplam 4262 adet kuyu açılmış olup, yaklaşık 7,9 milyon metre sondaj yapılmıştır.

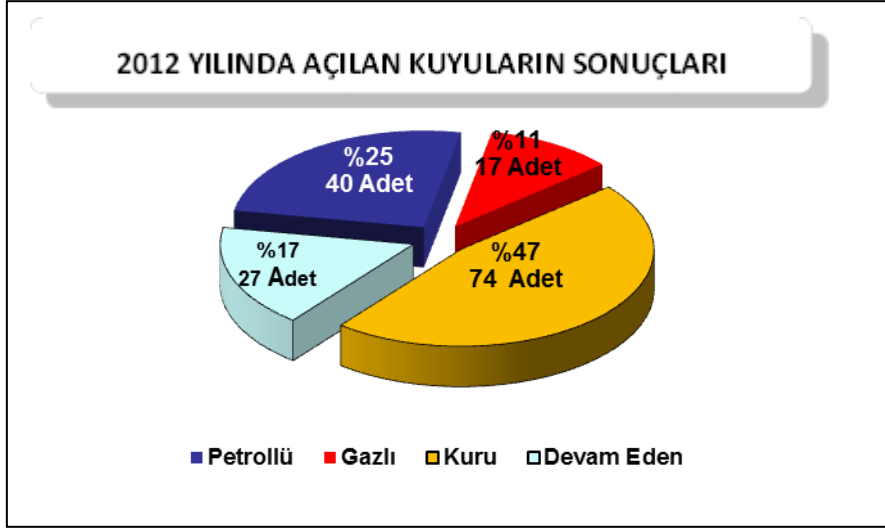


**Şekil 4.3** 1934-2012 Sonu İtibariyle Türkiye'de Açılan Kuyular Sayı ve Metraji

**Kaynak:** PİGM

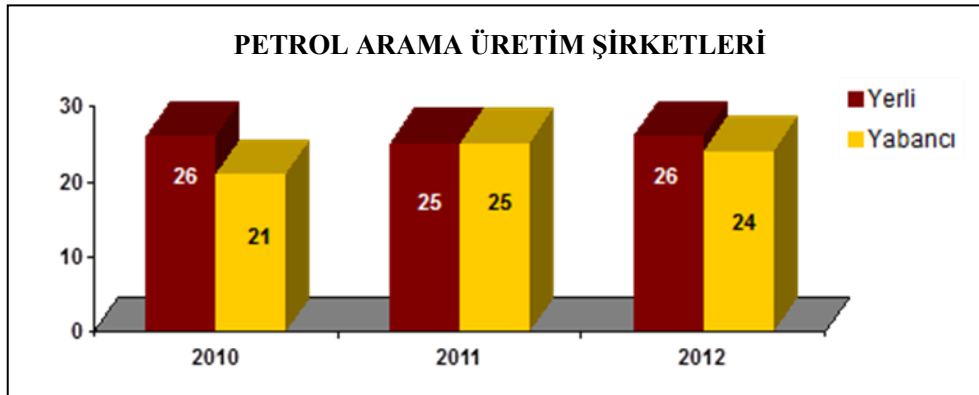
Türkiye'de 2012 yılında “petrol hakkı sahibi şirketler” tarafından 83 adet arama (160.819 m), 24 adet tespit (43.908 m) ve 51 adet üretim (93.715 m) kuyusu sondajı olmak üzere toplam 158 adet sondaj gerçekleştirilmiş olup, bu kuyularda toplam 298.442 m sondaj yapılmıştır (Şekil 4.3).

Açılan toplam 158 adet kuyudan 40 adedi petrolü, 17 adedi gazlı ve 74 adedi kuru kuyu olarak tamamlanmış olup, 27 adet kuyudaki çalışmalar ise 31.12.2012 tarihi itibarıyla devam etmektedir (Şekil 4.4).



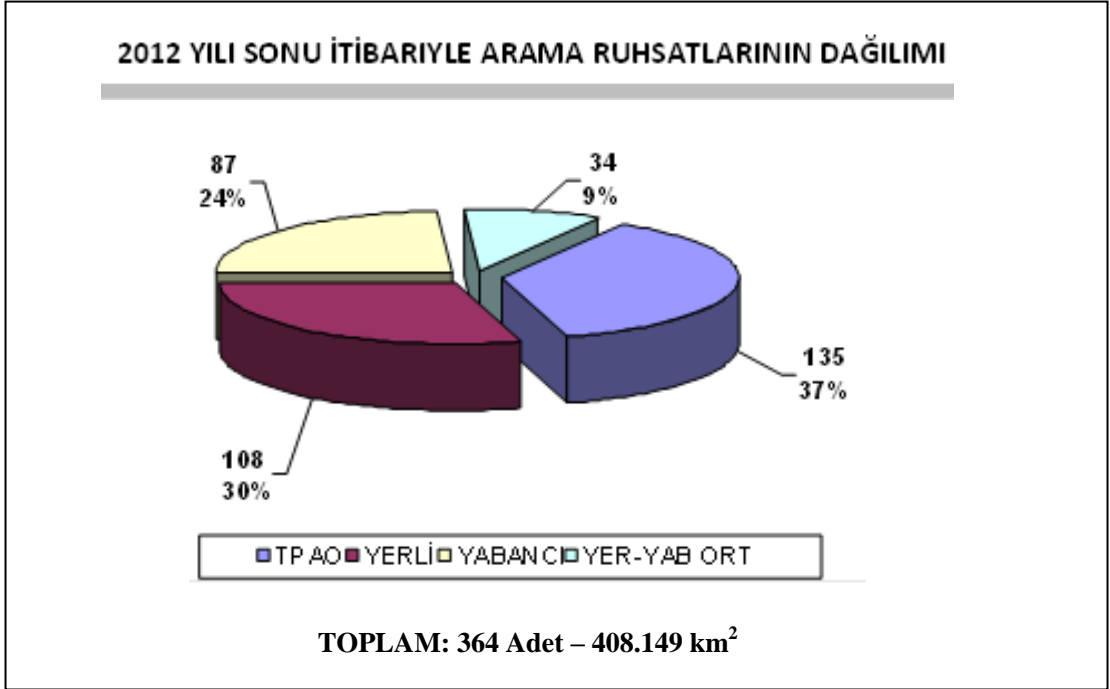
Şekil 4.4 Türkiye’de 2012 Yılında Açılan Kuyuların Sonuçları  
Kaynak: PİGM

2012 yılı sonu itibarıyla Türkiye’de 26 adet yerli ve 24 adet yabancı olmak üzere toplam 50 adet şirket arama ve/veya üretim faaliyetinde bulunmuştur (Şekil 4.5).

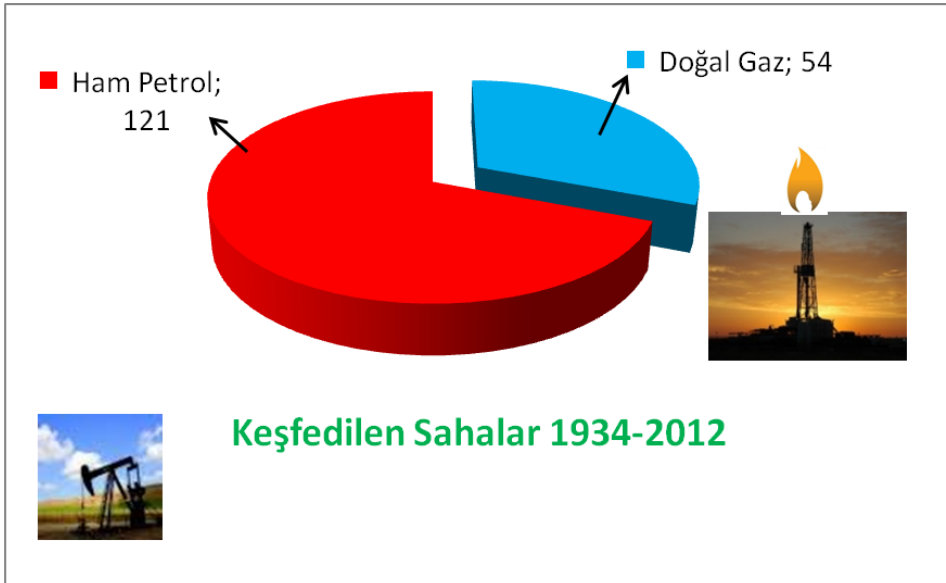


Şekil 4.5 Türkiye’de Petrol Arama ve Üretim Şirketleri  
Kaynak: PİGM

Toplam 364 ruhsatın %37’sini oluşturan 135 adedi TPAO’ya, %63’ünü oluşturan 229 adeti ise diğer şirketlere aittir.



**Şekil 4.6** Türkiye’de 2012 Yıl Sonu Arama Ruhsat Dağılımı  
Kaynak: PİGM



**Şekil 4.7** 1934-2012 Yılları Arasında Yapılan Keşifler  
Kaynak: PİGM

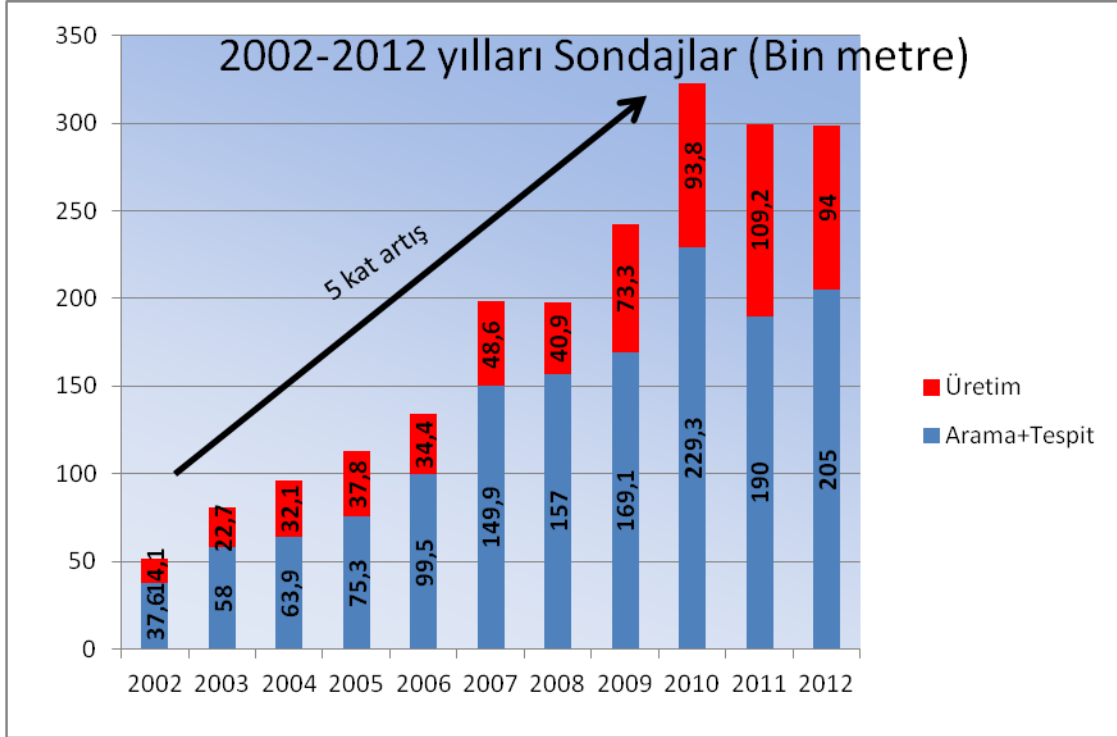
KONUMU		Ortalama Sondaj Derinliği (Metre)	Maliyet (ABD Doları)
 Karalar	{	2500 - 3000	3 – 5 Milyon
		 Denizler	Siğ Alanlarda (0 – 80 m)
Orta Derinlikte (80 – 500 m)	30 Milyon		
Derin Denizlerde (500 m – üzeri)	200 Milyon		

Şekil 4.8 Ortalama Sondaj Maliyetleri  
Kaynak: PİGM

Tablo 4.2 Sektörün Teknik Kapasitesi

Sondaj Kapasitesi	
Şirket Sayısı	17
Kule Sayısı	74
Toplam Sondaj Kapasitesi	500 000 Metre /yıl
Kapasite Kullanım Oranı	% 50

Kaynak: PİGM



Şekil 4.9 2002/2012 Döneminde Yapılan Sondaj Metrajları  
Kaynak: PİGM

2012 yılında yaklaşık olarak 300 bin metre sondaj yapılmıştır.



Şekil 4.10 Petrol ve Doğal Gazın Arandığı Alanlar  
Kaynak: PİGM

Bugüne kadar karaların %20'si, denizlerin ise %1'i sondajlı olarak aranabilmiştir. Bu aramaların %75'i Güneydoğu Anadolu'da, %17'si Trakya'da, %8'i ise diğer bölgelerde gerçekleştirilmiştir. Son yıllarda deniz sondaj teknolojisindeki gelişmeler sonucunda, su derinliklerinin (1.000–2.000 m) olduğu alanlarda arama ve üretim imkanlarının ortaya çıkması ile denizlerimizde hidrokarbon aramacılığı hızla oluşturulmuştur. TPAO'nun Karadeniz, Akdeniz ve Ege'de arama faaliyetleri 2004 yılından itibaren sürdürülmektedir. TPAO'nun Akdeniz ve Karadeniz'deki sondaj faaliyetleri de devam etmektedir.

### Türkiye'de Petrol Rezervleri

2012 yılı yurtiçi üretilebilir petrol rezervi 294,8 milyon varil (43,2 milyon ton) olup, yeni keşifler yapılmadığı takdirde, bugünkü üretim seviyesi ile yurtiçi toplam ham petrol rezervinin 18,5 yıllık bir ömrü bulunmaktadır.

Türkiye'deki petrol sahalarının %7'si 25-500 milyon varil rezerve sahip olup, kalan %93'ünün rezervi 25 milyon varilden azdır.

**Tablo 4.3** 2012 Yılı Türkiye Ham Petrol Rezervleri

Şirket	Rezervardaki Petrol (*)		Üretilebilir Petrol		Kalan Üretilebilir Petrol	
	Milyon Varil	Milyon Ton	Milyon Varil	Milyon Ton	Milyon Varil	Milyon Ton
<b>T.P.A.O.</b>	<b>5.514,1</b>	<b>820,8</b>	<b>758,7</b>	<b>111,5</b>	<b>224,7</b>	<b>33,4</b>
<b>N.V.Turkse Perenco</b>	<b>656,5</b>	<b>88,9</b>	<b>330,7</b>	<b>45,1</b>	<b>11,65</b>	<b>1,6</b>
<b>Transatlantik E.M.I. &amp; DMLP Ltd.</b>	<b>539,0</b>	<b>73,2</b>	<b>98,5</b>	<b>13,4</b>	<b>11,85</b>	<b>1,6</b>
<b>Tiway &amp; T.P.A.O.</b>	<b>49,6</b>	<b>6,95</b>	<b>19,6</b>	<b>2,7</b>	<b>0,89</b>	<b>0,11</b>
<b>N.V.Turkse Perenco &amp; T.P.A.O.</b>	<b>112,0</b>	<b>15,6</b>	<b>32,1</b>	<b>4,5</b>	<b>13,7</b>	<b>1,95</b>
<b>Güney Yıldızı Petrol+Aladdin+Madison (Turkey) LLC.+ Talon</b>	<b>108,0</b>	<b>15,6</b>	<b>24,05</b>	<b>3,4</b>	<b>13,2</b>	<b>1,8</b>
<b>Arar</b>	<b>56,3</b>	<b>8,08</b>	<b>16,9</b>	<b>2,4</b>	<b>16,89</b>	<b>2,3</b>
<b>Extreme-Petrako</b>	<b>8,4</b>	<b>1,16</b>	<b>1,7</b>	<b>0,24</b>	<b>1,68</b>	<b>0,23</b>
<b>TPIC</b>	<b>0,66</b>	<b>0,10</b>	<b>0,66</b>	<b>0,10</b>	<b>0,11</b>	<b>0,20</b>
<b>Amity Oil &amp; T.P.A.O</b>	<b>0,14</b>	<b>0,16</b>	<b>0,14</b>	<b>0,02</b>	<b>0,07</b>	<b>0,01</b>
<b>Diğer</b>	<b>0,14</b>	<b>0,21</b>	<b>0,15</b>	<b>0,02</b>	<b>0,035</b>	<b>0,001</b>
<b>Toplam</b>	<b>7.044,9</b>	<b>1.030,6</b>	<b>1,283</b>	<b>183,4</b>	<b>294,8</b>	<b>43,2</b>

\*İspatlanmış muhtemel ve mümkün rezervler toplamıdır.

**Kaynak:** TPAO

### RAFİNAJ

Ülkemizde, Türkiye Petrol Rafinerileri A.Ş. (TÜPRAŞ)'ne ait İzmit, İzmir, Kırıkkale ve Batman olmak üzere toplam dört adet rafineri faaliyet göstermektedir. 1962 yılında işletmeye alınan ATAŞ Rafinerisi ise Temmuz 2004 tarihinde depolama faaliyetlerine yönelerek rafineri faaliyetlerine son vermiştir. ATAŞ Rafinerisinin faaliyetlerine son vermesi ile 32 milyon ton/yıl olan Türkiye toplam rafineri kapasitesi 28,1 milyon ton/yıl'a düşmüştür.



2007 yılında Doğu Akdeniz Petrokimya ve Rafineri Sanayi ve Ticaret Anonim Şirketi'ne 15 milyon ton/yıl kapasiteli Ceyhan/Adana'da, 2010 yılında ise Socar & Turcas Rafineri Anonim Şirketi'ne 10 milyon ton/yıl kapasiteli Aliğa/İzmir'de rafineri kurulması için lisans verilmiştir. 5 milyar \$ yatırım bedeli tutarında Star Rafinerisi'nin temeli 25 Ekim 2011 tarihinde atılmış olup, Star Rafinerisinde LPG ve Nafta üretiminin PETKİM için; dizel ve jet yakıt üretiminin ise yurt içi piyasalar için hizmete sunulması planlanmaktadır.

**Tablo 4.4** Rafinaj Sektöründe Kurulu Kapasite ve Kapasite Kullanım Oranları

Rafineri	Kapasite ve KKO* (Mton/yıl ve %)	Yıllar			
		2009	2010	2011	2012
İzmit	Kapasite	11,0	11,0	11,0	11,0
	KKO	75,0	76,1	82,1	86,9
İzmir	Kapasite	11,0	11,0	11,0	11,0
	KKO	67,0	67,0	73,3	77,7
Kırıkkale	Kapasite	5,0	5,0	5,0	5,0
	KKO	62,0	52,5	59,1	60,8
Batman	Kapasite	1,1	1,1	1,1	1,1
	KKO	58,0	81,8	86,0	88,7
TOPLAM	Kapasite	28,1	28,1	28,1	28,1
	KKO	69,0	68,4	74,7	78,7

\* KKO: Kapasite Kullanım Oranı

Kaynak: EPDK

### Rafinerilerde İşlenen Ham Petrol

2012 yılında TÜPRAŞ, 19,5 milyon ton ham petrol ithal etmiş ve 2,3 ton yerli ham petrol almıştır. TÜPRAŞ'a ait 4 rafineride toplam 22,1 milyon ton ham petrol işlenmiştir. 2012 yılında toplam ham petrol temininde 2011 yılına göre yaklaşık %6 oranında artış görülmektedir. Ülkemizde aktif olarak rafinasyon faaliyetinde bulunan rafinerici lisansı sahiplerinin işledikleri ham petrol miktarları ile rafineri kapasiteleri dikkate alındığında, rafinerilerin kapasite kullanım oranlarının 2011 yılı için %74,7 iken, 2012 yılı için %78,7 (Tablo 4.4) olduğu görülmektedir.

Yıl içinde rafinaj işlemine tabi tutulan ham petrolden ağırlıkça %35 oranında motorin türleri, %20 oranında benzin türleri, %5 oranında ise ayaryakıt (fuel oil) türleri üretilmiştir.

**Tablo 4.5** 2012 Yılı Üretim Miktarları (ton)

Ürünler	2010	2011	2012	Değişim(%)	
				2010-2011	2011-2012
Benzin Türleri	3.793.712	4.271.797	4.368.690	13	2
Motorin Türleri	5.243.398	6.992.387	7.795.214	33	12
Fuel Oil Türleri	2.591.618	2.465.968	1.074.784	-5	-56
Diğer Ürünler	7.938.860	7.197.294	8.876.926	-9	23
<b>Toplam</b>	<b>19.567.588</b>	<b>20.927.446</b>	<b>22.115.614</b>	<b>7</b>	<b>6</b>

Kaynak: EPDK

Tablo 4.5'te verilen veriler incelendiğinde; 2012 yılına ait benzin ve motorin türleri üretiminin önceki iki yıla göre arttığı, 2012 yılında fuel oil üretiminin ise %56 oranında azaldığı gözlenmektedir.

**Tablo 4.6** 2010-2012 Rafinerici Lisans Sahiplerinin Ham Petrol İthalatı (1.000 ton)

ÜLKE	Miktar			Pay (%)		
	2010	2011	2012	2010	2011	2012
<b>İran</b>	7.261	9.287	7.561	43	51	39
<b>Rusya</b>	3.320	2.131	2.113	20	12	11
<b>S.Arabistan</b>	1.953	1.966	2.823	12	11	14
<b>Irak</b>	2.001	3.071	3.739	12	17	19
<b>Kazakistan</b>	1.786	1.186	1.414	11	7	7
<b>Suriye</b>	406	255	-	2	1	
<b>İtalya</b>	110	116	258	1	1	1
<b>Azerbeycan</b>	-	81	161	-	0	1
<b>Libya</b>	-		1.019	-	0	5
<b>Nijerya</b>	-		397	-	0	2
<b>Toplam</b>	<b>16.837</b>	<b>18.093</b>	<b>19.485</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

Kaynak: EPDK

İthalat yoluyla temin edilen ham petrolün %96'lık bölümünün sadece altı ülkeden ithal edildiği ve 2010-2012 yıllarında ithalat yapılan ülkelerin sıralaması değişmekle birlikte bu beş ülkenin aynı kaldığı ve 2012 yılında yüksek miktarda ham petrol ithalatı yapılan ülkelere Libya'nın eklendiği görülmektedir. 2012 yılında rafinerici lisansı sahipleri tarafından yapılan ham petrol ithalatı irdelendiğinde; ithal edilen ham petrolün ortalama varil fiyatının yaklaşık 111 ABD Doları (817 ABD Doları/ton) ve yoğunluğunun ise 857 ton/m<sup>3</sup> (33,6 API graviteli) olduğu görülmektedir. İran, Rusya Federasyonu, Irak, Suudi Arabistan, Kazakistan ve Libya menşeli ham petrolün ithal edildiği dikkate alındığında, 2012 yılında da rafine edilen ham petrolün kükürt oranlarının yüksek olduğu anlaşılmaktadır.

**Tablo 4.7** Rafinerici Lisansı Sahiplerinin Petrol Ürünleri İthalat Miktarları(ton)

Ürünler	2010	2011	2012	Değişim(%)	
				2010-2011	2011-2012
Motorin		985.955	789.873		-20
Kırsal Motorin	1.645.397			-100	
Fuel Oil Türleri	515.778	537.742	701.046	4	30
Jet Yakıtı	156.008	94.294	150.110	-40	59
Toplam	2.317.183	1.617.991	1.641.029	-30	1

Kaynak: EPDK

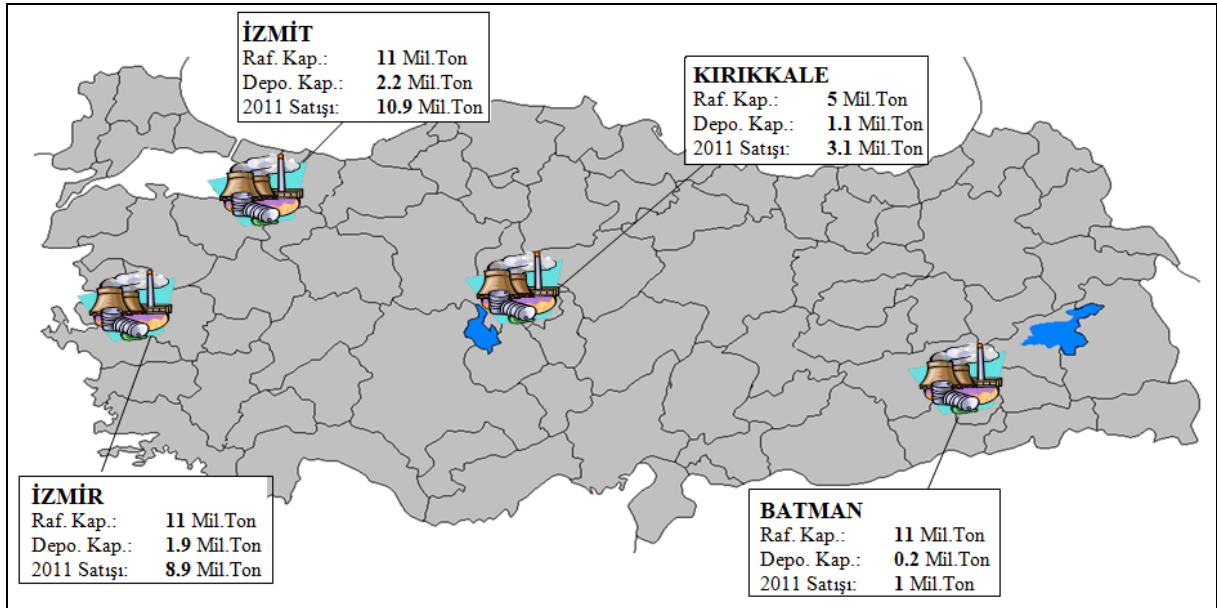
Tablo 4.7'de Rafinerici lisansı sahiplerinin petrol ürünleri ithalat miktarları verilmektedir. 2010 yılına göre, 2011 yılında petrol ürünleri ithalatında ciddi bir düşüş olduğu, ancak bu düşüşün 2012 yılında devam etmediği görülmektedir.

**Tablo 4.8** Rafinerici Lisansı Sahiplerinin Yıllara Göre Petrol Ürünleri İhracat Miktarları (ton)

Ürünler	2010	2011	2012	Değişim(%)	
				2010-2011	2011-2012
Benzin Türleri	2.008.407	2.414.872	2.627.413	20	9
Motorin Türleri	260.506	109.937	140.677	-58	28
Diğer Motorin	57.608			-100	
Fuel Oil Türleri	2.329.530	2.147.546	1.204.463	-8	-44
Havacılık Yakıtları	110.062	229.851	118.529	109	-48
Denizcilik Yakıtları			1.306.714		
Diğerleri		94.781	205.487		117
<b>Toplam</b>	<b>4.766.113</b>	<b>4.996.987</b>	<b>5.603.283</b>	<b>5</b>	<b>12</b>

Kaynak: EPDK

Tablo 4.8'de 2011 yılında toplam petrol ürünleri ihracatında 2010 yılına göre %5 oranında artış gözlenmiş olup, ihracatta en büyük artış yüzdesel olarak havacılık yakıtlarında ve benzin türlerinde gerçekleşmiştir. Petrol ürünleri ihracatı 2010-2011 döneminde artış gösterse de, anılan ürünlere ilişkin ihracat artışı 2011-2012 döneminde oldukça artmıştır. 2012 yılında petrol ürünleri ithalatı bir önceki yıla göre toplamda %12'lik artış göstermekte olup, bu artış denizcilik yakıtları, motorin ve benzin türleri ihracatından kaynaklanmaktadır. 01.01.2012 tarihi itibarıyla fuel oil türlerinin içerdiği ağırlıkça kükürt oranlarının 10.000 ppm'in altına düşürülmesine ilişkin yapılan yasal düzenleme sonucunda 2012 yılında fuel oil türleri ihracatında ciddi düşüş yaşanmıştır. Fuel oil türlerinin özelliklerinde yapılan bu değişiklik rafinerici lisansı sahiplerinin denizcilik yakıtı üretimi ile ihracatının artmasına neden olmuştur.

**Şekil 4.11** Tüpraş Rafinerileri

Kaynak: OMV

## **Petrokimya**

Petrokimya Sanayi, petrol rafineri ürünleri ve doğal gazdan başlayarak plastik, lastik ve elyaf ham maddeleri ve diğer organik ara mallar üreten bir sanayi dalıdır. Ambalaj elektronik otomotiv inşaat tekstil ve tarım gibi birçok sektöre girdi sağlamaktadır. Bir başka deyişle petrokimya sektörü diğer sektörlerle girdi sağlayan lokomotif bir sektördür.

Petrokimya sektörü dünya ekonomisinin çok önemli bir bölümünü oluşturmaktadır, bugün kimya sanayi 3,5 trilyon dolarlık seviyeye ulaşırken, bunun %35'lik bir bölümünü petrokimya oluşturmaktadır.

Petrokimya Sanayi Türkiye'ye 1960'lı yıllarda gelmiş ve kısa sürede hızlı bir gelişim göstermiştir. 1965 yılında, ülkede Petrokimya Sanayi geliştirilmesi amacıyla PETKİM kurulmuş ve 1970 yılında devreye alınmıştır. Komplekste yer alan ünitelerin büyük bir kısmı yenilenmiş ve hızla artan yurt içi talebini karşılamak amacıyla PETKİM'in ikinci kompleksi, 1985 yılında Aliğa'da devreye alınmıştır. Aliğa Kompleksi Fabrikaları o günlerin optimum kapasiteleri ve oldukça ileri teknolojileriyle kurularak 1985 yılı itibarıyla devreye alınmıştır.

PETKİM, 30.05.2008 tarihinde özelleştirilerek %51 hissesi SOCAR&Turcas Petrokimya A.Ş.'ye devredilmiştir. Mart 2012'de %10'luk kamu hissesi daha özelleştirilmiş ve daha önce küçük ortağının da hisseleri devir alan SOCAR'ın payı %61'e çıkmıştır.

Petrokimya sektörü ülkemizdeki toplam kimyasal üretiminin %25'ini temsil etmekte olup, PETKİM bugün ülkemizin en büyük petrokimyasal üreticisi olarak Türkiye Kimya Sanayinin en büyük bileşenlerinden biridir.

Türkiye'de petrokimya sektörü son 20 yıllık zaman diliminde %12 oranında büyümüştür, bu büyüme rakamı sektörde yatırımı kaçınılmaz hale getirmiştir. Gerekli yatırımların zamanında ve doğru bir şekilde hayata geçirilmemesi halinde sektörün ciddi bir tehditle karşı karşıya kalabileceği söz konusudur. Ülkemizdeki talebin ancak %25'i yerli üretimle karşılanabilmektedir. Petrokimyadaki bugün 10 milyar dolar olan ithalat oranının 2023 yılında 20 milyar dolara ulaşacağı tahmin edilmektedir. Yerli üretimin desteklenmesi de bir zorunluluk olarak öne çıkmaktadır.

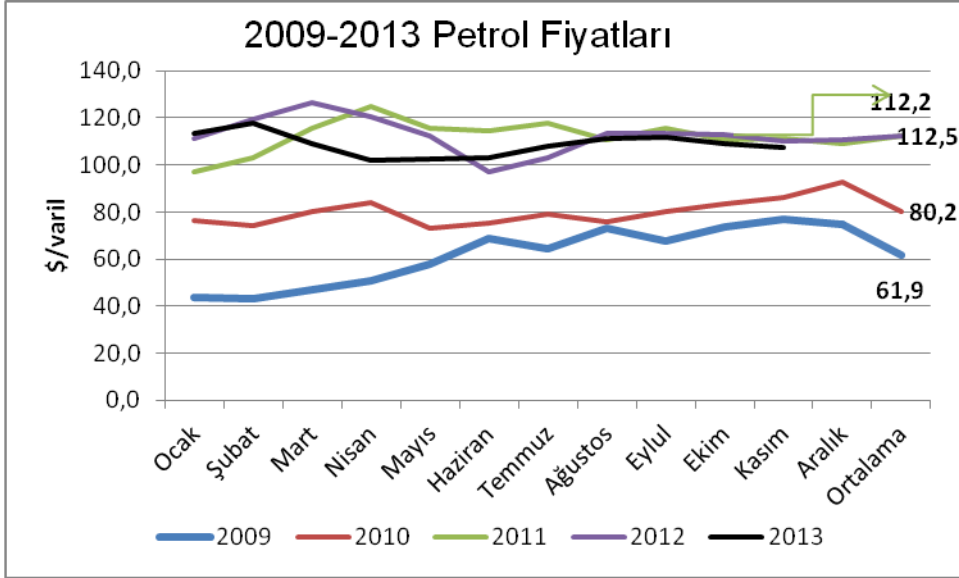
Ülkemizin kalkınma hedefleri birçok sektörde beklenen gelişmeler, hızlı nüfus artışı gibi faktörler göz önünde bulundurulduğunda, Türkiye petrokimya sanayinin büyük bir gelişme potansiyeline sahip olduğu görülmektedir.

PETKİM, Doğu Akdeniz'in en önemli üretim merkezlerinden biridir. Derin deniz ve rafineri bağlantıları olduğu gibi halen PETKİM sahasında yeni bir rafineri ve liman kurma çalışması sürmektedir.

## **Petrol Fiyatları**

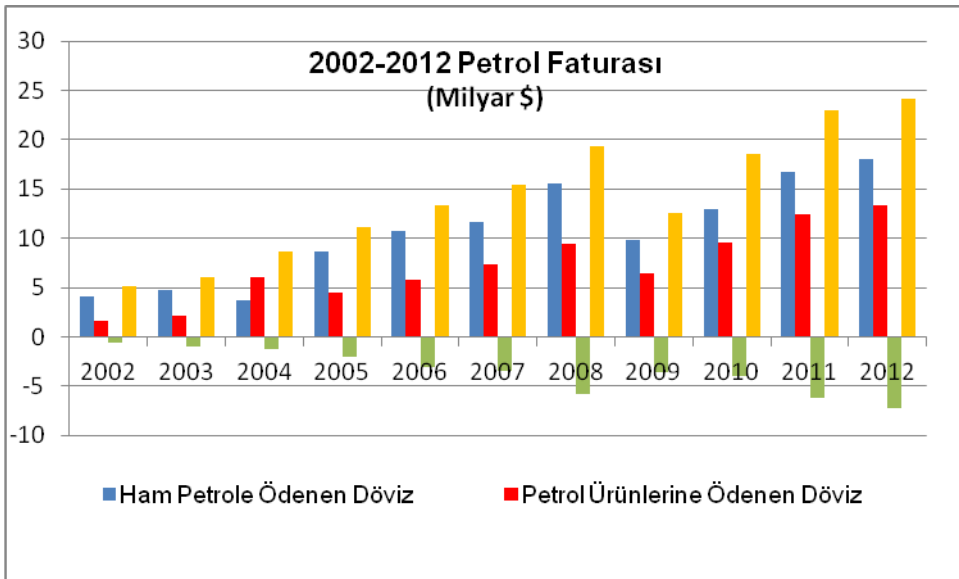
2008-2009 yılları global mali krizin ardından bir süre durulan petrol fiyatları, 2010 yılının son çeyreğinden itibaren artmaya başlamış, 2011 yılı başındaki Arap Baharı süreciyle birlikte hızla artmıştır. 2013 yılında da petrol fiyatlarının son iki buçuk yıllık döneme paralel bir seyir izlediği görülmektedir.

2012 ham petrol fiyatları İran'ın ihracatının düşmesiyle Mart ayında zirve yapmıştır, ancak ABD, Libya ve diğer OPEC üreticilerinin ham petrol arz artışı ile fiyatlardaki artışın hafiflediği görülmektedir. 2012 yılından itibaren ABD'de petrol üretim artışının çok yükselmesi ile West Texas Intermediate (WTI) fiyatı Brent fiyatından 2012 ve 2013 yıllarında ortalama 20-24 \$/varil daha düşük olmuştur. Doğal gaz fiyatları, Avrupa ve Asya'da yükselmiş olup, Kuzey Amerika'da ise artan doğal gaz üretimi ile doğal gaz fiyatları düşmüştür.



Şekil 4.12 Brent Ham Petrol Fiyatlarının Yıllar İtibarıyla Ortalama Seyri

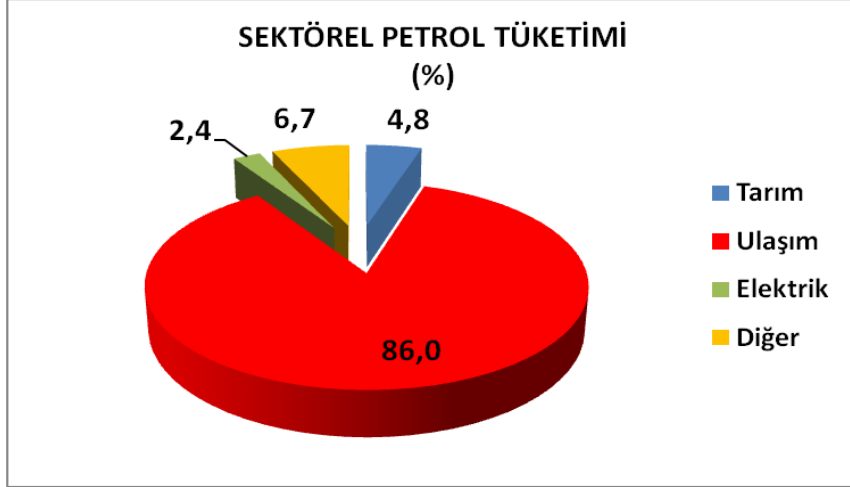
Kaynak: EİA



Şekil 4.13 2002-2012 Türkiye Petrol Faturası

2002-2010 Dönemi Petrol faturalarına baktığımızda artan ham petrol fiyatlarına paralel olarak ham petrole ödenen döviz miktarının arttığı görülmektedir. 2012 yılında ham petrole ve petrol ürünlerine ödenen ithalat tutarı, PETFORM verilerine göre, 31,5 milyar \$'a ulaşmıştır.

Ülkemizde 2012 yılı sektörel petrol tüketimine baktığımızda %86 ile en çok ulaşım sektöründe kullanıldığını görmekteyiz. Konutlar ve sanayideki kullanım oranı %6,7, tarım sektöründeki kullanım oranı %4,8, elektrik üretimindeki kullanım oranı ise %2,4 olmuştur.



Şekil 4.14 2012 Yılı Türkiye Sektörel Petrol Tüketimi

#### **Petrol Sektörü ile ilgili tespitler**

- ✓ Ülkemizin mevcut jeolojik konumu ve denizlerimizdeki su derinliğinin yüksek olması nedenleriyle, petrol aramacılığı riskli, bir o kadar da masraflıdır.
- ✓ Ülkemizde ticari değere sahip bir petrol varlığı mevcuttur.
- ✓ Ülkemiz, bilinen dünya rezervlerinin, %70' inden fazlasına ev sahipliği yapan bir coğrafyada yer almaktadır.
- ✓ Ülkemiz mevcut ithalat ve tüketim hacmiyle, petrol ve doğal gaz yatırımları için kayda değer bir büyüklüktedir.

Petrol ve doğal gazda halen son derece yetersiz olan yerli üretimin ülke talebini karşılama oranının yükseltilmesi için çalışmalar hızlandırılmalıdır.

#### **Kaynaklar**

1. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
2. Petrol İşleri Genel Müdürlüğü, Faaliyet Raporları, <http://www.pigm.gov.tr>
3. <http://www.tpao.gov.tr>
4. TPAO, Faaliyet Raporu 2012
5. EPDK, <http://www.epdk.gov.tr>
6. World Energy Outlook 2012, International Energy Agency, Special Report
7. International Energy Outlook, Energy Information Administration, U.S. Department of Energy

## 5. KÖMÜR POTANSİYELİ

Bu bölüm, jeofizik mühendisi, TMMOB Jeofizik Mühendisleri Odası Enerji Çalışma Grubu Başkanı ve DEK-TMK 2011-2014 dönemi Denetim Kurulu Üyesi Çetin Koçak'ın DEK-TMK 2013 Enerji Raporu için hazırladığı çalışmadan derlenmiştir.

### 5.1 Türkiye Kömür Rezervleri

Türkiye'de kömür genel olarak linyit ve taş kömürü başlıkları altında değerlendirilmekte olup, taş kömürü rezervleri TTK tarafından, linyit rezervleri ise Elektrik Üretim Anonim Şirketi (EÜAŞ), Türkiye Kömür İşletmeleri (TKİ) ve özel sektör tarafından işletilmektedir. Taş kömürlerinin tamamı, linyitlerinin ise %88'i kamuya ait ruhsat sınırları içinde bulunmaktadır. Bunların dışında kalan asfaltit ve petrokok, oluşum bakımından petrol kökenli olmakla birlikte, katı fosil yakıt kapsamında kömürlerle birlikte incelenmiştir.

Ülkemizde, çok sınırlı doğal gaz ve petrol rezervlerine karşın, **512 milyon tonu görünür** olmak üzere, yaklaşık **1,3 milyar ton taşkömürü** ve **13 milyar tonu görünür rezerv** niteliğinde toplam **14 milyar ton linyit** rezervi bulunmaktadır. **Ancak dünyadaki ülkelerin büyük bölümünde, kanıtlanmış ekonomik üretilebilir kömür miktarlarına rezerv denirken, Türkiye'deki rezerv tanımlarına, dünyada kaynak denilmektedir. Bu nedenle Türkiye'deki kömür rezervi kavramı dünyaya uyum sağlayacak şekilde değişmelidir.** Yukarıdaki kavrama uygun Türkiye kömür rezervlerinin hesaplanmasına ilişkin yapılan çalışma, kömür rezervlerinin santral potansiyeli bölümündedir.

#### 5.1.1 Taşkömürü Rezervleri

Türkiye'de bulunan taşkömürlerinin ruhsatı Türkiye Taş Kömürü Kurumunun (TTK) uhdesindedir.

**Tablo 5.1** 2013 Yılı TTK Ruhsatlı Kömür Sahalarına ait Rezervler

2013 YILBAŞI TTK TAŞKÖMÜRÜ REZERVLERİ								
YERİ		REZERVLER ( 1.000 ton)						
İL	Müessese	Kömürlerin Özelliği	Hazır	Görünür	Muhtemel	Mümkün	Toplam	AID kcal/kg
Bartın	Amasra	Koklaşmaz	386	170.036	115.052	121535	407.009	5450-6050
Zonguldak	Armutçuk	Yarı Koklaşır	1.702	7.595	15.860	7.883	33.040	6050-7050
	Kozlu	Koklaşabilir	2.393	66.222	40.539	47.975	157.129	6400-6950
	Üzülmüş	Koklaşabilir	789	135.534	94.342	74.020	304.685	6400-6950
	Karadon	Koklaşabilir	2.593	132.863	159162	117034	411.652	6200-6950
TOPLAM			7.864	512.250	424.955	368.447	1.313.516	

**Kaynak:** TTK 2013

Zonguldak ve Bartın illeri sınırlarında bulunan taş kömürlerinin ortalama alt ısıl değeri 5450-7050 kcal/kg arasında değişmekte olup bitümlü kömür kategorisinde yer almaktadır. 2013 yılbaşı itibarı ile taş kömürü toplam rezervi 1 milyar 314 milyon tondur. Toplam rezervlerin; %40'ı hazır ve görünür, kalan %60'lık kısmı ise muhtemel ve mümkün rezervler kategorisinde olup yaklaşık %69'u koklaşabilir niteliğindedir. Taşkömürü rezervlerinin bulunduğu Havza'nın sınırlarının belirlenmiş, etüt ve rezerv sondajlarının yapılmış olması nedeniyle, kömür rezervinin çok fazla gelişmesi beklenmemektedir. Ancak yapılacak yeni etütlerle görünür ve üretilebilir rezerv niteliğindeki bölümü artırılabilir.

### 5.1.2 Linyit Rezervleri

Linyit rezervleri ülke geneline yayılmıştır. Hemen hemen bütün coğrafi bölgelerde ve kırktan fazla ilde linyit rezervlerine rastlanılmaktadır. Türkiye linyit rezervleri, yapılan aramalar ve rezerv geliştirme etütleriyle artmaya devam etmektedir.

**Tablo 5.2** 2013 Yılı Türkiye Linyit Rezervleri

2013 TÜRKİYE, KAMU SEKTÖRÜ(EÜAŞ, TKİ, MTA) LİNYİT REZERVLERİ							
YERİ		REZERVLER(1000 Ton)				(AID) kcal/kg	Kuruluşu
İL	İLÇE	Görünür	Muhtemel	Mümkün	Toplam		
Adana	Tufanbeyli	<b>323.329</b>	–	–	<b>323.329</b>	1298	TKİ
Ankara	Beypazarı	<b>250.222</b>	105.000	–	<b>355.222</b>	2399-2839	EÜAŞ
Afyon	Dinar*	<b>912.429</b>	–	–	<b>912.429</b>	1351	MTA
Bingöl	Karlıova	<b>88.662</b>	–	–	<b>88.662</b>	1460	TKİ
Bolu	Göynük	<b>39.000</b>	1.000	–	<b>40.000</b>	2340	TKİ
Bursa	Keles	<b>29.672</b>	–	–	<b>29.672</b>	1900	TKİ
Bursa	Davutlar	<b>17.555</b>	19.945	1.560	<b>39.060</b>	2340	TKİ
Bursa	Orhaneli	<b>37.041</b>	–	–	<b>37.041</b>	2500	TKİ
Çanakkale	Çan	<b>74.195</b>	–	–	74.195	3000	TKİ
Çorum	Alpagut	<b>18.895</b>	4.042	–	<b>22.937</b>	3150	TKİ
Çorum	Osmancık	<b>6.575</b>	7.430	–	<b>14.005</b>	1470	TKİ
Eskişehir	Alpu*	<b>902.000</b>	–	–	<b>902.000</b>	2100	MTA
İstanbul	Çatalca	<b>228.457</b>	51.772	–	<b>280.229</b>	1894-2086	EÜAŞ
Kırklareli	Vize*	<b>135.045</b>	884	–	<b>135.929</b>	1400-2300	MTA
K.Maraş	Elbistan***	<b>4.341.550</b>	–	–	<b>4.341.550</b>	1031-1201	EÜAŞ
K.Maraş	Elbistan	<b>515.055</b>	–	–	<b>515.055</b>	950-1115	EÜAŞ



Konya	Beyşehir	<b>81.011</b>	–	–	<b>81.011</b>	1110	TKİ
Konya	Ilgın	<b>19.400</b>	974	–	<b>20.374</b>	2180	TKİ
Konya	Karapınar	<b>1.832.816</b>		–	<b>1.832.816</b>	1320	EÜAŞ
Kütahya	Seyitömer	<b>169.940</b>	–	–	<b>169.940</b>	1800-2080	EÜAŞ
Kütahya	Tavşanlı	<b>261.557</b>	–	–	<b>261.557</b>	2560	TKİ
Manisa	Soma	<b>702.023</b>	15.000	–	<b>717.023</b>	2080-3150	TKİ
Muğla	Milas**	<b>249.576</b>	–	–	<b>249.576</b>	1775-2279	TKİ
Muğla	Yatağan**	<b>154.914</b>	–	–	<b>154.914</b>	1903-2670	TKİ
Tekirdağ	Merkez	<b>160.585</b>	50.933	2.964	<b>214.482</b>	2183-2865	EÜAŞ
Tekirdağ	Saray	<b>23.581</b>	105.570	–	<b>129.151</b>	2080	TKİ
Sivas	Kangal	<b>90.369</b>	–	–	<b>90.369</b>	1207-1494	EÜAŞ
Diğer Kamu		<b>169.171</b>	36.180	–	<b>205.351</b>		
<b>KAMU TOPLAMI</b>		<b>11.834.625</b>	<b>398.730</b>	<b>4.524</b>	<b>12.237.879</b>		
<b>ÖZEL SEKTÖR</b>		<b>1.235.956</b>	<b>336020</b>	<b>136081</b>	<b>1.708.057</b>		
<b>TÜRKİYE TOPLAMI</b>		<b>13.070.581</b>	<b>734.750</b>	<b>140.605</b>	<b>13.945.936</b>		

**Kaynak:** MTA 2013, TKİ 2013, ETKB 2011

*\*Rezerv çalışmaları devam eden sahalardır. \*\*2013 yılı içinde özelleştirilmek üzere, Yeniköy Elektrik Üretim A.Ş. (YEAS) devredildi. \*\*\*En büyük rezerv artışı olarak, EÜAŞ'a bağlı Elbistan Linyit havzasının büyük bölümünde MTA'nın yaptığı etüt ve sondajlardan sonra havzanın toplam görünür rezervi 4,4 milyar tona yükselmiştir. Havzada, MTA'nın etüt ve değerlendirme yapmadığı diğer bölümlerinde TKİ'nin yaptığı değerlendirmelerle birlikte Havzanın görünür rezervi 5 milyar ton civarında olup, bu miktar tabloya yansıtılmamıştır.*

Linyit rezervlerimizin çoğunluğu 1976-1990 yılları arasında bulunmuştur. Bu dönemden sonra kapsamlı rezerv geliştirme etüt ve sondajları 2005-2008 yılları arasındaki linyit arama çalışmalarıdır. Enerjide dış bağımlılığımızın giderek artması yanında pahalı oluşu, yerli kaynaklara daha fazla yönelmemizi gerektirmiştir. Bu anlayışla "Linyit Rezervlerimizin Geliştirilmesi ve Yeni Sahalarda Linyit Aranması" Projesi TKİ koordinatörlüğünde, teknik olarak MTA'nın sorumluluğunda, ETİ Maden, TPAO, EÜAŞ, TTK ve DSİ'nin katılımı ile 2005 yılında başlatılmıştır. Son yıllarda ağırlıklı olarak MTA'nın sorumluluğunda olan aramalar devam etmekte olup her yıl kömür rezervleri geliştirilmektedir. Bu çalışmalar ile Afşin-Elbistan Linyit Havzası dışında Trakya havzasında, Manisa-Soma havzasında, Konya-Karapınar havzasında, Afyon-Dinar, Eskişehir Alpu, Kırklareli-Vize de yeni kömür rezervleri bulunmuş, bilinen sahalarda ise rezerv artışları sağlanmıştır. Yapılan çalışmalarda, en büyük rezerv artışı Elbistan havzasında olmuştur. Yapılan etüt ve sondajlardan önce 3,3 milyar ton olan rezerv yaklaşık 1 milyar ton artarak 4,4 milyar tona çıkmıştır. Ancak etüt ve sondaj yapılmayan Elbistan havzasının ortasındaki Çöllolar bölge-

sinde havza kuzeyinde 2005 yılından sonra yapılan etütlerle tespit edilen kömür yoğunluğuna göre yeniden değerlendirme yapılmamıştır. TKİ'nin havzanın tamamında 2000 yılında yaptığı değerlendirmelerin bu kesimlerdeki değerleri dikkate alındığında Havzanın görünür rezervinin 5 milyar tondan fazla olduğu anlaşılmakta olup bu değer, rezerv tablosuna yansıtılmamıştır. Bunun dışında, MTA'nın yaptığı etüt ve sondajlarla Afşin–Elbistan'da büyük havzanın yakınında 515.000 bin ton, Konya Karapınar'da 1.832.816 bin ton ile Trakya ve Soma havzalarında ki artışlara ilave olarak rezerv çalışmaları devam eden havzalardan, Afyon Dinar'da 912.429 bin ton, Eskişehir Alpu'da 902.000 bin ton, Kırklareli-Vize'de 135.929 bin ton olmak üzere 2013 itibariyle, Türkiye toplam linyit rezervi 14 milyar tona ulaşmıştır (Tablo 5.3).

**Tablo 5.3** 2011 Yılı Türkiye Özel Sektör Linyit Rezervleri

2011 ÖZEL SEKTÖR LİNYİT REZERVLERİ						
YERİ		REZERVLER (1.000 ton)				(AİD)
İL	İLÇE	Görünür	Muhtemel	Mümkün	Toplam	kcal/kg
Adana	Tufanbeyli*	246.584	–	–	246.584	1.250
Adıyaman	Gölbasi*	38.688	–	–	38.688	1.385
Ankara	Gölbasi/Ş.Koçhisar /Çubuk/Gölbasi/ Beypazarı/Ayaş	18.103	2.970	–	21.073	1600-4800
Çanakkale	Bayramiç/Çan/ Yenice/Avacıık	40.808	31.261	2.376	74.445	1335-4000
Çankırı	İlgaz/Yapraklı/ Orta/Şabanözü	100.653	2.027	7.541	110.221	860-5000
Edirne	İpsala/Keşan/Meriç /Merkez/Süloğlu/ Uzunköprü	60.902	39.197	6.080	106.179	2000-5400
İstanbul	Beykoz/Çatalca/ Eyüp/Gazios/ Sarıyer/Silivri/ Şile	114.163	15.394	5.639	135.196	1500-5400
Karaman	BaşyaylaErmeneık	47.345	–	8.250	55.595	4000-4500
Kırklareli	Pınarhisar	60.480	1.620	–	62.100	4.000
Konya	Beyşehir/Ilgın	176.442	20.000	30.700	227.142	1580-4000
Manisa	Akhisar/Gördes/ Kırkağaç/Soma/ Alaşehir/Merkez	72.365	20.554	15.000	107.919	2500-5000
Muğla	Merkez/Milas/ Yatağan	10.367	70.138	1.905	82.410	3000-4000
Tekirdağ	Malkara*	57.418	–	–	57.418	3000-5000
Başlıca Özel Sek. Toplamı		1.044.318	203.161	77.491	1.324.970	
Diğer Özel Sektör Toplamı		191.638	132.859	58.590	383.087	
ÖZEL SEKTÖR TOPLAMI		1.235.956	336.020	136.081	1.708.057	

**Kaynak:** ETKB/EİGM/MİGEM 2011, \*2013 değerleri

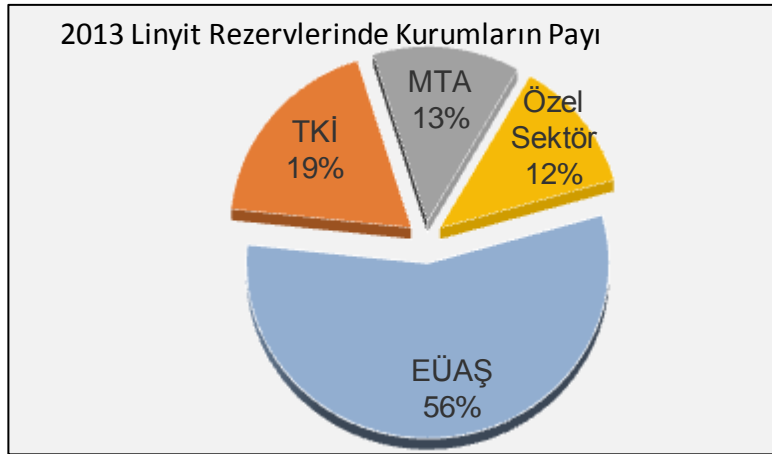
Türkiye linyit rezervleri toplamının yüzde on ikisine sahip olan özel sektörün uhdesinde 350 adetten fazla linyit sahası ruhsatı bulunmaktadır. Özel sektör kömür sahalarındaki rezervler, kamu tarafından ayrıntılı etütleri yapılan büyük sahaların dışındakiler hariç, genellikle beyana göre olup, bunların MİGEM tarafından kontrolü sınırlı olmaktadır. Saha ve il bazında toplamı 20 milyon tonunun üzerinde linyit rezervinin bulunduğu il sayısı on üçtür. Saha bazında ise toplam rezervi 10 milyon tonun üzerindeki sınırlı olup diğerleri daha küçük rezervli sahalardan oluşmaktadır.

**Tablo 5.4** 2013 İtibarıyla Kurumlara ait Linyit Rezervleri

Kurumlar	Linyit Rezervleri (milyon ton)				
	Görünür	Muhtemel	Mümkün	Toplam	Payı%
EÜAŞ	7.599	208	3	7.810	56
TKİ	2.338	227	2	2.567	19
MTA	1.825	–	–	1.825	13
Özel Sektör	1236	336	136	1.708	12
Toplam	12.998	771	141	13.910	100

**Kaynak:** TKİ, MTA, EÜAŞ 2012, EİGM 2011

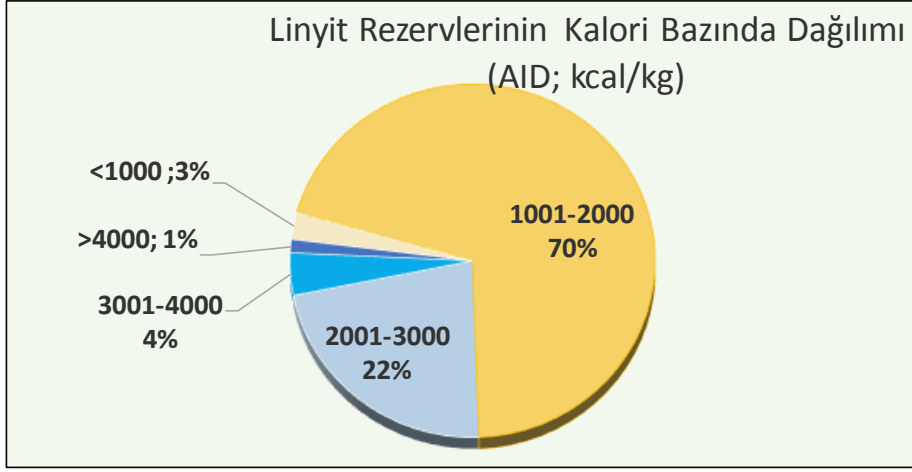
2013 değerlerine göre, linyit rezervlerinin %56'sı EÜAŞ, %19'u TKİ, %13'ü MTA ve %12'si ise özel sektör elindedir. EÜAŞ'ın linyit rezerv toplamı 7,8 milyar ton olurken, Türkiye Kömür İşletmeleri(TKİ) 2,6, MTA 1,8 ve özel sektör 1,7 milyar tonluk kömür rezervine sahiptir (Tablo 5.4, Şekil 5.1). 20 yıl önceki linyit rezervlerinin %85 den fazlası, TKİ uhdesindeydi. EÜAŞ'ın linyit yakıtlı termik santrallerinin maden sahalarıyla birlikte özelleştirilmesiyle, EÜAŞ ve kamu elindeki kaynakların payı daha da azalacaktır.

**Şekil 5.1** 2013 Yılı Linyit Rezervlerinin Kurumlara Dağılımı

**Kaynak:** TKİ, MTA, EÜAŞ 2013, EİGM 2011-13

### Linyit Rezervlerinin Kalori Bazında Dağılımı

Türkiye'deki linyitler standartta belirtilen üst ısı değerinin oldukça altındadır.



**Şekil 5.2** Türkiye Linyit Rezervlerinin Kalorifik Dağılımı

**Kaynak:** MTA, TKİ, EÜAŞ, MİGEM 2013

Ülkemiz linyit rezervlerinin çok büyük bölümünün alt ısıl değeri(AID) düşük olup, 1000 kcal/kg ile 4200 kcal/kg arasında değişiklik göstermektedir. Örneğin, en büyük rezervin bulunduğu Afşin-Elbistan havzasındaki linyit kömürünün alt ısıl değeri 900-1250 kcal/kg'dır.

Son yıllarda bulunan Afyon-Dinar ile Konya- Karapınar'ın toplam rezervi, 2,7 milyar ton olup, ortalama AID,1330 kcal/kg; toplam rezervi 902 milyon olan Eskişehir-Alpu'nun AID, 2100 kcal/kg'dır (Tablo 5.2). Bulunan linyit rezervi değerlerinin de ilavesiyle, Türkiye linyit rezervlerinin AID olarak; %73'ü 2000 kcal/kg'ın altında, %22'si 2000-3000 kcal/kg arasında, %5'i de 4000 kcal/kg üzerindedir (Şekil 5.2).

### 5.1.3 Kömür Aramaları ve Sondajları

Kömür aramalarında, jeolojik-jeofizik araştırmalar yeterince yapılmadan sondajlı aramalara geçilmesi, hem pahalı bir yöntem olmakta, hem de istenilen sonuçların alınmasına yetmemektedir. Bu konuda en ilginç örnek olarak Konya Karapınar sahasını verebiliriz. Bu sahada yaklaşık 500 m aralıklarla yapılan sondajlardaki kömür damarı sayıları ve kalınlıklarında önemli farklılıklar görülmektedir. Sahadaki kömür damarlarının korelasyonu ile kömür üretim projesi ve planlaması yapılabilmesi için işletme sondajları adı altında, çok sayıda sondajın yapılması gerekecektir. Oysa bu sondajlar yapılırken, jeofizik-sismik, elektrik kesitlerin, mevcut sondajlarla birlikte değerlendirilmesiyle, kömür damarlarının konumu gerçeğe yakın olarak üç boyutlu şekilde görülebilirdi.

Diğer taraftan, sondaj masrafının %5'ini geçmeyen jeofizik log alınması ile sondaj stampalarında kömür damarı sınırları daha net belirlenebilmekte, özellikle, karot yüzdeleri düşük veya karot alınmayan kömür sondajları dahi değerlendirilmektedir. Jeofizik-logları olmayan sondajlara göre yapılan rezerv hesapları veya kömür damarı konumunu gösteren haritalarda yatırımcıları yanıltan sonuçlar çıkabilmektedir. Ayrıca, bilinçli yatırımcılar, yurt dışı bankaları, finansman sağlamaları için sahada yapılan sondajlarda jeofizik kuyu loglarının olması şartını getirmektedir. Bunlara rağmen, daha çok özel şirketlerin yaptığı kömür sondajlarında jeofizik log ölçüleri alınmadığı için önemli bilgi eksikli-

ğinin yanı sıra, finansman şartlarını sağlamak üzere, zaman ve para kaybına da neden olan gereksiz sondajlar yapılmaktadır.

**Tablo 5.5** Linyit Arama ve İşletme Sondajları

MTA Kömür Sondajları(1000 m)	
2003	12
2004	14
2005	52
2006	129
2007	93
2008	155
2009	225
2010	151
2011	263
2012	255

**Kaynak:** MTA

Yıllar itibariyle yapılan kömür sondajı miktarı incelendiğinde 2012 yılında yapılan sondaj miktarı 2003 yılındaki kömür arama sondaj uzunluğunun 20 katından daha fazla olduğu görülmektedir. Bundan sonraki kömür aramalarında sondaj yeri ve olası derinliğinin, ayrıntılı jeolojik-jeofizik etütlerinin de katkısıyla belirlenmesi halinde daha az sondajla, daha çok kömür rezervi bulunabilecektir. Aslında gelişmiş ve büyük ülkelerin, kömür arama uygulamalarının incelenmesi halinde, izlenecek yol daha kolay anlaşılacaktır.

#### 5.1.4 Taş Kömürü Üretimleri

Taş kömürü üretimi, havzanın jeolojik yapısı nedeniyle, büyük ölçüde insan gücüne dayalı emek-yoğun bir şekilde gerçekleştirilmektedir. 1942 yılından itibaren havzadaki taşkömürü üretimi seyri aşağıdaki şekilde verilmiştir. Havza, sağlıklı kayıtların mümkün olduğu 1942 yılından günümüze kadar 224 milyon ton (1865 yılından günümüze kadar yaklaşık 400 milyon ton) taşkömürü üretimi ile ülke kalkınmasında önemli bir yer almıştır. Havza tarihi boyunca maksimum yıllık tüvenan üretim 1974 yılında 8,5 milyon ton, satılabilir üretim ise 1967 ve 1974 yıllarında 5 milyon ton olarak gerçekleştirilmiştir. 1974 yılındaki maksimum 5 milyon ton satılabilir üretim değerine kadar, zaman zaman düşüşler gözlenirse de, önemli bir üretim artış trendi yakalanmış olan havzada, ulaşılan üretim değeri korunmamış, 1982 yılından sonra 4 milyon ton'un altına inmiştir. 2004 yılından itibaren TTK tarafından işletilemeyen rezervlerin, hukuku TTK uhdesinde kalmak kaydıyla, rödövens karşılığı özel firmalara işletilmesi uygulaması başlatılmıştır (TTK Faaliyet Raporu 2012).

**Tablo 5.6** 2000-2012 Türkiye Taşkömürü Üretimleri (1000 ton)

Yıllar	TTK	Özel Sektör	Toplam
2000	2.259	135	2.394
2001	2.357	137	2.494
2002	2.244	75	2.319
2003	2.011	48	2.059
2004	1.881	65	1.946
2005	1.666	511	2.177
2006	1.523	796	2.319
2007	1.675	817	2.492
2008	1.587	1.044	2.630
2009	1.880	1.000	2.879
2010	1.709	883	2.592
2011	1.593	1.027	2.619
2012	1.457	835	2.292

**Kaynak:** TTK Faaliyet Raporu 2012

2000-2012 yılları arasındaki taşkömürü üretimleri incelendiğinde artış olmadığı gibi üretimde %4,3 oranında azalma olmuştur. Ayrıca kamu olarak TTK'nın üretimi 2000-2012 arasında %36 azalırken özel sektörün üretimi 6,2 kat artmıştır (Tablo 5.6). Enerji, demir çelik ve diğer sanayi sektörlerine yönelik olan Türkiye taşkömürü üretimi 2012 yılında 2,3 milyon ton olmuştur. 14.3.2014 tarihli Cumhuriyet Gazetesinde yar alan Mustafa Çakır imzalı habere göre, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanı, TBMM'de bir soru önermesine verdiği yanıtta, 2013 taşkömürü üretimini 2,190 milyon ton olarak bildirmiştir. Bu veriler, 2013 üretiminin 2011'e göre %18.7 oranında gerilediğini ortaya koymaktadır.



Şekil 5.3 Yıllara Göre Türkiye Taşkömürü Üretim Miktarı Grafiği

Kaynak: ETBK ve TTK Taşkömürü Sektör Raporu 2013

Türkiye taşkömürü üretiminin 1990–2013 yılları arasındaki üretim değerleri genel olarak irdelendiğinde, 1990 yılında 2,7 milyon ton olan taşkömürü üretimi, geçen 22 yıllık süre içinde artmadığı gibi azalmıştır. 2005 yılından sonra üretimdeki artan özel sektör payına rağmen, üretim artmamıştır. 1974-75 yıllarında 5 milyon ton olan taşkömürü üretimi geçen süreçte azalış eğiliminde olmuş, 2004 yılında linyit için de geçerli olan nedenlerle 37 yılın en düşük düzeyine inmiştir. Daha sonra Bakanlık tarafından, taş kömürü rezervlerinin en üst düzeyde üretilme planları çerçevesinde, 2011 yılında, yılda 9 milyon ton üretilme hedefi konulmuşsa da 2009 yılında ancak 2,9 milyon tona çıkılabildiği görülmüştür.

### 5.1.5 Linyit Üretimleri

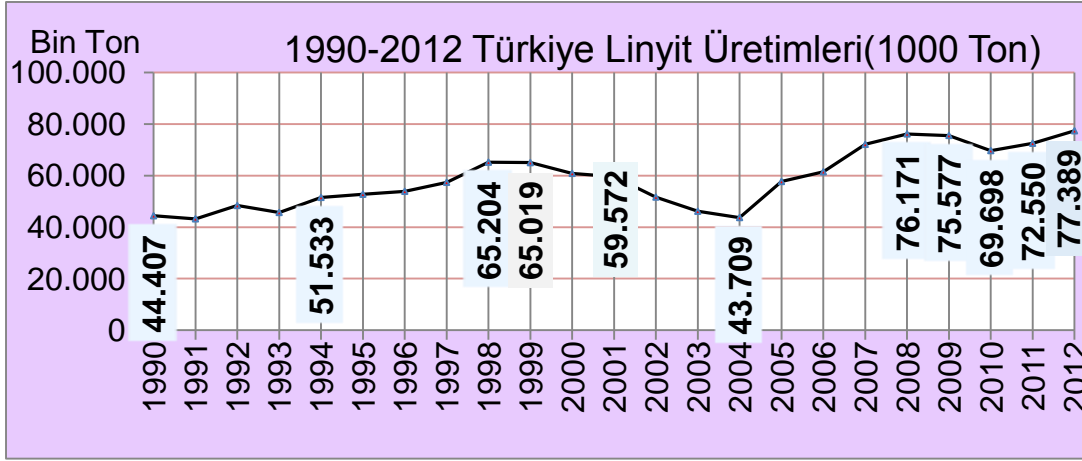
Tablo 5.7 2000-2012 Türkiye Linyit Üretimleri (1000 ton)

Yıllar	TKİ	EÜAŞ	Özel Sektör	Toplam
2000	39.198	19.567	2.089	60.854
2001	33.609	22.618	3.345	59.572
2002	30.661	16.531	4.468	51.660
2003	25.685	15.646	4.837	46.168
2004	24.349	13.807	5.553	43.709
2005	28.749	24.844	4.115	57.708
2006	30.367	26.703	4.414	61.484
2007	29.810	34.871	7.440	72.121
2008	35.872	36.658	3.641	76.171
2009	32.451	36.269	6.857	75.577
2010	29.713	32.012	7.973	69.698
2011	33.401	31.456	7.693	72.550
2012	33.270	27.452	16.667*	77.389

EİGM/ETKB Genel Enerji Denge Tabloları

\*Üretim miktarı geçen yıllarla kıyaslanamayacak kadar fazladır.

Ülkemizdeki linyit üretimi; enerji sektörü (termik santral), sanayi ve ısınma (konut) sektörü olmak üzere 3 ana sektörün taleplerinin karşılanmasına yöneliktir. 2012 yılı linyit üretimi 2011 yılına göre %7 artış gösterirken TKİ'nin üretim miktarı binde dört, EÜAŞ'ın üretim miktarı %13 azalırken, özel sektörün üretiminin %117 artışı bugüne kadar bir yılda görülen en fazla artış olarak dikkat çekmektedir. Özel sektördeki üretim miktarı, geçen yıllardaki değerlerin çok üzerindedir (Tablo 5.7). Bu değerlerin gözden geçirilmesi gerekir. Ayrıca 2000-2012 dönemi incelendiğinde, TKİ ve EÜAŞ'ın toplam üretim değerlerinde ciddi bir artış olmazken, özel sektörün üretimi 8 kat artmıştır.



Şekil 5.4 Yıllara göre Türkiye Linyit Üretimi Grafiği

**Kaynak:** ETKB 2012 Yılı Genel Enerji Dengesi

2012 yılı sonu itibariyle, yıllık 77,4 milyon ton olan linyit üretiminin 33,3 milyon ton ile %43'ü TKİ, 27,5 milyon ton ile %36'sı EÜAŞ ve kalan 16,7 milyon ton ile %21,5'i ise özel sektör tarafından yapılmış görünmektedir. Linyit üretiminin tamamına yakını o yıl tüketilmektedir. 2012 yılında stoklardaki ek-silmeyeyle 75,4 milyon ton olan toplam linyit arzının en büyük tüketim payı ton olarak %74 oranı ile termik santrallere aittir.

1990–2012 yılları arasındaki 22 yılda Türkiye linyit üretim miktarı değerlerine göre, linyit üretiminin %74 oranında artmış olduğu görülür.

Ancak 1990-1998 yılları arasındaki 8 yılda linyit üretimi 21 milyon ton ile %47 oranında artarken, sonraki 1998-2012 yılları arasındaki 14 yılda, 12 milyon ton ile %19 artabilmiştir. Başka bir deyişle son 14 yıldaki yıllık linyit üretimi, önceki 8 yıllık üretim artış hızının üçte biri kadar olmuştur.

Geçen 22 yıl irdelendiğinde, üretimde en fazla düşüş 1999–2004 yılları arasındaki beş yılda yaşanmıştır. 1999 yılına göre, 2004 yılında, Türkiye linyit üretimi, %33 oranında ve 21,3 milyon ton azalışla 43,7 milyon tona düşmüştür. 2001 yılındaki ekonomik küçülmenin ve barajlardaki doluluk oranı artışının etkisi olsa da, bu düşüşün önemli bir nedeni de, yapılan talep tahminlerinde, büyük artışlar öngörülerek gereğinden çok doğal gaz ithal anlaşmaları yapılmasıdır. Böylelikle elektrik üretiminde doğal gaz payının %44'e çıkması sonucunda linyit santrallerinin kapasitelerinin çok altında çalışması sonucu, kömür tüketimi ve üretimi azalmıştır. 2004 yılına göre, 2008 yılındaki linyit üretimi, %74 oranında



ve 32,5 milyon ton artışla yılda 76 milyon ton olmuştur. Dört yıldaki üretim artışının nedeni de enerjiye talebin artmasıyla kömür santrallerinin tekrar kapasitelerine yakın üretim yapması olmuştur.

### Linyit Üretimindeki Azalışın Nedenleri, Elbistan Saha ve Santralleri:

2008 yılından sonra linyit üretimindeki azalışın en önemli nedeni, EÜAŞ'a bağlı santrallerin bir bölümünde kapasitelerin altında üretim yapılması, özellikle Elbistan saha ve santrallerinde meydana gelen olumsuzluklar olarak özetlenebilir. Elbistan B santralını besleyen sahada, 2011 yılında meydana gelen şev kayması nedeniyle, üretimin durması sonucunda, Elbistan B santralının kömür ihtiyacı, havzanın doğusundaki Kışlaköy sektöründen karşılanmaktadır. Kömür tedarik edilen sahanın, kömür üretimi kapasitesi her iki santrali besleyecek boyutta değildir. Bunun yanında 10 yılı aşan bir süredir bir türlü revizyonu yapılamayan Elbistan A santralının kapasitesinin çok altında çalışabilmesine Elbistan B santralındaki olumsuzluklar da eklenince, toplam 2795 MW kurulu gücündeki Elbistan santrallerinde kapasitelerinin çok altında elektrik üretimi yapılmaktadır. Diğer taraftan elektrik arz eksikliğinin doğal gaz santrallerinin üretimleriyle giderilmesi nedeniyle, kamu tarafından linyit rezervlerine dayalı yeni yatırımlar yapılmadığı gibi mevcut linyit santrallerindeki problemlere radikal çözümler getirilmesi gecikmektedir.

Ancak geçen 10 yılda izlenen enerji politikalarıyla, kömür rezervlerine yönelik yatırımlar yapılmamış olmasına karşın, plan hedefi olarak, 2023 yılına kadar tüm kömür rezervlerine yönelik yatırımların tamamlanacağı bildirilmiştir.

## 5.2 Türkiye Asfaltit Rezervlerinin Üretimi ve Tüketimi

Petrolün zamanla oksitlenmesi ve uçucu maddelerini kaybederek katılaşması sonucu oluşan asfaltit; sert, siyah renkli bir çeşit bitümdür. Kömür olmasa da kömür gibi, katı yakıt olarak kullanılan enerji kaynağıdır. Türkiye'nin önemli asfaltit sahaları Güneydoğu Anadolu bölgesindedir. Filon topluluğu şeklinde olan önemli iki sahadan biri Şırnak'ın güneyinde, ikincisi ise Silopi'nin güneydoğusundadır.

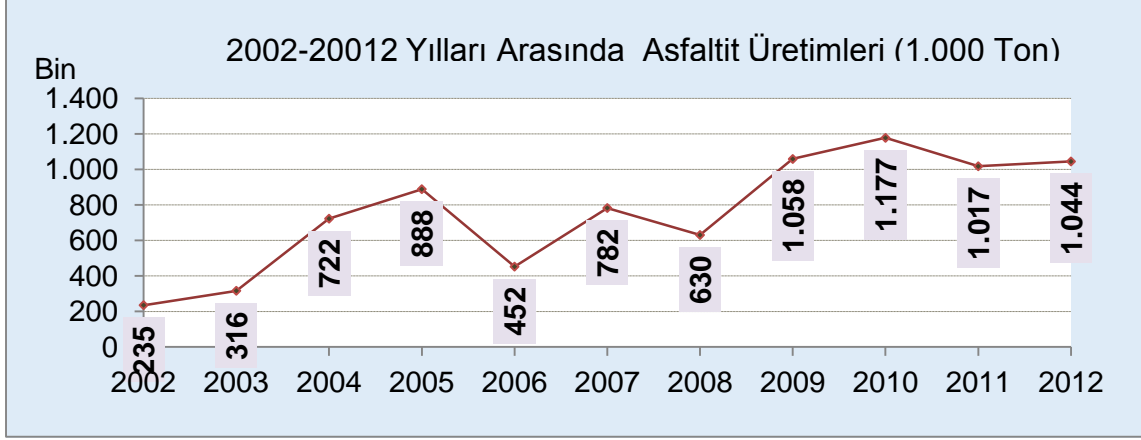
**Tablo 5.8** 2013 TKİ Asfaltit Rezervleri

YERİ		REZERVLER(1.000 Ton)				AİD kcal/kg
İL	İLÇE	Görünür	Muhtemel	Mümkün	Toplam	
ŞIRNAK	Silopi	28.446	21.067	-	49.513	5310
ŞIRNAK	Merkez	32.038	23.054	-	55.092	5330
TOPLAM		60.484	44.121	-	104.605	

**Kaynak:** TKİ 2013

Türkiye asfaltit rezervlerinin önemli bölümü TKİ uhdesindedir (Tablo 5.8). TKİ dışında özel sektöre ait asfaltit ruhsatlarının rezervleri hakkında sağlıklı bilgi bulunmamaktadır. Asfaltit üretimi, 1992 yılına kadar TKİ tarafından, 1992-2002 yılları arasında TKİ ve Şırnak valiliği, 2002 yılından sonraki yıllardaki üretimi ise Şırnak Valiliği ve özel sektör tarafından rüdvans karşılığı yapılmaktadır. Özel

sektör, ürettiği asfaltiti Silopi'de kurduğu 135 MW kurulu gücündeki santralda tüketirken, Şırnak valiliği bölgenin teshin ve sanayi ihtiyaçları için üretmektedir.



Şekil 5.5 Yıllara Göre Asfaltit Üretimleri

Kaynak: ETKB 2012 Yılı Genel Enerji Dengesi

Bunların dışında 2003 yılından itibaren özel sektöre ait ruhsatlarda da üretimler yapılmaktadır. 2012 yılında Türkiye toplam asfaltit üretimi, 2011 üretim değerinden 27 bin ton fazlalıkla, 1.044 bin ton olmuştur.

### 5.3 Taşkömürü, Linyit, Asfaltit ve Petrokokun Sektör Tüketimleri

Ülkemizdeki taşkömürü, linyit, asfaltit üretimi ve stoklarından oluşan arzları; enerji sektörü (termik santral), sanayi sektörü ve ısınma (konut) sektörü olmak üzere 3 ana sektörün taleplerinin karşılanmasına yöneliktir. Aşağıdaki bilgiler EİGM/ETKB tarafından hazırlanan 2011 ve 2012 Genel Enerji Denge verilerinden derlenmiştir.

#### 5.3.1 Taşkömürünün Sektör Tüketimleri

2012 yılında taşkömürünün toplam arzı 2011 yılına göre %20 artışla 31.460 bin ton olmuştur. Bu artış, tep bazında %22 olmaktadır.

**Elektrik Santralleri:** Toplam arzın içinde en çok taşkömürü tüketimi elektrik santrallerinde olmaktadır. Elektrik Santrallerinde; 2012 yılında, 11.854 bin ton veya 6.922 bin tep olan tüketim miktarının toplam taşkömürü arzı içindeki payı %34 olurken, 2011 yılında, 10.150 bin ton veya 6.266 bin tep ile toplam taşkömürü arzı içindeki payı %38 olmuştur.

**Sanayi:** 2012 yılında, sanayideki toplam taşkömürü tüketimi, 4.141 bin ton veya 2.574 bin tep ile toplam taşkömürü tüketimi içindeki payı %15 olmuştur. Sanayide 2012 yılındaki taşkömürü tüketim miktarları; 2011 yılındaki tüketim miktarlarına yakın olurken, çimento fabrikalarında 2.283 bin ton, demir çelikte 1.430 bin ton, geriye kalan 428 bin ton da diğer sanayilerde tüketilmiştir.

**Konut Sektörü:** 2012 yılında, ısınmada toplam taşkömürü tüketimi 9.919 bin ton veya 6.662 bin tep ile toplam taşkömürü tüketimi içindeki ısınmanın payı %33 olmuştur. 2012 yılında, toplam taşkömürü

tüketimi içindeki ısınmada tüketilen miktarın 2011 yılına göre 3,2 milyon ton (%47) arttığı görülmektedir. Bu artış, tep bazında ise %62 olmuştur.

**Kok Fabrikaları:** 2012 yılında, kok fabrikalarındaki toplam taşkömürü tüketimi 5.362 bin ton veya 4.085 bin tep ile toplam taşkömürü tüketimi içindeki payı %20 olmuştur.

**Tablo 5.9** Taşkömürü, Linyit, Asfaltit ve Petrokokun Sektör Tüketimleri

2011-2012 Yıllarındaki Kömür, Asfaltit, Petrokok Arzları ve Sektörler İtibarıyla Tüketim Payları												
SEKTÖRLER		Elektrik Santralleri		Sanayi*		Konut Sektörü*		Kok Fabrikaları		Toplam Arz		Artış%
Yıllar		2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	
Taş kömürü	B. Ton	10.150	11.854	4.105	4.141	6.773	9.919	5.201	5.362	26.228	31.460	20
	B. Tep	6.266	6.922	2.490	2.574	4.119	6.662	3.791	4.085	16.666	20.316	22
	B. Tep%	38	34	15	13	25	33	23	20	100	100	-
Linyit*	B. Ton	60.323	55.742	6.634	9.642	6.976	9.770	-	-	73.933	75.341	2
	B. Tep	10.781	10.023	3.044	3.521	2.596	3.317	-	-	16.420	16.915	3
	B. Tep%	66	59	19	21	16	20	-	-	100	100	-
Asfaltit	B. Ton	399	404	217	265	366	199	-	-	865	868	0,4
	B. Tep	217	219	87	144	146	108	-	-	404	471	17
	B. Tep%	48	47	19	31	32	23	-	-	100	100	-
Petrokok	B. Ton	-	-	2.620	3.696	-	-	-	-	2.620	3.696	41
	B. Tep	-	-	1.963	2.800	-	-	-	-	1.963	2.800	43
	B. Tep%	-	-	100	100	-	-	-	-	100	100	-

Kaynak: 2011-2012 Yılları Genel Enerji Dengesi EİGM/ ETKB

\*2012 yılı konut sektöründeki taş kömürleri ve linyitlerin tüketim miktarı, 2012 yılı linyitin sanayi sektöründeki tüketim değerlerinin artışı dolayısıyla, 2012 yılı linyit arz miktarı, geçen yıllarla kıyaslanamayacak kadar artmıştır.

### 5.3.2 Linyitin Sektörler İtibarıyla Tüketimleri

**Sanayi:** 2012 yılında, sanayideki toplam linyit tüketimi 9.642 bin ton veya 3.521 bin tep ile toplam linyit tüketimi içindeki payı %21 olmuştur. Sanayide 2012 yılındaki linyit tüketim miktarları; 2011 yılındaki tüketim miktarlarına göre, 3 milyon ton ve %45 oranında artarken bu artış miktarı tep bazında sadece %16 olmuştur. Bu durum, 2012 yılında sanayide tüketilen linyitlerin kalori değerleri, 2011 yılına göre oldukça düşük olduğu, şeklinde yorumlanabilir. 2012 yılında linyitin sanayideki tüketimi, bin ton olarak; çimento fabrikalarında 2.713, şeker fabrikalarında 713, tekstilde 442, seramikte 457 bin ton olup, geriye kalan 5.759 bin ton da diğer sanayilerde tüketilmiştir. 2011 yılı orijinal değer-

lerine göre, çimentoda tüketilen linyitin toplam sanayi tüketimindeki oranı %47 iken, sanayideki tüketim artışı nedeniyle bu oran 2012'de %28'e gerilediği görülmektedir.

Konut Sektörü: 2012 yılında, ısınmada toplam linyit tüketimi 9.770 bin ton veya 3.317 bin tep ile toplam linyit tüketimi içindeki ısınmanın payı %20 olmuştur. 2012 yılında, ısınmada tüketilen miktar, 2011 yılına göre 2,8 milyon ton (%40) arttığı görülmektedir. Bu artış, tep bazında da %28 olmuştur.

### **5.3.3 Asfaltitin Sektörler İtibarıyla Tüketimi**

Asfaltitin 2011 yılındaki toplam arzı; 865 bin ton ya da 404 bin tep olurken, 2012 yılında 868 bin ton veya 471 bin tep, tep bazında ise %17 artmıştır.

Elektrik Santralleri: 2011'de asfaltitin elektrik santralindeki tüketim miktarı, 399 bin ton veya 217 bin tep ile toplam asfaltit içinde, %48 oranında olurken, 2012'de 404 bin ton veya 219 bin tep ile toplam asfaltit tüketimi içindeki oranı %47 olmuştur.

Sanayi: 2012 yılında, sanayideki toplam asfaltit tüketimi, 265 bin ton veya 144 bin tep ile toplam asfaltit tüketimi içindeki payı %31 olmuştur. Sanayide 2012 yılındaki asfaltit tüketim miktarı; 2011 yılındaki tüketim miktarlarına göre 48 bin ton ve %22 oranında artarken, bu artış miktarı tep bazında %65 olmuştur. Buna göre, 2012 yılında sanayide tüketilen asfaltitin kalori değerlerinin 2011 yılına göre oldukça yüksek olduğu söylenebilir.

Konut sektörü: 2012 yılında asfaltitin konut sektöründeki tüketimi 199 bin ton veya 108 bin tep ile toplam asfaltit arzı içinde %23 olmuştur. Konut sektöründe 2012 yılındaki tüketim miktarı; 2011 yılındaki tüketim miktarına göre 165 bin ton ve %45 oranında azalırken bu azalış tep bazında %26 olmaktadır.

### **5.3.4 Petrokokun Sektörler İtibarıyla Tüketimi**

2012 yılında petrokokun toplam arzı, 3696 bin ton veya 2800 bin tep olurken, 2011 yılına göre ton bazında %41, tep bazında ise %43 artmıştır. Petrokokun tamamı sanayi sektöründe tüketilmekte olup, 2012 yılında, toplam petrokok arzının %78'i çimento fabrikalarında tüketilirken bu oran 2011 yılında, %86 olmuştur.

## **5.4 Kömür Yardımları ve 2010-12 Yılları Konut Sektörü Tüketimleri**

Kömürün 2012 yılında 2011 yılına göre, konut sektöründeki 5,94 milyon ton veya 3.264 bin tep ve tep bazında, %49 oranındaki bu artış miktarı geçmiş yıllara göre oldukça fazladır. Bu artışta asfaltitin, 38 bin tep ve %26 oranında azalışının, doğal gazın 2012 yılında, 2011 yılına göre, 421 bin tep ile %5'lik azalışının etkisi olsa da artış miktarının karşılığı değildir. 2010 yılında, konut sektöründeki kömürlerin tüketimi; taş kömüründe 5.042 bin tep, linyitte 2.846 bin tep olurken, doğal gazda 6.396 bin tep olmuştur. Bu sektörde kömür, asfaltit ve doğal gaz tüketimi 2010 yılında toplam 14.452 bin tep olurken; 2011'de %11,5 artışla toplam 16.109 bin tep; 2012 yılında ise %18 artışla, toplam 18.956 tep olmaktadır. 2012 yılında, ailelere yapılan yardım kapsamında, TKİ tarafından dağıtılan kömür miktarında da artış görülmemektedir (Tablo 5.10). Bu nedenlerle, 2010, 2011 yıllarının konut tüketim miktarlarına göre, 2012 yılı konut sektöründeki tüketim artışının gerekçesi anlaşılammıştır. Diğer taraftan, linyitin

2012 yılı sanayi sektöründeki tüketim artış miktarı da geçen yıllara göre beklentilerin çok üzerinde gerçekleştiği görülmektedir.

**Tablo 5.10** 2003-2012 Yıllarında Kömür Yardım Miktarı ve Aile Sayısı

Yıllar	Miktar (bin ton)	Aile Sayısı
2003	686	1.098.411
2004	1.059	1.503.899
2005	1.329	1.875.247
2006	1.273	1.769.084
2007	1.491	1.884.539
2008	1.647	2.084.681
2009	1.972	2.259.385
2010	1.561	2.135.391
2011	2.247	2.062.005
2012	2.192	2.045.525
Toplam,Ort.	15.457	ort 1.871.817

**Kaynak:** TKİ, TTK

Tablo incelendiğinde 2003-2012 döneminde ortalama 1.871.817 aileye yılda dağıtılan toplam kömür miktarı ortalama 1,55 milyon ton/yıl olmuştur. Aile başına dağıtılan kömür miktarı ise 2003 yılında 625 kg/aile iken, 2012'de 1072 kg/aile olmuştur. 10 yıldır devam eden ailelere yapılan kömür yardımının, %98,4'ü TKİ tarafından gerçekleştirilirken, kalanını TTK karşılamıştır.

### 5.5 Kömür Teknolojileri ve AR-GE Çalışmaları\*

TKİ, linyitin çevre mevzuatına uygun olarak tüketilmesi yanında, alternatif ürünler elde edilmesi için, verimliliğe ve kömür teknolojilerine büyük önem vermektedir. Bunlara yönelik olarak; üniversite ve araştırmacı kuruluşlarıyla aşağıdaki AR-GE projeleri başlatılmıştır.

**a) Biyokütle ve Kömür Karışımlarından Sıvı Yakıt Üretimi:** TÜBİTAK, İTÜ, MÜ, vb. kuruluşlar tarafından desteklenen, TKİ ve EİE kuruluşlarının muhatap olduğu projeyi TÜBİTAK finanse etmektedir. Projenin amacı; kömür ve biyokütle karışımlarından daha ekonomik, verimli, çevre dostu sıvı yakıt üretilmesidir. Ayrıca yüksek verimlilikte santraller için uygulanabilir teknolojiler geliştirilerek, pilot ölçekte demonstrasyonu amaçlanmıştır. Proje ile ilgili olarak 250 kg/saat kapasiteli linyit ve biyokütle ile günde 6-7 varil sentetik petrol üretecek olan pilot çaplı tesisin tasarımı tamamlanarak, Soma'daki TKİ- Ege Linyitleri Müessesesinde kurulmaktadır.

\*TKİ Genel Müdürlüğü AR-GE Daire Başkanlığının notlarından özet çıkarılmıştır.



Şekil 5.6 250 t/h Kapasiteli Sürüklemeli Tip Gazlaştırıcı

**b) 50 kg/saat ve 250 kg/saat Kapasiteli Kömür Gazlaştırma Tesislerinin İşletilmesi, Gazın Temizlenmesi ve Metanol Üretimi:** Bu amaçla, TÜBİTAK-MAM Enerji Enstitüsü ve TKİ arasındaki sözleşme imzalanmıştır. Kömürün gazlaştırılması konusunda GLİ Tunçbilek sahasında 250 kg/saat kapasiteli sürüklemeli ve 20 kg/saat kapasiteli akışkan yataklı olmak üzere 2 farklı tip ve özellikte pilot tesis 2012 yılında devreye alınmıştır(Şekil 2.34). Ancak gaz temizleme ve metanol üretimi henüz başlamamıştır.

**c) Biyolojik Yöntemle Kömürün Gazlaştırılması ve Hüyük Asit Elde Edilmesi:** TKİ, TÜBİTAK MAM Gen Mühendisliği ve Biyoteknoloji Enstitüsünün desteklediği proje 01.07.2011 tarihinde başlamıştır. Bu projede, düşük kalorili linyit ve leonarditin, mikro organizmaların yardımıyla biyolojik dönüşümü sonunda gaz ve hüyük asit elde edilmeye çalışılacaktır. Proje kapsamında gerekli numuneler alınarak laboratuvar çaplı denemeler olumlu bir şekilde sonuçlanmıştır. Pilot çapta uygulamalar devam etmektedir.

**d) Uzaktan Kontrollü Maden Robotu:** TKİ ve TÜBİTAK MAM Enerji Enstitüsü tarafından yürütülen projede; kömür sahalarının hazırlanması, üretimi, arama ve kurtarma işlemi gibi riski yüksek işlemlerin daha hızlı bir şekilde gerçekleştirilebilmesi ve can güvenliğinin artırılması amaçlanmıştır. Proje ile ilgili nihai montaj çalışmaları tamamlanmış olup geliştirilen robotun, TKİ-Garp Linyitleri Müessesesindeki (GLİ) deneme çalışmaları sürmektedir.

**e) Kömür Özelliklerinin ve Yanma Davranışlarının İncelenmesi:** TKİ, TÜBİTAK MAM 'ın yürütücüsü olduğu projede; TKİ'nin çeşitli kömür ocaklarından alınan kömür numunelerine, test ve analizler yapılarak yanma karakteristikleri belirlenecektir. Bunun için dolaşımli akışkan yatakta yakma çalışmaları yapılmış olup kömür numunelerindeki yanma davranışlarının irdelendiği rapor değerlendirilmektedir.

**f) Organik Toprak Düzenleyiciler İçin Sera ve Tarla Denemeleri:** Bu kapsamda, TKİ ile S.Ü. Ziraat Fakültesi, Gıda Tarım ve Hayvancılık Bakanlığı ile sözleşmeler imzalanmıştır. Bu sözleşmeler ile; TKİ'nin üretmekte olduğu hüyükün etkileri ve doz miktarlarının araştırılarak kullanıcılar için doğru ve

gerekli bilgiler sağlanacaktır. Sera ve tarladaki deneme sonuçlarına göre ürün çeşitliliği ve kalitesi artırılabilir.

**g) Pilot Ölçekte Kömürden Organomineral Gübre Üretim Çalışmaları:** TKİ, TÜBİTAK MAM Kimya Enstitüsünün proje yürütücülüğünü yaptığı çalışmada, mevcut sıvı hümik asit üretiminin yanında tarım için yüksek talebe haiz olan organomineral gübre üretilebilmesi amaçlanmaktadır. Proje kapsamında gerekli numuneler alınarak laboratuvar denemeleri sonuçlanmış olup pilot çapta çalışmaları, tamamlanmak üzeredir.

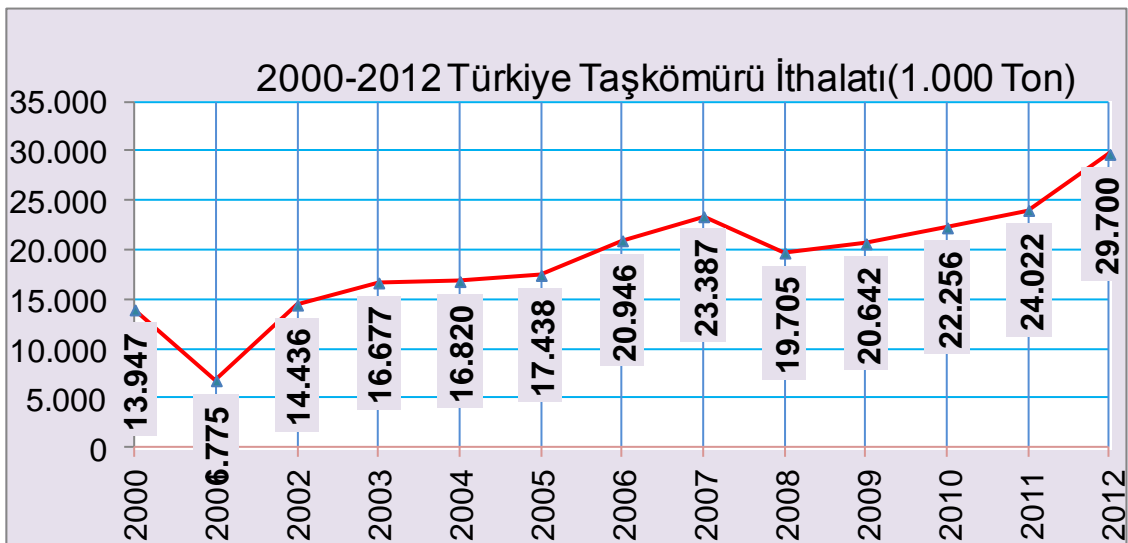
**h) Çeşitli Alanlarda (Boya, Seramik, Kauçuk ve Atıksu ve/veya İçme suyu Arıtımı) Kullanılmak Üzere Pilot Ölçekte Hümik Asit Esaslı Maddelerin Üretimi:** Proje kapsamında gerekli numuneler alınarak laboratuvar çaplı denemeler tamamlanmış olup pilot çapta faaliyetler tamamlanmak üzeredir.

**ı) Isıl Değeri Düşük Kömürlerin Külsüzleştirilmesi ve Alternatif Ürünlerin Geliştirilmesi Projesi:** TKİ, TÜBİTAK MAM Kimya Enstitüsü tarafından yürütülen proje ile solventlerle ekstraksiyon yöntemi kullanılarak laboratuvar koşullarında gerçekleştirilecek çalışmalar sonrası, kurulacak pilot ölçekte tesis ile külsüz kömür üretilmesi hedeflenmektedir. Projeye ilgili sözleşme Ağustos 2013 de imzalanmıştır.

\*TKİ Genel Müdürlüğü AR-GE Daire Başkanlığının notlarından özet çıkarılmıştır.

## 5.6 Kömür İthalatı

Kömür ithalatında 2000- 2012 yılları arasındaki son on iki yıl incelendiğinde; 2001 dışında 2007 yılına kadar 9,4 milyon ton ile %68 oranında artışla, kömür ithalatı 23,4 milyon ton olmuştur. Dünyadaki ekonomik gelişmelere uygun olarak kömür ithalatı, 2008, 2009 yıllarında azalmış olsa da; 2012 yılında 29 milyon tonu aşmıştır. Son yıllarda devreye giren ithal kömüre dayalı elektrik santralleri nedeniyle buhar kömürünün ithalat miktarı giderek artmaktadır. 2012 yılındaki artışın önemli bir nedeni de dünya kömür fiyatlarının düşmeye başlaması ve santrallerin kapasitelerini artırmasından dolayıdır.



Şekil 5.7 Yıllara göre Türkiye Kömür ithalatı

Kaynak: TÜİK 2012

2012 kömür ithalatının yaklaşık 9,9 milyon tonu Rusya Federasyonu'ndan, 7,3 milyon tonu Kolombiya'dan, 4,3 milyon tonu ABD'den ve 3,3 milyon tonu, G. Afrika'dan yapılmıştır. Bu ülkeleri 1,4 milyon ton ile Avustralya ve 1,3 milyon ton ile Ukrayna, 714 bin ton ile Mozambik izlemektedir.

**Tablo 5.11** 2008-2012 Türkiye Kömür İthalatı ve Ödenen Tutarlar

Türkiye Kömür İthalatı		
Yıllar	İthalat (milyon ton)	Ödenen (milyar\$)
2008	19,7	3,4
2009	20,6	3,1
2010	22,3	3,3
2011	24	4,1
2012	29,7	4,6
Toplam	116,3	18,5

**Kaynak:** TÜİK 2012

Kömür ithalatı ve ödenen miktarı giderek artmaktadır. 2004 yılında 1 milyar doları aşan kömür ithalatı 2006 yılında 2 milyar dolar, 2008 yılında 3 milyar dolar ve 2012 yılında ise 4,6 milyar dolar olmuştur. Son beş yılda ithalatı yapılan 116,3 milyon ton kömüre 18,5 milyar dolar ödenmiştir

### 5.7 Linyit, Asfaltit ve Taşkömürü Rezervlerinin Santral Potansiyeli

2012 yılı sonu itibariyle, geçen beş yılda olduğu gibi, Türkiye linyit, asfaltit ve taşkömürü rezervlerine dayalı mevcut santraller 8.516 MW' tır. Bu santraller ile çeşitli yerlerdeki küçük otoprodüktör linyit santralleriyle toplam 8.613 MW olup, 2013 sonu itibariyle 64.044 MW olan Türkiye toplam kurulu gücünün %13,45'ini, elektrik üretimi bakımından da %13,60'ını oluşturmaktadır. Bu değerler 2011'de sırasıyla %16 ve %18,2 idi.



**Tablo 5.12** 2013 Yılı Türkiye Üretilabilir Kömür Rezervleri ve Santral Potansiyeli

2013 Yılı Türkiye Üretilabilir Kömür Rezervleri ve Santral Potansiyeli (Ç.Koçak)						
Saha Adı	Üretilabilir Rezerv (milyon ton)	Mevcut K.Güç (MW)	İnşaatı Başlayan K.Güç (MW)	Yapılabilir K.Güç (MW)	Toplam K.Güç (MW)	Santralin Ait Olduğu Kuruluş
Afşin-Elbistan	4350	2795	–	7205	10000	EÜAŞ
Afşin-Elbistan	490	–	–	1250	1250	EÜAŞ
Adana-Tufanbeyli	495	–	450	600	1050	Özel
Adıyaman-Gölbaşı	38	–	–	150	150	Özel
Ankara-Çayırhan	190	620	–	500	1120	EÜAŞ
Bingöl- Karlıova	28	-	–	150	100	Özel
Bolu-Göynük*	38	–	2x135	–	270	Özel
Bursa-Orh.,Keles,Dav	70	210	–	270	480	EÜAŞ+Özel
Çanakkale-Çan	69	320	–	–	320	EÜAŞ
Çankırı-Orta	65	–	–	135	135	Özel
Eskişehir-Mihalıççık	48	–	290	–	290	Özel
Konya-İlgin	125	–	–	500	500	Özel
Konya-Karapınar**	1275	–	–	3900	3900	EÜAŞ
Kütahya-Tunçbilek***	170	365	–	300	665	EÜAŞ+Özel
Kütahya-Seyitömer	172	600	–	150	750	Özel
Manisa-Soma***	575	1034	–	1050	2084	EÜAŞ
Muğla-Milas	206	1050	–	–	1050	YEAŞ
Muğla-Yatağan	43	630	–	–	630	YEAŞ
Tekirdağ-Saray	40	–	–	175	175	TKİ
Sivas-Kangal	85	457	–	–	457	Özel
Şırnak-Asfaltit	65	135	–	540	675	Özel
<b>LİNYİT, AS. TOPLAMI</b>	<b>8637</b>	<b>8216</b>	<b>1010</b>	<b>16875</b>	<b>26101</b>	
Bartın-Amasra**	125	–	–	1100	1100	Özel
Zonguldak**	197	300	–	–	300	EÜAŞ
<b>TAŞ KÖMÜR TOPLAMI</b>	<b>322</b>	<b>300</b>	<b>–</b>	<b>1100</b>	<b>1400</b>	
<b>GENEL TOPLAM</b>	<b>8959</b>	<b>8516</b>	<b>1010</b>	<b>17975</b>	<b>27501</b>	

**Kaynaklar:** ETKB-MİGEM 2011, EÜAŞ, MTA, TKİ, TTK 2012, Taka vd., 2010, 2011

\*Üretilabilir rezerv miktarı, kapasitesinde üretim yapılması halinde, santrali 30 yıl beslemeye yeterli değildir.

\*\*Üretilabilir rezerv miktarı ve santral potansiyeli yapılacak etüt ve sondajlarla değişebilir. \*\*\*Santral dışında diğer sektörler içinde kömür üretilmektedir.

1. Kahraman Maraş-Elbistan; Ruhsatı EÜAŞ'a ait ve 45 yıl önce bulunan Afşin-Elbistan Havzasında, TKİ'nin yaptığı çalışmalar ve MTA'nın son yıllarda yaptığı ayrıntılı inceleme ve sondajlar sonunda havzanın toplam üretilebilir rezervinin en az 4.35 milyar ton olacağı anlaşılmıştır. Afşin-Elbistan havzasının mevcut iki santrale ait rezervler dışında, yaklaşık 3,3 milyar ton üretilebilir kömür rezervi bulunmaktadır. Bu rezerv ile en az 7200 MW kurulu gücünde santral kurulabilecektir. Ancak havzada bu büyüklükte santrallerin kurulabilmesi için havzanın bir bütün olarak görülüp, en az kömür kaybı olacak şekilde üretim planlamasının yapılması gerekmektedir (Koçak vd., 2003), (Koçak vd., 2009).
2. Ruhsatı EÜAŞ'a ait olan Elbistan havzasının güney doğusunda üretilebilir rezervi 490 milyon ton olan sahada 1250 MW kurulu gücünde santral yapılabilecektir.
3. Adana-Tufanbeyli sahası, TKİ ve özel sektöre ait bitişik iki sahada yaklaşık 1050 MW kurulu gücünde santral için iki sahada toplam en az 375 milyon ton rezerv bulunmaktadır. Özel sektör 450 MW'lık santralin inşaatı sürmektedir. TKİ sahasındaki 200 milyon ton üretilebilir rezerve karşılık kurulacak 600 MW kurulu gücündeki santral ihale ile başka bir özel kuruluşa kWh başına rödövens karşılığı verilmiştir.
4. Adıyaman-Gölbaşı'nda özel sektöre ait sahanın üretilebilir rezervi 46 milyon ton santral kapasitesi 150 MW olarak hesaplanmıştır.
5. Bingöl- Karlıova, ruhsatı TKİ'ye ait olan sahada, açık işletme yöntemiyle 28 milyon ton üretilebilir kömür rezervine karşılık 150 MW kurulu gücünde santral kurulmasıyla ilgili olarak, özel sektöre kWh başına rödövens karşılığı verilmiştir.
6. Bolu-Göynük ruhsatı TKİ'ye ait olup, işletmesi özel sektöre verilen sahanın üretilebilir rezervi 39 milyon ton olarak hesaplanmıştır. 2x135 MW kurulu gücündeki santral inşaatı devam etmekte olup 1.Ünitenin 2014, 2.Ünitenin ise 2015 yılında devreye girmesi planlanmıştır.
7. Çankırı-Orta, ruhsatların tamamı özel sektörde ve sahada toplam üretilebilir rezerv 65 milyon ton hesaplanmış olup, 135 MW kurulu gücünde santral kurulabilir.
8. Eskişehir-Mihalıççık'ta özel sektör tarafından EÜAŞ ve Kömür İşletmeleri A.Ş. (KİAŞ)'a ait olan yaklaşık 48 milyon ton üretilebilir linyit rezervine karşılık kurulacak olan 2x145 MW gücündeki santralin kuruluş çalışmaları devam etmektedir.
9. Konya-Karapınar: Elbistan'dan sonra en büyük kömür rezervi olan bu sahada, toplam 1,58 milyar ton açık işletmeye uygun görünür rezerv belirlenmiştir (*Takav.d.,2010-11*). Ancak, 500-600m aralıklarla yapılmış olan birçok sondajdaki, kömür damar sayıları, damar seviyeleri ve kalınlıkları farklı olduğundan, kömür damarlarının korelasyonu için jeofizik sismik etüt yada çok sayıda ilave sondajın yapılması gerekmektedir. Bu nedenlerle, sahanın ilk aşamada 1.58 milyar ton olan açık işletme rezervinde, %10 rezerv azalması yanında %10 işletme kaybı öngörülerek sahanın üretilebilir rezervi 1.275 milyon ton olarak hesaplanmıştır. Ayrıca Havzanın toprak/kömür oranı, şev dekapajı ile 8 düzeyine çıkabilecektir. AID1320kcal/kg olan bu rezerve karşılık, toplam 3900 MW kurulu gücünde santraller yapılabilecektir. Diğer taraftan hesaplanan santral potansiyelinin gerçekleştirilmesi için kömür havzasının bütünlüğü bazında üretim planlaması yapılması gerekmektedir.

10. Özel sektöre ait Konya-İlgın-Kurugöl sahasının üretilebilir rezervi 125 milyon ton olup, kurulabilecek santralin kapasitesi en çok 500 MW'tır. Sahadaki jeolojik birimlerin yapısı ve yeraltı suyu işletme sırasında sorun yaratabilir.
11. Tekirdağ-Saray: Ruhsatı TKİ'ye ait olan sahanın üretilebilir rezervi, sonradan yapılan sondaj bilgileri doğrultusunda 40 milyon ton olarak hesaplanmıştır. Sahanın santral kapasitesi 175 MW olup, işletmesi özel sektöre verilen bu saha, uygun ÇED raporu alınmadığı için TKİ'ye iade edilmiştir.
12. Şırnak- Asfaltit sahasında, özel sektör tarafından, yaklaşık 30 milyon ton üretilebilir asfaltit rezervi karşılığı 2x135 MW lisans alınmış olup, hazırlık çalışmaları devam etmektedir. Ayrıca Silopi'de mevcut santrali işleten şirketin 2x135MW kurulu gücünde ilave santral kurması söz konusu olup, bu santraller için yeterli miktarda asfaltit rezervi bulunmaktadır. Böylece toplam en az 65 milyon ton üretilebilir asfaltit rezervlerine karşılık mevcut santrale ilave olarak toplam kurulu gücü 540 MW olan santraller kurulabilir.
13. Manisa-Soma 1050 MW, Ruhsatı TKİ'de olan bu sahanın 450MW'nın ihalesi yapılarak, santral yapımı kWh başına rödövens usulü ile özel sektöre verilmiştir. 600 MW için ise yeterli kömür rezervi bulunmaktadır.
14. Kütahya-Tunçbilek 300 MW'a, ruhsatı TKİ'de olan bu sahanın da ihalesi yapılarak, santral yapımı kWh başına rodövens usulü ile özel sektöre verilmiştir.
15. Kütahya-Seyitömer, sahada yaşlı ünitelerin yerine 150 MW kurulu gücünde yeni bir santral yapılabilir.
16. Ankara- Çayırhan: Ruhsatı EÜAŞ'ta olan sahada yapılan etütlerle tespit edilen kömür rezervinin 500 MW büyüklükte ilave santral yapmaya yeterli olduğu görülmüştür.
17. Bursa-Keles-Davutlar: Ruhsatı TKİ'de olan bu sahalardaki kömür rezervi miktar olarak 270 MW kurulu gücünde santral yapılmasına yeterlidir. Ancak çevre sorunları bulunmaktadır.

Böylelikle 2013 yılı itibariyle, toplam 8.637 milyon ton üretilebilir linyit ve asfaltit rezervlerine karşılık; teorik olarak 16.875 MW kurulu gücünde ilave santraller yapılabilecektir. Ayrıca son yıllarda inceleme ve çalışmaları devam eden, bulunan ve bulunacak ilave linyit rezervleriyle ilgili çalışmalar tamamlandığında santral potansiyeli artabilecektir.

### **Taşkömürü Rezervlerinin Santral Potansiyeli**

18. Toplam üretilebilir rezervi 197 milyon ton olan Zonguldak havzasında, 300 MW gücündeki mevcut santral dışında, özel sektör tarafından 1.360 MW kurulu gücünde ithal kömüre dayalı santral yapılmıştır. Santralin lisans sözleşmesinde, yerli üretimle ithal kömürün paçal olarak da yakılabileceği belirtilmektedir. Ancak havzadaki kömür üretim miktarı ve maliyeti göz önüne alındığında bu günkü koşullarda, santralin havzada üretilen kömürlerden beslenmesi çok mümkün görülmemektedir.
19. 125 milyon ton üretilebilir rezervi olan Bartın-Amasra taş kömürü sahasında ise, lisansı alınan 1.100 MW üzerinde santralin yapımı için çalışmalar devam etmektedir.

Diğer taraftan, üretilebilir taşkömürü rezervlerinin sınırlı oluşu ve üretim güçlükleri dikkate alınır, koklaşma özelliği olan Zonguldak havzasındaki taşkömürü üretimlerinin, öncelikle demir - çelik sektörüne yönelik planlanmasının gerekliliği ortaya çıkmaktadır. Ancak dünya taşkömürü fiyatları düşmeye devam ederse, taş kömürü üretiminin yüksek maliyeti, nedeniyle rekabet edebilmesi zorlaşacaktır. Bu durumda yerli üretime dayalı da olsa, kurulacak santralın ithal kömürle faaliyetini sürdürmesi talep edilebilecektir.

## 5.8 Rödövens İhaleleri, Özelleştirmeler, Anlaşmalar

2005 yılından sonraki dönemde üç şekilde özelleştirilme yapılmaktadır.

- I. Kömür sahasının kWh karşılığı rödövansa verilmesi,
- II. Özelleştirme İdaresi Başkanlığınca santral ve kömür sahalarının özel sektöre devredilmesi,
- III. Hükümetler Arası Anlaşma İle Yapılacak Ortak Yatırımlar

### ***I. TKİ Tarafından Yapılan Santral Kurma Şartlı Rödövens İhaleleri***

Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu(TKİ) uhdesinde bulunan ancak herhangi bir üretim faaliyeti yapılmadığı için atıl olarak bekleyen büyük rezervli sahaların ülkenin artan enerji ihtiyacına katkı sağlaması ve dolayısıyla ekonomiye kazandırılması amacı ile 2005 yılından bu yana TKİ tarafından "santral kurma şartıyla" rödövens usulu ile ihale edilmektedir.

**1)TEKİRDAĞ-Saray:** Ortalama 1750 kcal/kg'lık 130 milyon ton toplam kömür rezervi bulunan saha için termik santral kurulması şartı ile çıkılmış olan rödövens ihalesi 2006 yılında gerçekleşmiş ve 2.250.000.000 kwh/yıl asgari enerji üretim taahhüdü, 1 kr/kwh rödövens birim fiyatıyla sözleşme imzalanmıştır. Çevre ve Orman Bakanlığı Çevresel Etki Değerlendirmesi ve Planlama Müdürlüğünce "1/100.000 ölçekli Trakya alt Bölgesi Ergene Havzası Revizyon Çevre Düzen Planında, çevresel kirliliği yüksek olan ve çevresel tahribe neden olan sanayi türleri ve kullanımların kesinlikle yer almayacağı, ayrıca söz konusu başlıklar içinde kömüre dayalı termik santrallerin de bu planlama alanı sınırları dahilinde kesinlikle yer alamayacağı" açıkça belirtilmesi, buna karşı yapılan TKİ Kurumunun itirazının da kabul edilmemesi nedeni ile sözleşme tasfiye edilmiştir.

**2)BURSA-Keles Davutlar:** Ortalama 2300 kcal/kg'lık 35 milyon ton kömür rezervi bulunan saha için termik santral kurulması şartı ile çıkılmış olan rödövens ihalesi 23.05.2006 tarihinde gerçekleşmiş olup, 1.000.000.000 kwh/yıl asgari enerji üretim taahhüdü ve 1,15 kr/kwh rödövens birim fiyatla ihale edilmiştir. Ancak Çevre ve Orman Bakanlığı Çevresel Etki Değerlendirmesi ve Planlama Müdürlüğünce; "Havzada Su Kirliliği Kontrolü Yönetmeliği'nin uygulanacağı ve kirlilik vasfı yüksek olan proses atık suyu ve yüksek miktarda soğutma suyu olan termik santral ve kömür işletmesinin bu alanda gerçekleştirilmesinin, uygun olmayacağı düşünüldüğü", ifade edilerek, **ÇED sürecinin sonlandırılmasından** dolayı TKİ Yönetim Kurulunun kararı ile sözleşme tasfiye edilmiştir.

2012 yılında Davutlar sahasına Harmanalan sahasının da eklenmesi ile her iki sahadaki toplam 52 milyon ton rezervin değerlendirilmesi amacıyla asgari 270MW lık bir santral kurulması şartı ile ihaleye çıkmıştır. Rödövens ihalesi 01.11.2012 tarihinde gerçekleşmiş olup, 5,61 kr/kwh birim fiyat

teklif eden firma ile TKİ arasında 21.11.2012 tarihinde sözleşme imzalanmıştır. İlk ihaleye göre yapılacak santral yerinin değişeceği öngörülen bu ihaleyle ilgili firmanın araştırmaları devam etmektedir.

**3)BİNGÖL-Karlıova:** Ortalama 1460 kcal/kg'lık 88 milyon ton kömür rezervi bulunan saha, termik santral kurulması şartı ile 06.06.2006 ve 07.10.2008 tarihlerinde iki kez ihale edilmesine rağmen, yöresel şartlar nedeniyle katılım olmamasından dolayı iki kez iptal edilmiştir.

30.05.2013 tarihinde asgari 150MW'lık bir santral kurma şartı ile tekrarlanan ihaleyi 3,2 kr/kwh teklif fiyatı ile ihaleyi kazanan firma sözleşme imzalamadığı için teminatı irad kaydedilerek, ihalede 1,53 kr/kwh fiyat teklif eden ikinci firma ile 15.08.2013 tarihinde sözleşme imzalanmıştır.

**4)BOLU-Gövnük:** Ortalama 2450 kcal/kg'lık 38 milyon ton kömür rezervi bulunan saha için termik santral kurulması şartı ile çıkılmış olan rödövens ihalesi 09.03.2006 tarihinde gerçekleşmiş olup 1.600.000.000 kwh/yıl asgari enerji üretim taahhüdü, 1,62 kr/kwh rödövens birim fiyatla ihale edilmiştir. Firmanın inşaat ve montaj çalışmaları hızlı bir şekilde devam etmektedir. Haziran 2013 itibarıyla, 2x 135MW kurulu gücündeki santral inşaatının üçte birinden fazlası gerçekleşmiş olup firma yetkililerince, 1. ünitenin devreye alınma tarihi Aralık 2014, 2. ünitenin devreye alınma tarihi ise Mart 2015 olarak hedeflendiği bildirilmiştir.

**5)ADANA-Tufanbeyli:** Ortalama 1300 kcal/kg'lık 223 milyon ton kömür rezervi bulunan sahası için asgari 600 MW'lık termik santral kurulması şartı ile çıkılmış olan rödövens ihalesi 09.05.2012 tarihinde gerçekleşmiştir. 2,57 kr/kwh rödövens birim fiyat teklif eden firma ihaleyi kazanmıştır. Firmanın çalışmaları devam etmektedir.

**6)SOMA-Deniş-2, Evciler, Türkiyale ve Kozluören:** Sahalarındaki düşük kalorili toplam 150 milyon ton rezervin birlikte değerlendirilmesi amacıyla, asgari 450MW'lık bir santral kurulması şartı ile çıkılmış olan rödövens ihalesi 28.08.2012 tarihinde gerçekleşmiştir. Yapılan ihaleyi 4,69 kr/kwh rödövens birim fiyat teklif eden firma almıştır.

**7)Kütahya-Tunçbilek:** Ortalama 2110 kcal/kg'lık 114 milyon ton kömür rezervi bulunan derin sahalar için asgari 300 MW'lık termik santral kurulması şartı ile çıkılmış olan rödövens ihalesi 26.03.2013 tarihinde gerçekleşmiş olup, 5,03 kr/kwh rödövens birim fiyat teklif eden firma ihaleyi kazanmıştır.

## ***II. Özelleştirme İdaresi Başkanlığınca Santral ve Kömür Sahalarının Özel Sektöre Devredilmesi***

**1)KÜTAHYA- Seyitömer:** TKİ'ye ait Seyitömer maden sahalarının, EÜAŞ'a ait Seyitömer toplam 600 MW kurulu gücündeki termik santrali ile birlikte "işletme hakkı verilmesi" yöntemiyle özelleştirilmesine ilişkin ihalenin nihai pazarlık görüşmesi Özelleştirme İdaresi Başkanlığı tarafından 2013 yılında yapılmış ve ihale, 2 milyar 248 milyon dolar bedel teklif eden firmaya verilmiştir. Saha ruhsatı ile santralin devir işlemi tamamlanmıştır.

**2)SİVAS-Kangal:** EÜAŞ'a bağlı Kangal maden sahası ve 457 MW kurulu gücündeki santralin özelleştirme ihalesince 2013 yılında yapılan ihaleyi, 985 milyon dolarla en yüksek teklifi veren firma kazanmıştır. Bu sahanın da ruhsatı ile santralin devir işlemi tamamlanmıştır

### III. Hükümetler Arası Anlaşma İle Yapılacak Ortak Yatırımlar

**K.MARAS-Afşin-Elbistan:** Elbistan linyit havzasının A santrali ve sahası dışındaki tüm havzanın değerlendirilmesi ile ilgili 2013 yılında 12 milyar dolar yatırım yapma şartı ile %65 payının Birleşik Arap Emirliklerinde olmak üzere, EÜAŞ ile müşterek şirket kurulması şartı ile ön protokol imzalanmış ancak, yabancı ortak yatırımdan vazgeçmiştir. Bunun üzerine Bakanlık, diğer ülkelerle görüşmelere başladığını bildirmiştir. Bu çerçevede, benzer şartlarla yatırım yapmak üzere Katar ile Aralık 2013 ayında ön anlaşma imzalanmıştır. Anılan devletin yapacağı incelemeler sonunda, sunacağı teklife göre kesin anlaşma yapılabilecektir. Önceki yıllarda da gerekli altyapı oluşturulmadan çıkılan ihalelerden istenilen sonuç elde edilememiştir. Böylelikle yaklaşık 45 yıl önce bulunan, Türkiye'nin en büyük ve en ekonomik kömür sahasının değerlendirilmesi, Katar'la anlaşmayı bekleyecektir.

### 5.9 Kömür ve Asfaltit Rezervlerine Dayalı Santral Yatırımlarına Yapılan Teşvikler ve Beklentiler

15 Şubat 2013 tarih ve 28560 Sayılı Resmî Gazetede 2013/4288 sayılı Bakanlar Kurulu kararı ile "Yatırımlarda Devlet Yardımları Hakkındaki Kararda Değişiklik Yapılmasına Dair Karar"ın

1. Maddesinde, 15.06. 2012 tarihli Bakanlar Kurulunun yatırımlarda devlet yardımları yapılmasına ait kararın 17. maddesinin 1. fıkrasına aşağıdaki bent de eklenmiştir.
2. "Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından düzenlenen geçerli bir maden işletme ruhsatı ve izni kapsamında 3213 sayılı Maden Kanununun 2. maddesinin 4-b grubunda yer alan madenlerin girdi olarak kullanıldığı elektrik üretimi yatırımları."
3. Buna göre; Turba, Linyit, Taşkömürü, kömüre bağlı metan gazı, Antrasit, Asfaltit, Bitümlü Şist, Bitümlü Şeyl, Kokolit ve Sapropel (Petrol Kanunu hükümleri mahfuz kalmak kaydıyla) madenlerin girdi olarak kullanıldığı elektrik üretimi yatırımları teşvik kapsamına alınmıştır.

2. Maddesinde aynı kararın 29. Maddesi aşağıdaki şekilde değiştirilmiştir.

"MADDE 29- Bu Karar kapsamındaki destek unsurlarından yararlanan yatırım harcamaları, diğer kamu kurum ve kuruluşlarının desteklerinden yararlanamaz. Diğer kamu kurum ve kuruluşlarının desteklerinden yararlanan veya yararlanılacak yatırım harcamaları için, bu Karar kapsamındaki desteklerden yararlanmak üzere Bakanlığa müracaat edilemez. Bu madde hükmüne aykırı davranılması halinde, bu Karar kapsamında yararlanan destekler ilgili mevzuat çerçevesinde geri alınır. Ancak diğer kamu kurum ve kuruluşlarının sadece sübvansiyonlu kredi desteğinden yararlanan yatırımlar, bu Karar kapsamında faiz desteği dışındaki diğer destek unsurlarından yararlanabilirler." Ayrıca, bu kararın 3. Maddesinde aynı kararın "TEŞVİK EDİLMEMEYEN VEYA TEŞVİKİ BELLİ ŞARTLARA BAĞLI YATIRIM KONULARI" başlıklı ekinin I/B/4 sırası "4- Doğalgaza dayalı elektrik üretimi yatırımları (19/6/2012 tarihinden önce EPDK'dan lisansı alınmış yatırımlar hariç)" şeklinde değiştirilmiştir.

Diğer taraftan, 19.6.2012 tarihinden itibaren yürürlüğe giren bu karar hükümlerini Ekonomi Bakanlığı yürütür, denilmektedir. Böylelikle, geçte olsa kömüre dayalı santral yatırımlarını olumsuz etkileyen doğal gazla dayalı santraller teşvik kapsamından çıkarılırken, kömür ve asfaltit rezervleriyle birlikte yukarıda değinilen diğer yerel enerji hammaddelerine dayalı santrallerin inşasına aşağıdaki teşvikler getirilmektedir ([http://www.ekonomi.gov.tr/upload/0B0A191D-A1C1-4B96-7B250ED2E2D13027/Yeni\\_Tesvik\\_Sistemi.doc](http://www.ekonomi.gov.tr/upload/0B0A191D-A1C1-4B96-7B250ED2E2D13027/Yeni_Tesvik_Sistemi.doc)).

15.06.2012 tarih ve 2012/3305 sayılı Bakanlar Kurulu Kararı ile yürürlüğe giren yeni teşvik sistemi, Bölgesel Teşvik Uygulamaları kapsamında V. Bölge destekleri ile desteklenecek yatırım konularının son paragrafında değinilmiştir. Verilecek teşvikler, aşağıdaki tabloda belirtilmiştir.

**Tablo 5.13** Kömür Rezervlerine Dayalı Santrallere Yatırım Teşviki

DESTEK UNSURLARI			V.BÖLGE
KDV İstisnası			VAR
Gümrük Vergisi Muafiyeti			VAR
Vergi İndirimi	Yatırıma Katkı Oranı (%)	OSB* Dışı	<b>40</b>
		OSB İçi	<b>50</b>
Sigorta Primi İşveren Hissesi Desteği	Destek Süresi	OSB Dışı	<b>7 yıl</b>
		OSB İçi	<b>10 yıl</b>
Yatırım Yeri Tahsisi			VAR
Faiz Desteği	İç Kredi		<b>5 Puan</b>
	Döviz / Döviz		<b>2 Puan</b>
	Endeksli Kredi		
Sigorta Primi Desteği			YOK
Gelir Vergisi Stopajı Desteği			YOK

**Kaynak:** Ekonomi Bakanlığı 2012, \* Organize Sanayi Bölgesi

Yukarıdaki tabloda değinilen hususların açıklamaları aşağıdadır.

### **Destek Unsurları**

**Katma Değer Vergisi İstisnası:** Teşvik belgesi kapsamında yurt içinden ve yurt dışından temin edilecek yatırım malı makine ve teçhizat için katma değer vergisinin ödenmemesi şeklinde uygulanır.

**Gümrük Vergisi Muafiyeti:** Teşvik belgesi kapsamında yurt dışından temin edilecek yatırım malı makine ve teçhizat için gümrük vergisinin ödenmemesi şeklinde uygulanır.

**Vergi İndirimi:** Gelir veya kurumlar vergisinin, yatırım için öngörülen katkı tutarına ulaşmaya kadar, indirimli olarak uygulanmasıdır.

**Sigorta Primi İşveren Hissesi Desteği:** Teşvik belgesi kapsamı yatırımla sağlanan ilave istihdam için ödenmesi gereken sigorta primi işveren hissesinin asgari ücrete tekabül eden kısmının Bakanlıkça karşılanmasıdır.

**Gelir Vergisi Stopajı Desteği:** Teşvik belgesi kapsamı yatırımla sağlanan ilave istihdam için belirlenen gelir vergisi stopajının terkin edilmesidir. Sadece 6. bölgede gerçekleştirilecek yatırımlar için düzenlenen teşvik belgelerinde öngörülür.

**Sigorta Primi Desteği:** Teşvik belgesi kapsamı yatırımla sağlanan ilave istihdam için ödenmesi gereken sigorta primi işçi hissesinin asgari ücrete tekabül eden kısmının Bakanlıkça karşılanmasıdır. Sadece 6. bölgede gerçekleştirilecek bölgesel, büyük ölçekli ve stratejik yatırımlar için düzenlenen teşvik belgelerinde öngörülür.

**Faiz Desteği:** Faiz desteği, teşvik belgesi kapsamında kullanılan en az bir yıl vadeli yatırım kredileri için sağlanan bir finansman desteği olup, teşvik belgesinde kayıtlı sabit yatırım tutarının %70'ine kadar kullanılan krediye ilişkin ödenecek faizin veya kâr payının belli bir kısmının Bakanlıkça karşılanmasıdır.

**Yatırım Yeri Tahsisi:** Teşvik belgesi düzenlenmiş yatırımlar için Maliye Bakanlığınca belirlenen usul ve esaslar çerçevesinde yatırım yeri tahsis edilmesidir.

Ekonomi Bakanlığı tarafından yukarıda verilen desteklerin yanı sıra yerel kömür yatırımcılarının beklendikleri diğer teşvikler aşağıda sıralanmaktadır (*Bal O. Türkiye'de Kömür Santrali Yatırımları sunumu, ODTÜ-2013*).

- Kredi geri ödeme sürecinde elektrik alım garantisi
- Altyapı (yol ve arazi çözümlene)
- Su kaynaklarının kullanım kolaylıkları
- Yatırım sürecinde madencilik ve santralde kullanılacak elektrik tüketimine destek verilmesi

## **5.10 Sonuç ve Çözüm Önerileri**

Almanya Doğal Kaynaklar ve Yer Bilimleri Federal Enstitüsü (BGR)'nin yaptığı çalışma da dünyada mevcut 1 milyar ton kömür rezervlerinin yaklaşık 17 katı yani 17,2 trilyon ton kaynak niteliğinde taşkömürü varlığı bulunmaktadır. Ayrıca, yine kaynak olarak 4,2 trilyon ton alt bitümlü kömür ve linyit kaynağı bulunmaktadır. Bütün bu kömür varlıklarının en büyük bölümü Kuzey Amerika'da, diğer bölümleri ise Kuzey Asya ve Avustralya- Güney Asya kıtalarında bulunmaktadır. 15 milyar ton üzerindeki toplam kömür varlığıyla Türkiye'nin bu anlamda zengin kömür rezervleri olduğu söylenemez.



Ancak son yıllarda linyit varlığında yaklaşık 5 milyar ton artış olmuştur. Gelişmiş ülkelerdeki araştırma şekli ile rezervlerin daha da artması beklenebilir.

Türkiye'nin enerjide dışa bağımlılığı, son yirmi iki yılda %20 daha artmıştır. Birincil enerji arzında dışa bağımlılık 1990 da %52 düzeyinde iken, 2000 yılında %67, 2007 yılında %74,5, 2012 yılında ise %72,4 olmuştur. Enerji ithalatı 2012 yılı sonu itibariyle 60 milyar dolara ulaşarak, ithalat - ihracat farkının artmasına neden olmaktadır. Bugüne kadar yerli kaynaklara öncelik verilmesi konusunda planlar yapılmışsa da, en iddialı hedef 2009 yılında ortaya konulmuştur. Yüksek Planlama Kurulu'nun 18.05.2009 tarih ve 2009/11 sayılı kararı ile "Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi" kabul edilmiştir. Bu kararla; bilinen linyit ve taşkömürü kaynaklarının 2023'e kadar tamamının elektrik üretimi amacıyla değerlendirilmesi ve elektrik enerjisi üretiminde ithal doğal gaz tüketiminin %30'un altına indirilmesi öngörülmektedir. Ancak son dört yıldaki yapılanlar irdelendiğinde, öngörülen hedeflere ulaşılmamasının zor olacağı ve kaybedilecek zamanın kalmadığı görülmektedir.

Türkiye'nin enerji de dışa bağımlılığı giderek artarken, enerji arz güvenilirliğinin ve güvenliğinin sağlanması için en önemli seçenek olarak, ulusal kömürlerinin bir an önce değerlendirilmesi görülmektedir. Kömür rezervlerine dayalı elektrik üretimlerinde, ithal kaynaklara dayalı santrallerle karşılaştırıldığında, 4 ile 16 kat kadar daha fazla doğrudan istihdam sağlandığı görülür. Kömür rezervlerine dayalı santraller, devreye girdiği takdirde, yılda üretilecek 100 milyar kWh elektrikle, 2023 yılı talep senaryolarına göre toplam talebin yaklaşık %22'si karşılanabilecektir.

## Kaynaklar

- 1) VIII. Beş yıllık Kalkınma Planı Kömür ÖİK Raporu, DPT, 2001
- 2) BP, 2013
- 3) Bal O. Türkiye'de Kömür Santrali Yatırımları sunumu, ODTÜ, 2013
- 4) (Coal Information, Electricity Information, World Energy Outlook) IEA, 2013
- 5) DEK-TMK 2012-2013 Enerji Raporları
- 6) Ekonomi Bakanlığı, <http://www.ekonomi.gov.tr>
- 7) ETKB-MİGEM 2011, EÜAŞ Kömür Rezervleri 2013, MTA Kömür Sahası Raporları, Kömür Rezervleri 2013, TKİ Saha Raporları, Kömür ve Asfaltit Rezervleri 2013
- 8) 2012 TKİ Linyit Sektör Raporu, 2013
- 9) 2012 TTK, Faaliyet ve Sektör Raporları, 2013, [www.taskomuru.gov.tr](http://www.taskomuru.gov.tr),
- 10) EİGM/ETKB Genel Enerji Denge Tabloları
- 11) Koçak Ç., Kürkçü S., Yılmaz S. Elbistan Kömür Havz. Değer. ve Diğer Linyit Kaynakları Arasındaki Yeri, Türkiye 10. Enerji Kongresi DEKTMK, 2003
- 12) Koçak Ç., Tamzok N., Yılmaz S. Afşin-Elbistan Kömür Havzasının Elektrik Potansiyeli TMMOB VII. Enerji Sempozyumu, 2009, s.273)
- 13) Reserves, Resources and Availability of Energy Resources BGR, 2012).
- 14) World Energy Resources WEC, 2013
- 15) Taka M., Gülhan M., Salman M., Çolakoğlu S. Konya- Karapınar Linyit Sahasının Buluculuk Talebine Esas Jeoloji ve Rezerv Raporları, MTA, 2010, 2011
- 16) TBMM Meclis Madencilik Araştırma Komisyonu Raporu, Mayıs 2010
- 17) TMMOB FMO Nükleer Enerji Raporu, 2006, s.169

## 6. NÜKLEER SANTRAL PROJELERİ

Siyasi iktidarın nükleer santral yatırımlarında ısrar etmesi yanlış bir politikadır. Türkiye'ye göre çok daha ileri bir teknolojik altyapıya sahip Japonya'da, son yaşanan afetler sonrasında nükleer santrallerde yaşanan kazalar karşısında çaresiz kalındığı görmezden gelip, " bize bir şey olmaz demek" ise cehalet örneğidir.

Akkuyu'da kurulması öngörülen santral projesi yanlış bir projedir ve iptal edilmesi gerekir. Çünkü Akkuyu aktif fay hatlarına yakındır. Olası büyük bir deprem ve onu izleyebilecek dev dalgalar santrali hasara uğratabilecek ve ülkemizde de nükleer bir kazaya sebep olabilecektir. Bu konuyu, "Biz Rusya'ya söyledik, santrali daha güvenli yapacaklar" vb. gayri ciddi ifadelerle geçiştirmek mümkün değildir.

Nükleer santrallerle ilgili olarak, ülkemizin,

- Ulusal Nükleer Enerji Strateji Belgesi ve Eylem Planı hazırlanmadığı,
- Temel yasaların bulunmadığı,
- İkincil mevzuatında da birçok eksikliğin olduğu,
- Teknik bilgi birikimi ve deneyimi yeterli olmadığı,
- TAEK'i bu konuda etkin kılacak düzenlemelerin yapılmadığı,
- Akkuyu NES için kontrollük hizmetlerini verecek kuruluşun belirlenmediği

koşullarda, bugün Akkuyu NES projesinin, her türlü karar yetkisi devredilerek bir Rus şirketine bırakılması, aynı kurgu ve yaklaşımla yeni NES projelerine yönelmesi ve ülkemizin nükleer enerji gibi stratejik bir konuda deneme sına alanı yapılması kabul edilemez. Kaldı ki, yakıttan yapımına ve işletilmesine kadar Rus şirketlerine bağımlı Akkuyu NES projesi, taşıdığı tüm olumsuzlukların ve risklerin yanı sıra enerjide genel olarak dışa bağımlılığı, özel olarak Rusya'ya bağımlılığı arttıracaktır.

Aynı şekilde Sinop'ta, Trakya'da ve başka yerlerde her türlü karar erkinin yatırımcı şirketlerde olduğu, kamusal denetimin olmadığı süreçlerle başka NES'lerin yapılması planları da kabul edilemez.

Genel olarak enerji yatırımları, özel olarak nükleer santral projeleri ülke halkının ve kamuoyunun bilgi ve erişimi dışında, kapalı kapılar ardında yapılan görüşmelerin konusu olmamalıdır. Bütün süreçler açık, şeffaf, erişilebilir ve denetlenebilir olmalıdır.

Çernobil kazasının trajik sonuçları yalnızca kazanın olduğu yeri, bölgeyi, ülkeyi değil, tüm dünyayı olumsuz yönde etkilemiştir. Şimdi Japonya'daki NES kazalarının olumsuz sonuçlarının dünya ölçeğinde zincirleme ağır sorunlar yaratması söz konusudur. İnsanlığın bugün ulaştığı teknolojik düzeyde, NES'lerdeki kaza risklerinin ortadan kaldırılmadığı ve kazalara karşı tam olarak tedbir alınmadığını, Japonya'daki son kaza göstermiştir. Güvenlik sorununun yanı sıra atık sorununun da çözülmediği NES'lerde, bugün ısrar etmek yanlıştır.

Öte yanda, Japonya'da yaşanan süreçte de, yaşanan NES kazalarıyla ilgili verilen bilgilerin niteliği ve sınırlılığı da çok ciddi ve büyük sorunların kamuoyundan saklanmak istendiği kuşkusunu yaratmaktadır. Bu kaza tüm dünyaya bir ders olmalıdır. NES savunucularının sürecin ve doğurabileceği yıkıcı sonuçları olduğundan küçük göstermek çabaları nafi'dir. Tüm dünyada NES'ler mercek altına alınmak, yeni güncel ciddi güvenlik analiz ve testlerinden geçmek zorundadır. Çalışmalarında sorun doğabilecek tüm NES'ler devre dışı bırakılmalıdır. Bu kapsamda komşu ülkelerde (Bulgaristan, Ermenistan vb.) bulunan ve buldukları ülkenin yanı sıra, tüm bölge için risk oluşturabilecek geri nitelikte NES'lerde çalışmaları durdurulmalıdır.

Türkiye, orta ve uzun vadede yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik ihtiyacını karşılamakta yetersiz kalma olasılığına karşı önlemlerini almalıdır. Bu bağlamda nükleer enerji konusunda bilgi birikimini arttırmalı, uzun dönemde risklerin ortadan kalkacağı ve atık sorunun çözüleceği koşulların oluşması halinde, nükleer enerjiden yararlanma imkanlarına hazır olmalıdır. Ancak öncelikle ilgili tüm kesimlerin katılımı ve şeffaf bir anlayışla Ulusal Nükleer Enerji Strateji Belgesi ve Eylem Planını hazırlamalı, NES kazalarının ülkemiz ve insanlarımıza olumsuz etkilerine karşı dünya standartları düzeyinde Acil Eylem Planlarını kamuoyunun bilgisine sunmalıdır.

## 7. TÜRKİYE HİDROELEKTRİK POTANSİYELİ VE GELİŞME DURUMU

Türkiye'nin hidroelektrik potansiyeli ve gelişme durumuna ilişkin bilgiler, TMMOB Makina Mühendisleri Odası Enerji Çalışma Grubu Danışmanı ve DEK-TMK Yönetim kurulu Üyesi, İnşaat Mühendisi Ayla Tutuş'un DEK-TMK 2013 Enerji Raporu için hazırladığı çalışmalarından derlenmiştir.

### 7.1 Türkiye Su ve Hidroelektrik Potansiyeli ve Gelişme Durumu

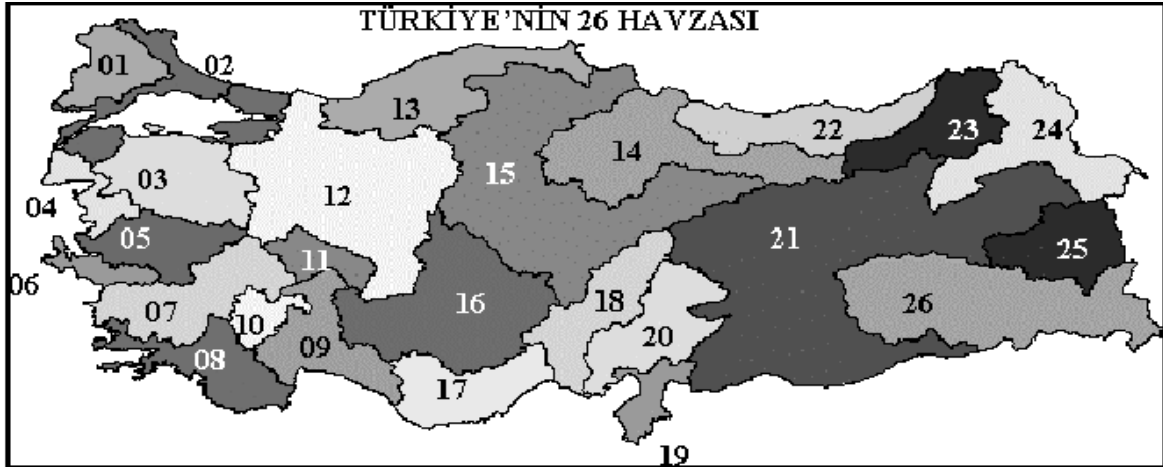
#### 7.1.1 Türkiye'nin Su Potansiyeli



Şekil 7.1 Türkiye'nin Su Potansiyeli

Türkiye'de yıllık yağış yüksekliği mevsimlere ve bölgelere göre çok büyük farklılıklar göstermektedir. Doğu Karadeniz bölgesinde 2500-3000 mm iken İç Anadolu'da 250-300 mm arasındadır. Ortalama yağış 643 mm olup, yılda ortalama 501 milyar m<sup>3</sup> suya tekabül etmektedir. Bu suyun 274 milyar m<sup>3</sup>'ü toprak ve su yüzeyleri ile bitkilerden olan buharlaşmalar yoluyla atmosfere geri dönmekte, 69 milyar m<sup>3</sup>'lük kısmı yeraltı suyunu beslemekte, 158 milyar m<sup>3</sup>'lük kısmı ise akışa geçerek çeşitli büyüklükteki akarsular vasıtasıyla denizlere ve kapalı havzalardaki göllere boşalmaktadır. Yeraltı suyunu besleyen 69 milyar m<sup>3</sup>'lük suyun 28 milyar m<sup>3</sup>'ü pınarlar vasıtasıyla yerüstü suyuna tekrar katılmaktadır. Ayrıca, komşu ülkelerden ülkemize gelen yılda ortalama 7 milyar m<sup>3</sup> su ile brüt yerüstü suyu potansiyeli 193 (158+28+7) milyar m<sup>3</sup>'e ulaşmaktadır. Yeraltı suyunu besleyen 41 milyar m<sup>3</sup> de dikkate alındığında, ülkemizin toplam yenilenebilir su potansiyeli brüt 234 milyar m<sup>3</sup> olarak hesaplanmıştır. Ancak, teknik ve ekonomik olarak değerlendirilebilecek yurt içindeki potansiyel akarsulardan 95 milyar m<sup>3</sup>, komşu ülkelerden yurdumuza gelen akarsulardan 3 milyar m<sup>3</sup> olmak üzere yılda ortalama toplam 98 milyar m<sup>3</sup>, yeraltı suyu potansiyeli ise yapılmış olan etütlere göre 12 milyar m<sup>3</sup> olarak hesaplanmıştır. Böylece günümüz koşullarında, teknik ve ekonomik şartlar çerçevesinde ülkemizin tüketilebilir yerüstü ve yeraltı suyu potansiyeli yılda ortalama toplam 110 milyar m<sup>3</sup> olmaktadır.

Türkiye'de 26 adet drenaj havzası bulunmaktadır. Bu havzalardan 15'i nehir havzası, 7'si irili ufaklı nehirlerden oluşan müteferrik havza ve 4'ü ise denize boşalımı olmayan kapalı havzalardan oluşmaktadır.



Şekil 7.2 Türkiye'nin 26 Drenaj Havzasını Gösteren Harita

Türkiye'de su kaynakları en yoğun olarak sulama amaçlı kullanılmaktadır. DSİ verilerine göre Türkiye'de suyun %11'i sanayi, %16'si evsel ve %73'ü ise tarımsal amaçlı kullanılmaktadır. 2013 DSİ verilerine göre sulama için yılda 32 milyar m<sup>3</sup>, içme kullanım için 7 milyar m<sup>3</sup> ve sanayi için 5 milyar m<sup>3</sup> su kullanılmıştır. Toplamda 44 milyar m<sup>3</sup> olan su tüketimi Türkiye'nin toplam su potansiyelinin yüzde 41,1'ine karşılık gelmektedir.

Tablo 7.1 Türkiye Teorik HES Potansiyelinin Havzalara Göre Dağılımı

	Havza Adı	Ort. Akım	Havza akımı/ ΣAkım	Teorik HES Potansiyeli	Havza Potansiyeli/ ΣPotansiyel
		Milyar m <sup>3</sup> /yıl		GWh/yıl	%
1	Fırat	31,61	17,0	84,11	19,5
2	Dicle	21,33	11,5	48,71	11,3
3	D.Karadeniz	14,90	8,0	48,48	11,2
4	D. Akdeniz	11,07	6,0	27,45	6,4
5	Antalya	10,06	5,4	23,08	5,3
6	B. Karadeniz	9,93	5,3	17,91	4,2
7	B.Akdeniz	8,93	4,8	13,60	3,2
8	Marmara	8,33	4,5	5,18	1,2
9	Seyhan	8,01	4,3	20,88	4,8
10	Ceyhan	7,18	3,9	22,16	5,1
11	Kızılırmak	6,48	3,5	19,55	4,5
12	Sakarya	6,40	3,4	11,34	2,6
13	Çoruh	6,30	3,4	22,60	5,2

14	Yeşilırmak	5,80	3,1	18,69	4,3
15	Susurluk	5,43	2,9	10,57	2,4
16	Aras	4,63	2,5	13,11	3,0
17	Konya Kapalı	4,52	2,4	1,22	0,3
18	B. Menderes	3,03	1,6	6,26	1,4
19	Kuzey Ege	2,90	1,6	2,88	0,7
20	Van Göl. Kap.	2,39	1,3	2,60	0,6
21	Gediz	1,95	1,1	3,92	0,9
22	Meriç Ergene	1,33	0,7	1,00	0,2
23	K. Menderes	1,19	0,6	1,38	0,3
24	Asi	1,17	0,6	4,90	1,1
25	Burdur Göl HESB.	0,50	0,3	0,89	0,2
26	Akarçay	0,49	0,3	0,54	0,1
	<b>Türkiye Toplamı</b>	<b>186,06</b>		<b>432,98</b>	

### 7.1.2 Türkiye HES Potansiyeli

Bir akarsu havzasının hidroelektrik enerji üretiminin kuramsal üst sınırını gösteren brüt teorik hidroelektrik potansiyeli, deniz seviyesine kadar olan (sınır aşan sularda sınıra kadar) mevcut düşü ve ortalama debinin oluşturduğu potansiyelin %100 verimle türbinlenerek elde edileceği varsayılan yıllık ortalama enerji potansiyelini ifade etmektedir. Topografya ve hidrolojinin bir fonksiyonu olan brüt hidroelektrik enerji potansiyeli, ülkemiz için 433 milyar kWh/yıl mertebesindedir.

Teknik yönden değerlendirilebilir hidroelektrik potansiyel, bir akarsu havzasının hidroelektrik enerji üretiminin mevcut koşullardaki teknolojik üst sınırını göstermektedir. Uygulanan teknolojiye bağlı olarak düşü, akım ve dönüşümde oluşabilecek kaçınılmaz kayıplar hariç tutulduğunda, teknik açıdan uygulanabilmesi mümkün hidroelektrik projelerin ekonomik veya diğer şartlar gözetilmeden havzanın tümünde gerçekleştirilmesiyle elde edilecek hidroelektrik üretimin sınırlarını temsil etmektedir. Teorik potansiyelin yarısının teknik olarak geliştirilebileceği kabul edilerek ülkemizin teknik yönden değerlendirilebilir hidroelektrik enerji potansiyeli 216 milyar kWh/yıl olarak tahmin edilmektedir.

Ekonomik olarak yapılabilir hidroelektrik potansiyel, bir akarsu havzasının hidroelektrik enerji üretiminin ekonomik olarak optimizasyonunun sınır değerini gösterir. Ekonomik olarak yararlanılabilir hidroelektrik potansiyel, beklenen faydaları (gelirleri), masraflarından (giderlerinden) fazla olan hidroelektrik projelerin enerji üretimini göstermektedir.

Birçok kaynakta Türkiye ekonomik potansiyeli 140.000 GWh/yıl olarak belirtilse de son yıllarda petrol ve doğal gaz fiyatlarındaki artış, yenilenebilir enerji kaynaklarına verilen teşvikler gibi nedenlerle ekonomik bulunmayan projelerde ekonomik hale gelmiş ve özel sektörden ilgi görmüştür. DSİ Genel Müdürlüğü HES Daire Başkanlığının Haziran 2013 tarihindeki verilerine göre bu tarihe kadar hazırlanarak ekonomik bulunduğu için DSİ'ye başvuru yapılmış 47.524 MW kurulu gücündeki 1598 adet projeden yılda ortalama 165.000 GWh enerji üretimi yapılabileceği öngörülmüştür. Bu miktar, Türkiye ekonomik potansiyelinin günümüz koşullarında yükseldiğinin bir göstergesidir. Ancak bu potansiyel içe-

risinde bazı projeler ekonomik olsa bile çevresel ve sosyal nedenlerden dolayı gerçekleştirilmesi mümkün olmayabilecektir.

### 7.1.3 Genel Elektrik İçerisinde Yıllar İtibarıyla HES'lerin Payı

Türkiye elektrik üretimi içerisinde hidroelektrik üretimin payı 1980'lerde %60'lar civarında iken 90'lı yıllardan itibaren doğal gazın elektrik üretim amacıyla kullanılmaya başlanması ve yanlış politikalar sonucunda herhangi bir planlama olmadan yapımına izin verilen ve teşvik edilen doğal gaz santrallerinin devreye girmesiyle birlikte hidroelektriklerin payı %17'lere kadar düşürülmüştür (Tablo 7.2).

Son yıllarda enerjide dışa bağımlılığın önemli ölçüde artması ve bu bağımlılığın arz güvenilirliğini tehlikeye sokması, bunun yanında cari açığı en büyük payın enerji için ödenmekte olan dövizin olması nedeniyle yerli kaynaklara bir yönelim başlamıştır. 2005 yılında çıkarılan 5346 Sayılı "Yenilenebilir Enerji Teşvik Kanunu" ile yenilenebilir enerji kaynaklarına özel sektör ilgisi artırılmış, yeni yapılan projelerle birlikte HES'lerin kurulu güç olarak payı az da olsa artmıştır.

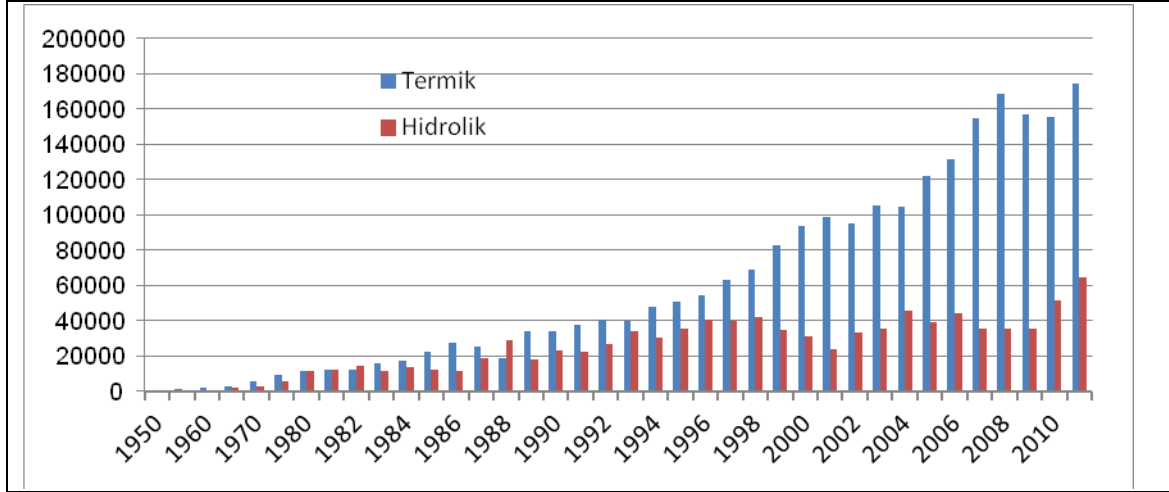
**Tablo 7.2** Türkiye Elektrik Enerjisi K.Güç ve Üretiminin (1950-2012) Arası Gelişimi

KURULU GÜÇ (MW)					ENERJİ (GWh)				
	Termik	Hidrolik	Toplam	H/E	Termik	Hidrolik	Toplam	H/E	
Yıl	T	H	E	%	T	H	E	%	
1950	390	18	408	4,41	759	30	790	3,80	
1955	574	38	612	6,21	1491	89	1580	5,63	
1960	861	412	1272	32,39	1814	1001	2815	35,56	
1965	985	505	1491	33,87	2774	2179	4953	43,99	
1970	1510	725	2235	32,44	5590	3033	8623	35,17	
1975	2407	1780	4187	42,51	9719	5904	15623	37,79	
1980	2988	2131	5119	41,63	11927	11348	23276	48,75	
1981	3181	2356	5538	42,54	12056	12616	24673	51,13	
1982	3556	3082	6639	46,42	12385	14167	26552	53,36	
1983	3696	3239	6935	46,71	16004	11343	27347	41,48	
1984	4584	3875	8459	45,81	17187	13426	30614	43,86	
1985	5244	3875	9119	42,49	22174	12045	34219	35,20	
1986	6235	3878	10113	38,35	27822	11873	39695	29,91	
1987	7489	5003	12493	40,05	25735	18618	44353	41,98	

1988	8300	6218	14518	42,83
1989	9208	6597	15806	41,74
1990	9551	6764	16315	41,46
1991	10093	7115	17208	41,35
1992	10335	8389	18724	44,8
1993	10653	9774	20427	47,85
1994	10993	9933	20926	47,47
1995	11089	9933	21022	47,25
1996	11312	9935	21247	46,76
1997	11787	10102	21889	46,15
1998	13045	10306	23351	44,10
1999	15589	10536	26125	40,34
2000	16070	11175	27264	40,99
2001	16640	11673	28332	41,20
2002	19586	12241	31846	38,44
2003	22989	12579	35587	35,35
2004	24160	12645	36824	34,34
2005	25918	12906	38844	33,22
2006	27482	13063	40565	32,20
2007	27349	13395	40836	32,80
2008	27672	13829	41817	33,07
2009	29411	14553	44767	32,51
2010	31176	16773	49092	34,17
2011	34231	18980	53211	35,67
2012	35026	22033	57059	38,61

19099	28949	48049	60,25
34104	17940	52043	34,47
34395	23148	57543	40,23
37563	22683	60246	37,65
40774	26568	67342	39,45
39857	33951	73808	46,00
47736	30586	78322	39,05
50706	35541	86247	41,21
54386	40475	94862	42,67
63480	39816	103296	38,50
68793	42229	111022	38,00
82585	34629	117214	29,50
93934	30916	124922	24,75
98563	24010	122725	19,56
95563	33684	129400	26,03
105101	35329	140580	25,13
104463	46084	150698	30,58
122242	39561	161956	24,58
131835	44244	176300	25,09
155196	35851	191558	18,72
168748	35531	205383	17,30
156924	35958	194813	18,46
155828	51796	211208	24,52
170913	57492	228406	25,17
175074	64426	239500	26,90





Şekil 7.3 1950-2012 Yılları Arasında Türkiye Elektrik Üretiminde Termik-Hidrolik Gelişimi

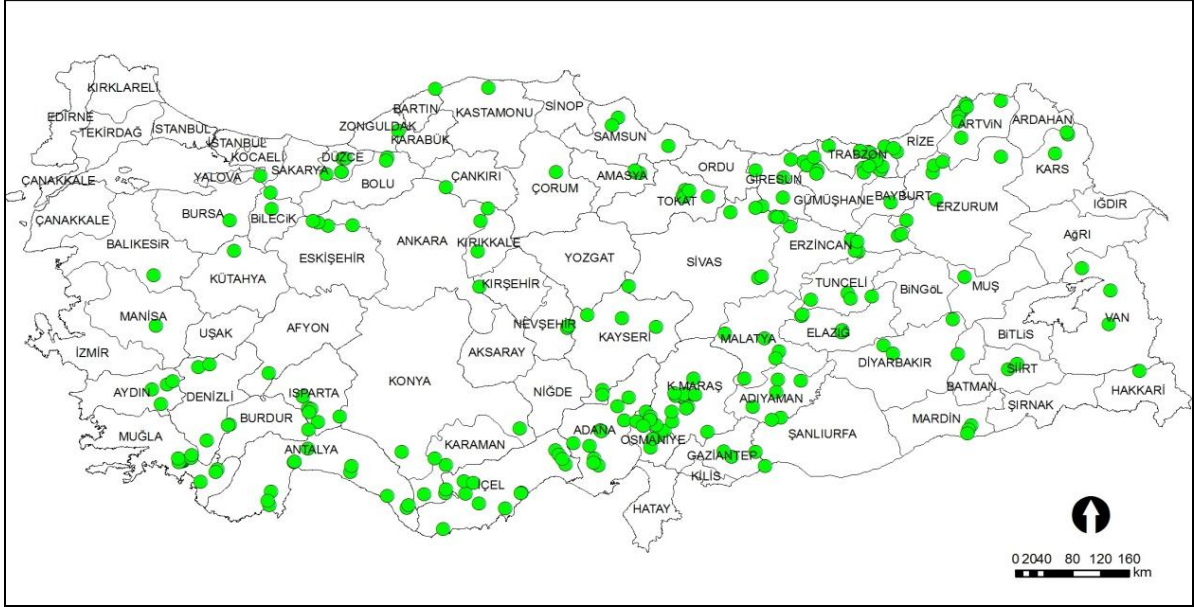
Türkiye’de Kasım 2013 itibarıyla, toplamda 22.160 MW kurulu gücünde 443 adet hidroelektrik santral işletmede, 8.456 MW toplam kurulu gücündeki 173 adet tesisin inşaatı devam etmekte, 16.908 MW toplam kurulu gücündeki 982 adet tesis ise planlama aşamasında olup, toplam işlemleri devam eden proje sayısı 1598, kurulu güçleri toplamı ise 47.524 MW’tır. Bu projelerden su kullanım hakkı anlaşması yönetmeliği çerçevesinde özel sektör tarafından geliştirilip DSİ internet sayfasında 3 numaralı tabloda ilan edilenlerin sayısı (işlemleri devam edenler) 899 olup, kurulu güçleri toplamı 9.773 MW’tır. Özel sektör tarafından yürütülmekte olan çeşitli kademelerdeki 1.269 adet projenin geri kalan 329 adedi DSİ/mülga EİE tarafından geliştirilip özel sektör başvurusuna açılan projelerdir. Yani özel sektörün YİD kapsamındaki projeler dışında su kullanım hakkı anlaşması yönetmeliği kapsamında geliştirdiği projelerin toplam kurulu gücümüze katkısı potansiyel olarak %20’ler mertebesinde.

Tablo 7.3 Hidroelektrik Potansiyelin Proje Aşamaları ve Geliştiren Kurum/Kuruluş’a Göre Dağılımı

Projelerin Aşaması		Adet	Kurulu Kapasite	Yıllık Üretim	Üretim Oranı	
			MW	GWh/yıl	%	
İŞLETME	DSİ	63	12 295	43 120	26,1	47,1
	Özel Sektör	304	7 541	26 228	15,9	
	Diğer	76	2 324	8 437	5,1	
	TOPLAM	443	22 160	77 785		
İNŞAAT	DSİ	6	1 999	6 338	3,8	16,4
	Özel Sektör	167	6 457	20 767	12,6	
PLANLAMA-PROJE	DSİ	184	2 608	10 176	6,2	36,5
	Özel Sektör	798	14 300	49 934	30,3	
GELİŞTİRİLEN POTANSİYEL	ΣDSİ	253	16 902	59 634	36,1	100
	ΣÖzel Sektör	1 269	28 298	96 929	58,8	
	ΣDiğer	76	2 324	8 437	5,1	
	GENEL TOPLAM	1 598	47 524	165 000		

**Kaynak:** DSİ Genel Müdürlüğü HES Daire Başkanlığı

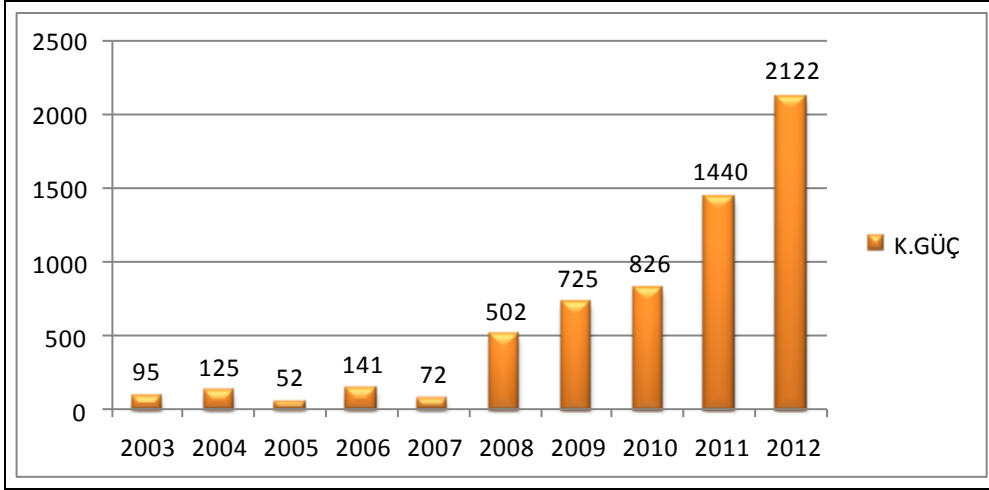
Proje sayısı ve kurulu güç ilişkisine bakıldığında; özellikle 1950-1990 yılları arasında ülke politikası gereği havzalardaki çok amaçlı olan büyük ve verimli projelere öncelik tanınmış, bir program çerçevesinde bu projelerin önemli bir bölümü devlet eliyle hayata geçirilmiştir. Yerli özel sektör firmaları 80'li yıllarda daha çok küçük ölçekli projeleri tercih etmiş, 5346 Sayılı Yasa kapsamında 2005 yılından sonra getirilen teşvikler ve yabancı firmalarla işbirliği olanaklarının oluşması üzerine büyük ölçekli projelere de ilgileri artmıştır.



Şekil 7.4 İşletmedeki HES Projelerinin Türkiye'deki Dağılımı

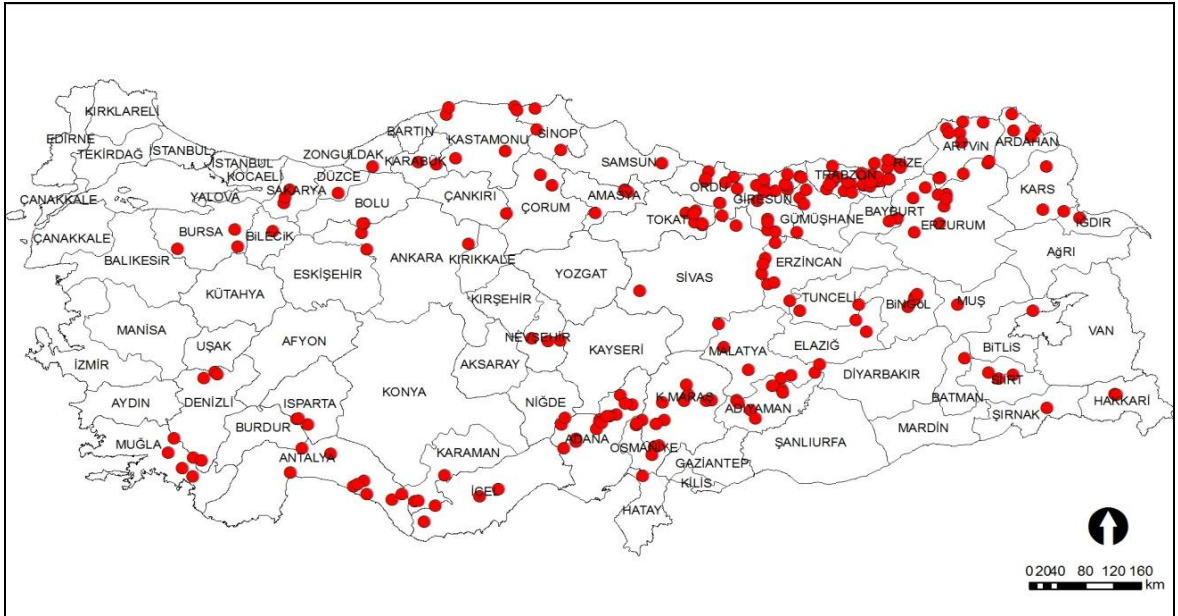
**Kaynak:** DSİ Genel Müdürlüğü

2003 yılı Haziran ayında HES projelerinin özel sektör başvurusuna açılmasından 2012 yılına kadar, yıl yıl işletmeye alınmış olan HES kurulu güçleri Şekil 4.9'da verilmiştir. 2008 yılına kadar olan projeler, genellikle 6446 Sayılı Kanun öncesinde 3096 Sayılı Kanun kapsamında özel sektör tarafından başlatılmış, 6446 Sayılı Kanun sonrasında tamamlanarak, 6446 Sayılı Kanun kapsamında lisanslandırılarak işletmeye alınmış olan projelerdir.



Şekil 7.5 46446 Sayılı Kanun Kapsamında İşletmeye Alınan Özel Sektör Projelerinin Yıllar Bazında Gelişimi

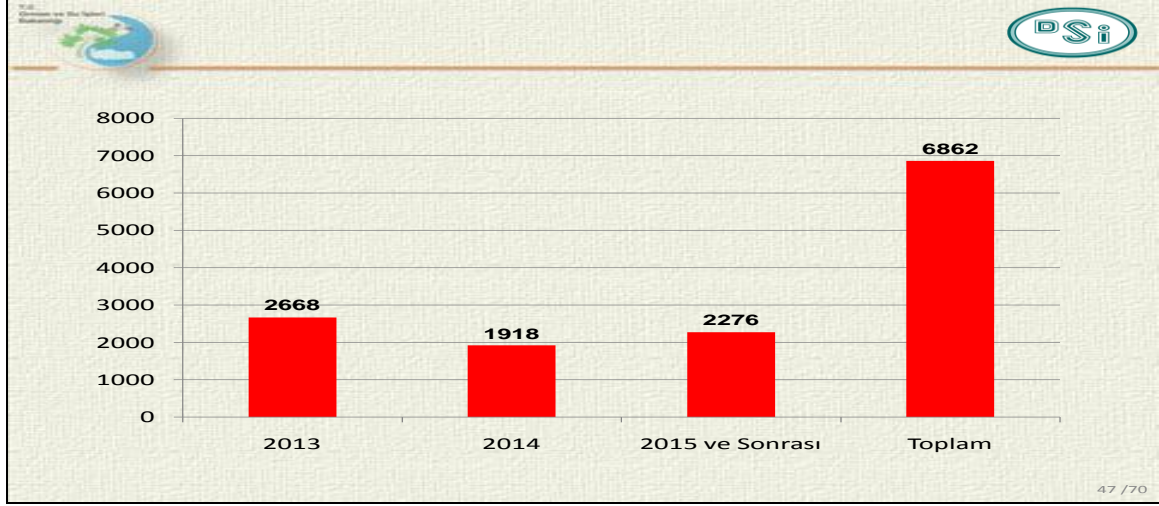
Kaynak: DSİ Genel Müdürlüğü HES Daire Başkanlığı



Şekil 7.6 İnşaatı Devam Eden HES Projeleri

Kaynak: DSİ Genel Müdürlüğü

Lisanslarında verilen termin programlarına göre inşaatı devam eden projelerin işletmeye alınma yılları aşağıdaki şekildedir.



Şekil 7.7 İnşaatı Halindeki HES Projeleri (Öngörülen Devreye Alınma Yıllarına Göre Kurulu Güç Dağılımı)

Kaynak: DSİ Genel Müdürlüğü HES Daire Başkanlığı

#### 7.1.4 HES Projelerinin Kuruluşlara, Yatırım Modeline ve Proje Durumlarına Göre Mevcut Durumları

Türkiye elektrik piyasasında faaliyet gösterebilmek için tüm elektrik üretim santralleri için 6446 Sayılı Kanun kapsamında EPDK'dan lisans alınmak zorundadır. Bunun tek istisnası Yap İşlet Devret (YİD) modeli kapsamında inşa edilerek işletmeye alınmış olan projelerdir. 3096 Sayılı Kanun kapsamında geliştirilmiş olan bu projelerin geçmişten gelen sözleşmeleri nedeniyle sözleşme süresi sonuna kadar (15-20 yıl) ürettikleri elektrik enerjisini belirlenmiş olan birim fiyat üzerinden devlete satmak zorundadırlar. 2. Bölümde kısaca değinilmiş olan Cumhuriyetten günümüze kadar olan süreçte geliştirilen projeler hakkında ayrıntılar başlıklar halinde aşağıda verilmektedir.

##### 7.1.4.1 DSİ Genel Müdürlüğü Tarafından Tamamlanmış, İnşa Edilen ve Edilecek Olan Projeler

DSİ Tarafından Tamamlanarak İşletilmek Üzere EÜAŞ'a Devredilmiş Olan Projeler

Kuruluşundan bugüne DSİ Genel Müdürlüğü tarafından 12.296 MW kurulu gücünde 63 adet HES projesi tamamlanarak işletilmek üzere Elektrik Üretim AŞ'ye (EÜAŞ) devredilmiştir. EÜAŞ tarafından işletilmekte olan bu santraller, yeni piyasa yapısı içerisinde lisanslı olarak üretim faaliyetini sürdürmektedir.

EÜAŞ tarafından işletilmekte olan santrallerden sınır aşan sular üzerinde yer alan ve frekans kontrolü sağlayacak olan birkaç büyük santral dışındakilerin (Atatürk, Karakaya, Keban vb.) önümüzdeki dönemde özelleştirilmesi planlanmaktadır.

**Tablo 7.4** DSİ Tarafından Bitirilerek EÜAŞ'a Devredilen Santraller

	Hidroelektrik santral adı	K. Gücü	Ort.Yıllık Üretimi	Açılış Yılı
		MW	Gwh/yıl	
1	Adıgüzel	62	280	1996
2	Akköprü	115	343	2012
3	Almus	27	99	1966
4	Alpaslan I	160	488	2012
5	Altinkaya	702	1.632	1988
6	Aslantaş	138	569	1984
7	Ataköy	6	8	1989
8	Atatürk	2.405	8.900	1993
9	Batman	198	483	2003
10	Beyköy	15	87	2000
11	Borçka **	300	1.039	2007
12	Çağçağ III	14	42	1968
13	Çamlığöze	32	102	2000
14	Çatalan	169	596	1997
15	Çıldır	15	30	1975
16	Demirköprü	69	193	1960
17	Derbent	56	257	1991
18	Dicle	110	298	1999
19	Doğankent (I,II)	71	314	1971
20	Engil	5	14	1968
21	Ermenek	309	1.187	2012
22	Gezende	159	528	1994
23	Girlevik I	3	18	1963
24	Gökçekaya	278	562	1973
25	Hasan Uğurlu	500	1.217	1982
26	Hirfanlı	128	400	1960
27	Kapulukaya	54	190	1989
28	Karacaören I	32	142	1990

29	<b>Karakaya</b>	1.800	7.354	1987
30	<b>Karkamış **</b>	189	652	1999
31	<b>Keban</b>	1.330	6.000	1974
32	<b>Kemer</b>	48	143	1958
33	<b>Kesikköprü</b>	76	250	1967
34	<b>Kılıçkaya</b>	120	332	1990
35	<b>Kiti</b>	3	12	1966
36	<b>Koçköprü</b>	9	44	1993
37	<b>Kovada II</b>	51	222	1971
38	<b>Köklüce</b>	90	588	1988
39	<b>Kralkızı</b>	95	146	1998
40	<b>Kuzgun</b>	23	36	1999
41	<b>Kürtün</b>	85	198	2003
42	<b>Menzelet</b>	124	515	1993
43	<b>Mercan</b>	19	78	2003
44	<b>Murath**</b>	115	444	2005
45	<b>Obruk</b>	200	473	2009
46	<b>Oymapınar</b>	540	1.620	1984
47	<b>Özlüce</b>	170	413	1999
48	<b>Seyhan I</b>	54	350	1956
49	<b>Suat Uğurlu **</b>	76	345	1980
50	<b>Şanlıurfa-Tünel</b>	50	124	2006
51	<b>Tercan</b>	15	51	1990
52	<b>Torul</b>	103	322	2008
53	<b>Yenice</b>	38	122	2000
54	<b>Yüreğir</b>	6	21	1972
55	<b>Zernek</b>	5	13	1989
56	<b>Kılavuzlu</b>	57	100	2012
57	<b>Deriner</b>	670	2.118	2013
58	<b>Anamur</b>	0,56	3	1967
59	<b>Erciş</b>	0,80	2	1969

60	<b>Kernek</b>	0,83	3	1964
61	<b>Silifke-1</b>	0,40	2	1954
62	<b>Uludere</b>	0,70	1	1976
63	<b>Durucasu</b>	0,80	3	1955
	<b>TOPLAM</b>	<b>12.296</b>	<b>43.118</b>	

### DSİ Genel Müdürlüğü Tarafından Geliştirilmesine Karar Verilen Projeler

1992 yılında Hükümetler Arası İkili İşbirliği Protokolü kapsamında kredili olarak yapılmasına karar verilmiş olan projelerden; 1200 MW. kurulu gücünde Iısu Barajı ve HES ile 540 MW kurulu gücünde Yusufeli Barajı ve HES projeleri için defalarca sözleşmeler imzalanmış; ancak ulusal ve uluslararası tepkiler nedeniyle ülkeler projeden çekilmiş ve bu projeler yıllarca sürüncemede kalmıştır. 6446 sayılı kanun kapsamında her ne kadar devlet arz güvenilirliği tehdidi olmadığı müddetçe üretim tesisi yatırımı yapamayacak olsa da bu iki proje başvuruya açılmayarak DSİ Genel Müdürlüğü tarafından yapılmasına karar verilmiştir. Şu anda, Tablo 7.5'te verilen 4 adet projenin inşaatı DSİ Genel Müdürlüğü tarafından yürütülmektedir. Tablo 7.6'daki 3 projenin de DSİ tarafından ihalesi yapılacaktır.

**Tablo 7.5** DSİ Tarafından İnşaatı Devam Ettirilen Santraller

		<b>K. GÜÇ MW</b>	<b>Enerji GWh/yıl</b>	<b>Başlama Yılı</b>
1	<b>Çine</b>	39,50	118	2005
2	<b>Manyas</b>	19,50	59	2006
3	<b>Topçam</b>	60,00	200	2006
4	<b>Iısu</b>	1.200,00	3.833	2010
	<b>TOPLAM</b>	<b>1.319,00</b>	<b>4.210</b>	

**Tablo 7.6** DSİ Tarafından İhalesi Yapılacak Olan Santraller

		<b>K. GÜÇ MW</b>	<b>Enerji GWh/yıl</b>	<b>Başlama Yılı</b>
1	<b>Kığı</b>	140,00	423	
2	<b>Yusufeli</b>	540,00	1.075	
3	<b>Kayraktepe</b>	290,00	798	

**7.1.4.2 3096 Sayılı Kanun Kapsamında Yapılmış Olan HES'ler ve Son Durum**

4.12.1984 tarih ve 3096 Sayılı Yasa'yla özel sektöre de elektrik üretim, iletim, dağıtım ve ticaretiyle ilgili yatırım yapma ve bu konularda faaliyette bulunma olanağı tanınmıştır. Ancak büyük rezervuarları olan baraj inşaatlarına gerek kamulaştırma sorunları, gerek maliyet büyüklüğü, gerek inşaat süresi uzunluğu ve gerekse baraj gövde inşaatı güvenliğinin hayati öneme haiz olması ve bu projelere tek başına girebilecek finansal güçlerinin olmaması gibi nedenlerle özel teşebbüs ilgi göstermemiştir. Küçük ve yapımı nispeten daha kolay olan projeler tercih edilmiş, 14 yıl boyunca yürürlükte olan 3096 Sayılı Kanun kapsamında sadece 2'si depolamalı olmak üzere 18 adet HES projesi gerçekleştirilmiştir (Tablo 7.7). Bunlardan 3 adet projenin işletme süreleri dolduğu için EÜAŞ'a devredilmiş ve 2012 yılında özelleştirme idaresi tarafından açılan ihalede 49 yıllığına başka firmalara devredilmiştir. Aynı kapsamdaki 3 projenin daha işletme süreleri 2013 yılında dolmaktadır.

**Tablo 7.7** Yap İşlet Devret (YİD) Kapsamında İşletmede Olan HES'ler

No	Santral Adı	Kurulu Güç MW	İşletme Yılı	İşletme Süresi	Sözleşme Sonu	Son Durum
1	Ahiköy I	2,10	1999	20	2019	
2	Ahiköy-II	2,50	2000	20	2020	
3	Aksu-Çayköy	13,80	1989	50	2039	
4	Berdan	10	1996	15	2011	Satıldı
5	Birecik	672	2000			
6	Çal	2,2	2001	20	2021	
7	Çamlıca I	84	1998	15	2013	EÜAŞ
8	Dinar II	3,00	2000	15	2015	
9	Fethiye	16,5	1999	15	2014	
10	Gaziler	11,10	2002	20	2022	
11	Girlevik II-Mercan	11,58	2001	20	2021	
12	Gönen	10,60	1998	20	2018	
13	Hasanlar	9,35	1991	20	2011	Satıldı
14	Kısıık	9,60	1994	15	2009	Satıldı
15	Suçatı	7,00	2000	15	2015	
16	Sütçüler	2,25	1998	20	2013	EÜAŞ
17	Tohma-Medik	12,50	1998	20	2013	EÜAŞ
18	Yamula	100	2006			



## 7.2 Hükümetlerarası İkili İşbirliği Kapsamındaki Projelerin Bugünkü Durumu

Türkiye'nin sistem stabilitesi, arz güvenilirliği ve dışa bağımlılığı açısından hayati önemi olan ve hemen hemen tamamı depolamalı bu projelerle ilgili son durum Tablo 7.8'de verilmektedir.

Söz konusu bu projelerden toplam 1.583 MW Kurulu gücündeki ilk 5 proje tamamlanarak işletilmek üzere EÜAŞ'a devredilmiştir. Tablo 7.8b'deki projeler DSİ tarafından yürütülmekte, Tablo 7.8c'deki projeler ya çeşitli nedenlerle protokolü iptal edilmiş ya da firmaların haklarından feragat etmeleri sonucunda başvuruya açılmıştır.

Tablo 7.8d'deki projeler ise sözleşmelerinde yer alan firmalara, özel bir kanuni düzenleme ile 6446 kapsamında devam etme hakkı tanınmıştır.

**Tablo 7.8** 1992-2003 Arasında DSİ Tarafından Hükümetler Arası İkili İşbirliği Kapsamında Yürütülen Projeler

	Hidroelektrik Santral Adı	Tesisin Kurulu Gücü (MW)	Ort. Yıllık Üretim (GWh)	İkili İşbirliği Protokolü
<b>a-) Bu Kapsamda Tamamlanarak İşletmeye Alınmış Olanlar</b>				
	1 Karkamış	189	652	Avusturya
	2 Deriner	670	2.118	Rusya
	3 Borçka	300	1.039	Avusturya
	4 Muratlı	115	444	Avusturya
	5 Ermenek	309	1.187	Avusturya
	<b>Toplam</b>	<b>1.583</b>	<b>5.440</b>	
<b>b-) DSİ Tarafından Yapılmasına Karar Verilenler</b>				
	1 Ilisu	1.200	3.833	İsviçre
	2 Yusufeli	540	1.705	Fransa
	<b>Toplam</b>	<b>1.740</b>	<b>5.538</b>	
<b>c-) 4664 Sayılı Yasa Kapsamında Devam Hakkı Verilenler</b>				
1	Kargı	214	281	ABD
2	Artvin	332	1.026	Fransa
3	Alpaslan II	200	714	ABD
4	Konaktepe I-II	138	579	ABD
5	Pervari	192	635	ABD
6	Eriç	170	703	ABD
7	Durak	120	347	ABD

8	Doğanlı	462	1.327	Avusturya
9	Çukurca	245	796	Avusturya
10	Beyhanı	300	1.435	Avusturya
11	Kaleköy	293	1.293	Avusturya
	<b>Toplam</b>	<b>2.666</b>	<b>9.136</b>	
<b>d-) 4664 Sayılı Yasa Kapsamında Yeniden Başvuruya Açılanlar</b>				
1	Gürsöğüt	279	322	ABD
2	Cizre	240	1.208	Kanada
3	Hakkari	208	625	ABD
4	Laleli	99	245	Kanada
5	Bayram	81	265	Rusya
6	Bağlık	67	238	Rusya
7	Mut	91	270	ABD
8	Dereköy-Demirkapı	105	366	Kanada
9	Çetin	350	1.237	Kanada
10	Büyükdüz	60	174	Kanada
11	Fındıklı-Arhavi	150	579	Norveç
	<b>Toplam</b>	<b>1.730</b>	<b>5.529</b>	
	<b>Genel Toplam</b>	<b>7.719</b>	<b>25.643</b>	

Tablo 7.9'da, Tablo 7.8c'de yer alan 11 adet projenin son durumu verilmektedir.

Söz konusu projeler için 18/4/2007 tarihinde kabul edilen 4283 Sayılı Kanun'un geçici 4'üncü maddesi (**Ek fıkra: 18/4/2007-5625/2 md.**): "Bu fıkranın yayımı tarihinde, halen Hükümetlerarası İkili İşbirliği kapsamında yer alan projelere, Hükümetlerarası İkili İşbirliği Anlaşmasında veya bu anlaşmaya istinaden istihsal edilen Bakanlar Kurulu Kararında ya da Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı oluruyla belirlenen tüzel kişinin ya da kişilerin, 6762 Sayılı Türk Ticaret Kanunu hükümlerine uygun olarak kuracakları veya mevcutlara ek yeni ortaklarla kuracakları şirketlerin, daha önce belirlenmiş ilgili projelerine su kullanım hakkı için başvurmaları halinde su kullanım hakkı ve elektrik üretim lisansı verilir. Bu fıkroda belirtilen tüzel kişilerin yapacağı hidroelektrik üretim tesisleri, kanal/nehir tipi veya rezervuar alanı on beş kilometrekarenin altında olması şartı aranmaksızın 5346 Sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun hükümlerinden yararlanırlar." fıkrası eklenerek bir takım ayrıcalıklar tanınmıştır. Başvuruya açılmayarak çoklu başvuru ile oluşabilecek yüksek devlet katkı payı engellenmiş ayrıca boyutu ne olursa olsun YEK avantajlarından yararlanma hakkı tanınmıştır.

**Tablo 7.9** İkili İşbirliği Kapsamındaki Projelerden (Tablo 7.8c) Başvuruya Açılmayarak 5625/2 md. İle Düzenlenen Projelerde Son Durum

Sıra No	HES Adı	Mevcut Durum	Firma Adı	İli	K.GÜÇ MW	Üretim GWh/yıl
1	Alpaslan II Brj.ve HES	İnşa ( %18,2)	Enerjisa	Muş	280	862
2	Artvin Brj.ve HES	İnşa ( %25)	Doğuş	Artvin	332	1.026
3	Beyhanı I Brj.ve HES	İnşa (%61,2)	Özaltın Cengiz	Elazığ	582	1.294
	Beyhanı II Brj.ve HES	İnş. Öncesi	Özaltın-Cengiz	Elazığ	227	550
4	Y.Kaleköy Brj.ve HES	İnşa ( %18)	Özaltın-Cengiz	Bingöl	600	1.417
	A. Kaleköy Brj.ve HES	İnş. Öncesi	Özaltın-Cengiz	Bingöl	454	1.039
	Gözeler Reg. Ve HES	İnş. Öncesi	Özaltın-Cengiz	Bingöl	60	265
5	Çukurca Brj.ve HES	Lisans işlemleri	Rönesans	Hakkari	245	796
6	Doğanlı Brj.ve HES	Lisans işlemleri	Rönesans	Hakkari	462	1.327
7	Eriç Brj.ve HES	İnş. Öncesi	Palmet	Erzincan	283	814
8	Pervari Brj. ve HES	İnş. Öncesi	Enerjisa	Siirt	400	890
9	Kargı Brj.ve HES	İnş. Öncesi	Limak	Eskişehir	100	281
10	Durak Brj.ve HES	Vazgeçildi	Taşyapı	Rize	120	347
11	Konaktepe Brj.ve HES	Danıştay İptal*	Soyak	Tunceli	201	579
	<b>TOPLAM</b>				<b>4.346</b>	<b>11.487</b>

DSİ Genel Müdürlüğü

\*EPDK'da işlemler yeniden devam ediyor.

Tablo 7.10'da Hükümetler arası ikili işbirliği protokolü kapsamında yer alan projelerden sözleşmesi iptal edilerek 6446 Sayılı Kanun kapsamında başvuruya açılmış olan projeler yer almaktadır. Söz konusu projelere yoğun ilgi olmuş, katkı payı toplantılarında çok yüksek katkı payları teklif edilmiş; bu nedenle projelerin yapılabilirlikleri imkânsız hale gelmiştir. Üzerlerinden 4-6 yıl geçmesine rağmen

bu projelerden sadece Taşova ve Elmalı Barajları ve Büyükdüz HES tamamlanarak işletmeye alınmış, Çetin Barajı ve HES inşaatına ise 2012 yılında başlanmıştır; fakat ciddi bir ilerleme kaydedilmemiştir. Bağlık, Mut, Başköy, Çamlıca, Bayram, Demirkapı HES'ler katkı paylarının yüksekliği nedeniyle yapılamayarak ya firmaları tarafından vazgeçilmiş ya da ÇED problemleri gerekçe gösterilerek iptal edilmiştir. Bağlık HES yeniden başvuruya açılmış, Gürsöğüt Barajı ve HES ise başvuruya açık olup, henüz başvuru yapılmamıştır.

**Tablo 7.10** İkili İşbirliği Kapsamındaki Projelerden (Tablo 7.8d) Başvuruya Açılan Projelerde Son Durum

Sıra No	Proje Adı	Mevcut Durumu	Firma	İli	K.Güç (MW)	Üretim (GWh/yıl)	Katkı Payı	Yılı
1	Taşova ve Elmalı Brj. Büyükdüz HES	İşletmede	Ayen En. A.Ş.	Gümüşhane	69	192	0,20	2007
2	Çetin Brj. ve HES	İnşa	Çetin En. (Statkraft)	Siirt	517	1.460	3,52	2007
3	Laleli Brj. ve HES	İnşaat Öncesi	Laleli En. (Akfen)	Erzurum	102	245	0,43	2007
4	Hakkari Brj. ve HES	Lisans öncesi	HCZ Enerji	Hakkari	242	625	3,37	2011
5	Bağlık Brj. ve HES	Tekrar Başvuruya Açıldı	KRD Elektrik	Artvin	67	238	8,97	2009
6	Cizre Brj. ve HES	Katkı Payı Öncesi		Şırnak	240	1.208	6,77	2008
7	Gürsöğüt Brj. ve HES	Başvuruya Açık		Eskişehir	100	322		
8	Mut Brj. ve HES	Firma Vazgeçti	Pelinsu Enerji (Türkerler)	Mersin	91	270	1,97	2009
9	Başköy HES	Lisans İptali	Yalınkaya Enerji	Rize	15	60	6,53	2007
10	Çamlıca Brj. ve HES	ÇED nedeniyle İptal	Başkent Üretim	Artvin	81	410	6,21	2007
11	Bayram Brj. ve HES	Firma Vazgeçti	LNS Enerji (LİMAK)	Artvin	92	300	5,62	2009
12	Dereköy Brj. ve Demirkapı HES	15.05.2008 tarihinde alınan ÇED kararı Mahkeme sonucu iptal edilmişti	BESS Elektrik	Rize	105	366	6,32	2007
<b>TOPLAM</b>					<b>1.721</b>	<b>5.696</b>		

**Kaynak:** DSİ Genel Müdürlüğü

### 7.2.1 6446 ve 5346 Sayılı Kanunlar Kapsamında Başvuruya Açılmış Olan Projeler

2003 yılından günümüze kadar DSİ internet sayfasına kaydolan yaklaşık 2000 adet projeye yoğun başvurular olmuş, bu projelerden büyük bir bölümü uygun bulunurken, bazıları DSİ Genel Müdürlüğü'nün incelemeleri sonucunda teknik veya hukuki gerekçelerle bazıları da EPDK'nın istemiş olduğu şartları yerine getiremediği için reddedilmiştir.

**2001 tarihinde yayımlanarak yürürlüğe giren mülga 4628 sayılı Kanun kapsamında çıkartılan “Elektrik Piyasasında Üretim Faaliyetinde Bulunmak Üzere Su Kullanım Hakkı Anlaşması İmzalanmasına İlişkin Usul ve Esaslar Hakkında Yönetmelik” 26 Haziran 2003 tarih ve 25150 sayılı Resmi Gazetede yayımlanarak yürürlüğe girmiştir.**

**Tablo 7.11** 6446 Kapsamında Başvuruya Açılmış Olan Projelerin Özeti (Kasım 2013)

	Tablo Adı	Toplam HES Adedi	Toplam Başvurulan HES Adedi	Çoklu Başvuru Adedi	Toplam K. Güç (MW)	Toplam Başvurulan K.Güç (MW)
1	Tablo-2	373	355	227	10.163	10.119
2	Tablo-3	1.218	1.218	430	~12.000	~12.000
3	Tablo-4	15	14	13	419	417
4	Tablo-5	13	12	11	1.534	1.434
5	Tablo-6	1	1	1	90	90
6	Tablo-7	19	18	16	1.022	1.020
	<b>Başvuruya açılan Proje Toplamı</b>	<b>1.639</b>	<b>1.618</b>	<b>698</b>	<b>25.228</b>	<b>25.080</b>
7	3096 Feragat	14	-	-	1.171	1.171
8	İkili Anlaşma	10	-	-	3.052	2.844
9	DSİ	2			1.740	1.740
	<b>TOPLAM</b>	<b>1.665</b>	<b>1.618</b>	<b>698</b>	<b>29.451</b>	<b>29.095</b>

**Kaynak:** [www.dsi.gov.tr](http://www.dsi.gov.tr)

**Hazırlayan:** Ayla Tutuş

- Ağustos 2003 tarihinde ise DSİ tarafından hidroelektrik santral projeleri geliştirip işletilmek amacıyla özel sektör başvurularına açılmıştır. Bu kapsamda DSİ Genel Müdürlüğü'nün [www.dsi.gov.tr/faaliyetler/hessu-kullanim-anlasmaları](http://www.dsi.gov.tr/faaliyetler/hessu-kullanim-anlasmaları) adresinde 7 adet tablo oluşturulmuştur. Projeler, buldukları konum itibariyle hukuki sorun yaratmaması için aşağıda açıklanan farklı tablolarda başvuruya açılmıştır. Bunlar; DSİ/EİE tarafından geliştirilerek başvuruya açılmış projeler  
Tablo-2
- Tüzel kişilerin geliştirmek üzere başvuru yaptığı projeler  
Tablo-3

- DSİ'nin inşaatını yapmakta olduğu ve başvuruya açılan projeler Tablo-4
- İkili işbirliği kapsamında çıkartılarak başvuruya açılan projeler Tablo-5
- YİD kapsamında çıkartılarak başvuruya açılan projeler Tablo-6
- Gruplandırılarak başvuruya açılan DSİ/EİE projeleri Tablo-7

DEK-TMK'nın 2012 yılında yayımlanmış olduğu Enerji Raporunda da verilmiş olan bu tabloda çok büyük bir değişiklik olmamıştır. Bunun nedeni DSİ Genel Müdürlüğü'nün 15.10.2007 tarihi itibarıyla Tablo-3 kapsamındaki tüzel kişiler tarafından geliştirilen yeni proje başvurularını durdurmuş olmasıdır.

Kasım 2013 tarihinde, son olarak toplam 25.228 MW kurulu güçte 1639 adet projeye DSİ Genel Müdürlüğü tarafından başvuru yapılması uygun bulunmuştur. Bu projelerden 25.080 MW kurulu güçte 1.618 adedine özel sektör tarafından başvuruda bulunularak ilgili kurum ve kuruluşlarca değerlendirme ve incelemeye alınmıştır.

Bazı projelerde ise lisans verildiği halde çeşitli nedenlerle gerçekleştirilemeyecek olan yatırımcılara 2012 yılında iptal başvurusunda bulunmaları durumunda teminatlarının iade edileceği bildirilmiş ve bu kapsamda 415 adet projenin lisansı iptal edilmiştir. İptal edilen projeler düşüldükten sonra başvuru yapılmış olan 1.203 adet projenin işlemleri çeşitli kademelerde yürütülmektedir.

**Tablo 7.12** İptal Edilen HES Projeleri

Tablo 2'den iptal edilenler	78 adet
Tablo 3'ten iptal edilenler	328 adet
Tablo 4-5-6-7'den iptal edilenler	9 adet
<b>Toplam</b>	<b>415 adet</b>

**Kaynak:** DSİ Genel Müdürlüğü

### 7.2.2 Proje İlerleme Durumları

6446 sayılı Kanun kapsamında 6631 MW Kurulu güçte 259 adet proje tamamlanarak işletmeye alınmıştır.

EPDK'nın web sayfasında verilen Temmuz 2013 tarihli proje ilerleme durumları tablolarına göre, lisans verilmiş olan toplam 12.680.20 MW kurulu güçteki projeden %70-100 arasında ilerleme oranına sahip olan projelerin kurulu gücü 2.061.90 MW, payı ise %16.26'dır. Projelerin %16.06'sının ilerleme oranı %35-70, %24.3'ün ilerleme oranı ise %10-35 aralığındadır. Yatırımdaki HES projelerinin %9.68'i, ilerleme oranları hakkında bilgi vermemektedir. Projelerin %33.88'lik bölümünün ise ilerleme oranı %10'un altındadır.

### 7.3 HES Projeleri Geliştirilirken Yaşanılan Bazı Önemli Sürçeler

Hidroelektrik enerji santralleri, suyun potansiyel enerjisinin kinetik enerjiye dönüştürülmesi ile elde edilen bir enerji kaynağıdır. Ülke genelinde mevcut yağış miktarları ve akarsularımızın durumu dikkate alınarak mekânsal planları yapılmalıdır. Bu başlık altında, hidroelektrik santralının yer seçimi aşamasından başlamak üzere, faaliyete geçmesine kadar olan mekânsal planlama sürecinde yasal çerçevede izlenmesi gereken iş ve işlemlere yer verilecektir.

Ülkemizde hidroelektrik enerji santrallerine ilişkin mekânsal planlama süreci 3194 Sayılı İmar Kanunu ve ilgili yönetmelikleri kapsamında ele alınmaktadır. Su kaynağının enerji üretecek bir santrale dönüşmesini sağlayan bu süreçte söz konusu yatırımın hayata geçirilebilmesi için öncelikle ilgili kurum ve kuruluşların görüşleri doğrultusunda;

- Çevre Düzeni Planı (1/100.000 ve 1/25.000 ölçekli)
- 1/5000 ölçekli Nazım İmar Planı
- 1/1000 ölçekli Uygulama İmar Planının yaptırılması ve onaylanması gerekmektedir.

Bu kapsamda hidroelektrik enerji santrallerine ilişkin yatırımlara ait yukarıda sayılan imar planı teklifleri hazırlanarak, plan onaylama yetkisine sahip kamu kurumuna sunulması gereklidir. Yetkili idarenin teklifi inceleyip, değerlendirmesinden sonra teklifin uygun bulunması halinde onaylayarak, yatırımın uygulamaya girmesine yönelik süreç başlatılmış olabilmektedir.

#### 7.3.1 Hidroelektrik Enerji Santrallerinin Mekansal Planlamasında Yasal Çerçeve

Hidroelektrik santrallerinin mekânsal planlama süreci üst ölçekli planlarda verilen kullanım kararları ile başlamakta ve alt ölçek imar planlarının yapımı ile son bulmaktadır. Bu kapsamda, 1/100.000 ölçekli Çevre Düzeni Planları ve 1/25.000 ölçekli İl Çevre Düzeni Planları ile Hidroelektrik Santrali yapılması planlanan alana ilişkin verilen kararlar, imar planları ile uygulamaya konulmaktadır.

Planlama sürecinde 3194 Sayılı İmar Kanunu ve ilgili yönetmelikleri yasal çerçeveyi oluşturmakla birlikte, uygulamada tabi olunan birincil ve ikinci mevzuata aşağıda yer verilmiştir.

#### Birincil Mevzuat

- 4628 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu
- 5346 Sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun
- 5627 Sayılı Enerji Verimliliği Kanunu
- 2872 Sayılı Çevre Kanunu
- 2942 Sayılı Kamulaştırma Kanunu
- 3194 Sayılı İmar Kanunu
- 5403 Sayılı Toprak Koruma ve Arazi Kullanımı Kanunu
- 4342 Sayılı Mera Kanunu
- 644 Sayılı Çevre ve Şehircilik Bakanlığı'nın Teşkilat ve Görevleri Hakkında Kanun Hükmünde Kararname
- 2634 Sayılı Turizmi Teşvik Kanunu

## İkincil Mevzuat

- Elektrik Piyasasında Üretim Faaliyetinde Bulunmak Üzere Su Kullanım Hakkı Anlaşması İmzalanmasına İlişkin Usul ve Esaslar Hakkında Yönetmelik
- Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği
- Elektrik Enerjisi Üretimine Yönelik Jeotermal Kaynak Alanlarının Kullanımına Dair Yönetmelik
- Yenilenebilir Enerji Kaynak Belgesi Verilmesine İlişkin Usul ve Esaslar Hakkında Yönetmelik
- Askeri Yasak Bölgeler ve Güvenlik Bölgeleri Yönetmeliği
- Çevresel Etki Değerlendirmesi Yönetmeliği
- İş Yeri Açma ve Çalışma Ruhsatlarına İlişkin Yönetmelik
- Elektrik Kuvvetli Akım Tesisleri Yönetmeliği
- Tarım Arazilerinin Korunması, Kullanılması ve Arazi Toplulaştırmasına İlişkin Tüzük
- 324 Sıra Sayılı Milli Emlak Genel Tebliği
- 233 Sayılı Kamu İktisadi Teşebbüsleri Hakkında Kanun Hükmünde Kararname

### 7.3.2 Hidroelektrik Enerji Santrallerine İlişkin Plan Onama Yetkisi

Hidroelektrik Enerji Santrallerine ilişkin imar planı teklifleri;

- 5302 Sayılı İl Özel İdaresi Kanunu,
- 5216 Sayılı Büyükşehir Belediyesi Kanunu,
- 5393 Sayılı Belediye Kanunu

uyarınca planlama alanı yer aldığı idari sınırlara göre ilgili belediyesince veya il özel idaresince, ya da gerekli görülen hallerde Çevre ve Şehircilik Bakanlığınca 644 Sayılı Çevre ve Şehircilik Bakanlığının Teşkilat ve Görevleri Hakkında Kanun Hükmünde Kararname'nin 7(k) hükmü ve/veya Bakanlığın 3194 sayılı İmar Kanunu'nun 9. maddesi uyarınca verilen yetkisi çerçevesinde onaylanmaktadır.

### Hidroelektrik Santrallere ilişkin Çevre ve Şehircilik Bakanlığının Plan Onama Yetkisi

644 Sayılı Çevre ve Şehircilik Bakanlığının Teşkilat ve Görevleri Hakkında Kanun Hükmünde Kararname'nin 7(k) hükmü uyarınca Bakanlık; “Bakanlar Kurulunca yetkilendirilen alanlar ile merkezi idarenin yetkisi içindeki kamu yatırımları, mülkiyeti kamuya ait arsa ve araziler üzerinde yapılacak her türlü yapı, milli güvenliğe dair tesisler, askeri yasak bölgeler, 7269 Sayılı Umumi Hayata Müessir Afetler Dolayısıyla Alınacak Tedbirlerle Yapılacak Yardımlara Dair Kanun hükümleri çerçevesinde yapılacak binalar, genel sığınak alanları, özel güvenlik bölgeleri, enerji ve telekomünikasyon tesisleri ile ilgili altyapı, üstyapı ve iletim hatları, yanıcı, parlayıcı ve patlayıcı madde üretim tesisleri ve depoları, akaryakıt ve sıvılaştırılmış petrol gazı istasyonları gibi alanlar ile ilgili her tür ve ölçekteki planların yapılmasına ilişkin esasları belirlemek, bunlara ilişkin her tür ve ölçekteki harita, etüt, plan ve parselasyon planlarını gerektiğinde yapmak, yaptırmak ve resen onaylamak” yetkisine sahiptir. Bu nedenle, yatırımcı gerçek kişiler ile kamu ve özel kurum ve kuruluşları Çevre ve Şehircilik Bakanlığınca müracaat ederek, enerji tesislerine ilişkin tekliflerini (HES, RES, JES vb.) sunma hakkına sahiptir.

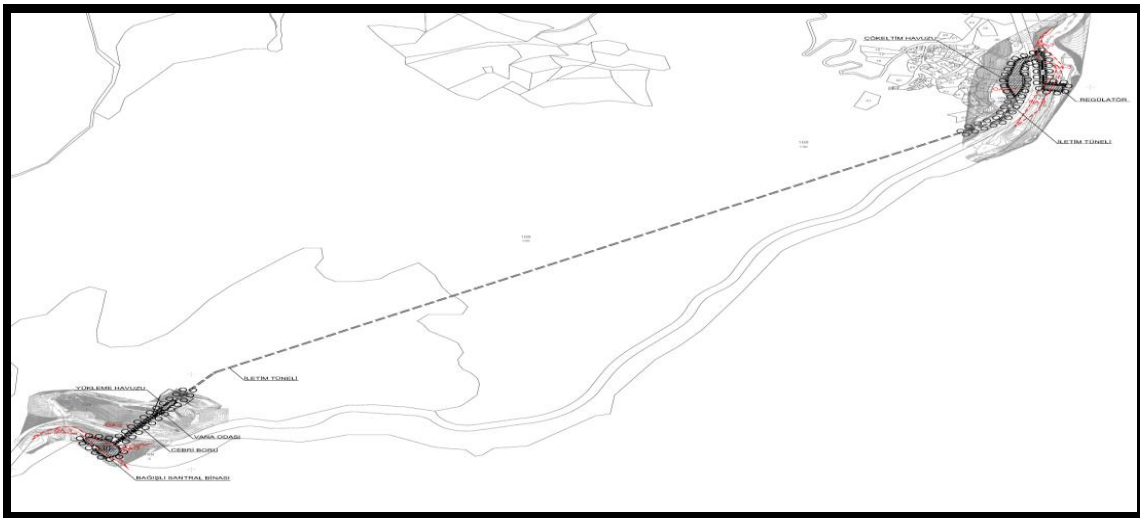
644 Sayılı Çevre ve Şehircilik Bakanlığının Teşkilat ve Görevleri Hakkında Kanun Hükmünde Kararname'nin 2(ç) (**Değişik: 8/8/2011-KHK-648/1 md.**) maddesi uyarınca ise “Her tür ve ölçekteki fiziki planlara ve bunların uygulanmasına yönelik temel ilke, strateji ve standartları belirlemek ve bunların



uygulanmasını sağlamak, Bakanlar Kurulunca yetkilendirilen alanlar ile merkezi idarenin yetkisi içindeki kamu yatırımları, mülkiyeti kamuya ait arsa ve araziler üzerinde yapılacak her türlü yapı, milli güvenliğe dair tesisler, askeri yasak bölgeler, genel sığınak alanları, özel güvenlik bölgeleri, enerji ve telekomünikasyon tesislerine ilişkin etütleri, harita, her tür ve ölçekte çevre düzeni, nazım ve uygulama imar planlarını, parselasyon planlarını ve değişikliklerini resen yapmak, yaptırmak, onaylamak ve başvuru tarihinden itibaren iki ay içinde yetkili idarelerce ruhsatlandırma yapılmaması halinde resen ruhsat ve yapı kullanma izni vermek” yetkisine sahiptir.

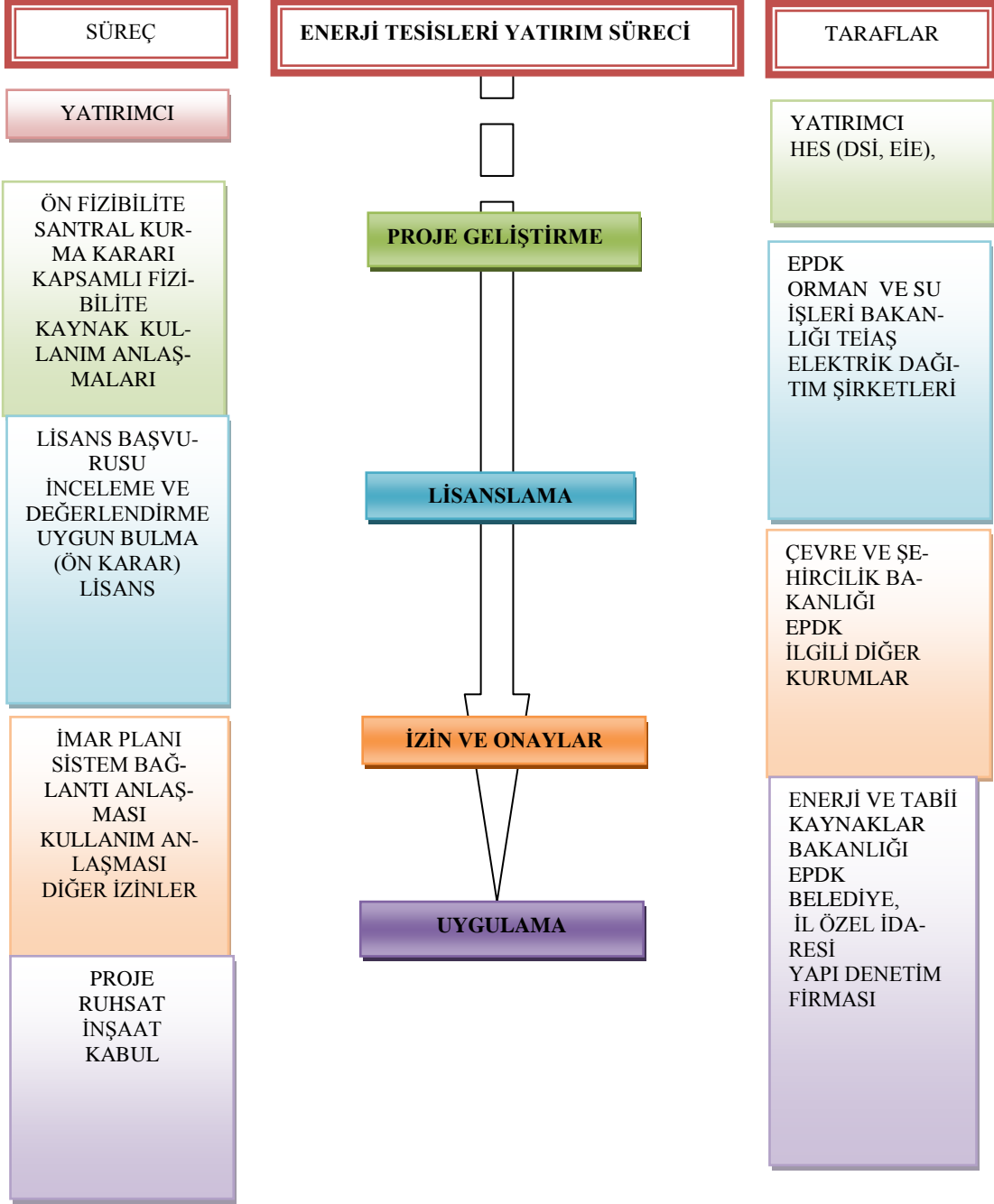
Çevre ve Şehircilik Bakanlığının 3194 Sayılı İmar Kanunu'nun 9. maddesi ile “Bakanlık gerekli görülen hallerde, kamu yapıları ve enerji tesisleriyle ilgili alt yapı, üst yapı ve iletim hatlarına ilişkin imar planı ve değişikliklerinin, umumi hayata müessir afetler dolayısıyla veya toplu konut uygulaması veya Gecekondu Kanunu'nun uygulanması amacıyla yapılması gereken planların ve plan değişikliklerinin, birden fazla belediyeyi ilgilendiren metropoliten imar planlarının veya içerisinde veya civarından demiryolu veya karayolu geçen, hava meydanı bulunan veya havayolu veya denizyolu bağlantısı bulunan yerlerdeki imar ve yerleşme planlarının tamamını veya bir kısmını, ilgili belediyelere veya diğer idarelere bu yolda bilgi vererek ve gerektiğinde işbirliği sağlayarak yapmaya, yaptırmaya, değiştirmeye ve resmen onaylamaya yetkili” olduğu hükme bağlanmıştır.

Konu özetlenecek olursa; enerji yatırımcıları, belediye ve mücavir alan sınırları içerisinde yer alan hidroelektrik santrali imar planı tekliflerini onaylanmak üzere ilgili belediye başkanlığına, söz konusu imar planının büyükşehir belediye başkanlığı ve mücavir alan sınırları içinde yer alması durumunda ise büyükşehir belediye başkanlığına, belediye ve büyükşehir belediye başkanlığı ve mücavir alan sınırları dışında yer alan imar planı teklifleri için ise ilgili il özel idaresine başvuru yapabilirler. Ayrıca enerji yatırımcıları imar planı tekliflerini kurulmak istenilen santral projesinin yer aldığı idari sınırlara bakılmaksızın, Çevre ve Şehircilik Bakanlığına da müracaat edebilir. Özellikle, hidroelektrik enerji santralini birden fazla idarenin yetki sınırları içinde yer alması durumunda uygulama kolaylığı sağlanması amacıyla Çevre ve Şehircilik Bakanlığına müracaat etmelerinde fayda görülmektedir.



Şekil 7.8 HES Projesi Şematik Görünümü

Enerji yapılarına ilişkin süreçte kurumlardaki farklı uygulamalar nedeniyle yatırımcılar tarafından uyulması gereken iş ve işlemler farklılaşabilmektedir. HES genel olarak enerji yatırım süreci ve bu süreçte yer alan taraflar aşağıdaki şemada gösterilmektedir.



Şekil 7.9 Enerji Tesislerinin Yatırım Süreci

**Kaynak:** Enerji Yapılarının Planlanmasında Enerji Yapılarının Planlanmasında ve Yapılaşmasında Karşılaşılan Sorunlar YOİKK Yatırım Yeri Teknik Komitesi Çalışma Raporu (Çevre ve Şehircilik Bakanlığı, 2010) (Güncellenmiş şekliyle)

## 7.4 Hidroelektrik Üretim Santrallerinin Özelleştirilmesi

Özelleştirme İdaresi tarafından EÜAŞ'ın elinde bulunan elektrik üretim santrallerinin 2012 yılında özelleştirilmesi planlanmaktaydı. Ancak küresel krizin de etkisiyle hidroelektrik santral projelerinden isimleri aşağıda verilen birkaç küçük projenin dışında herhangi bir özelleştirme söz konusu olmamıştır.

2012 yılında YİD Kapsamında olup işletme süresi ile ilgili sözleşme sürelerinin dolması nedeniyle EÜAŞ'a devredilmiş projeler ile atıl durumda olan bazı küçük ölçekli santraller, Özelleştirme İdaresi tarafından açılan ihale ile özel sektöre devredilmiştir. Bu kapsamdaki Berdan HES 47 milyon dolara Tayfurlar Enerji Elektrik Üretim'e, Hasanlar HES 30.85 milyon dolara Batıçim Enerji Elektrik Üretim'e ve Kısık HES ise 27.15 milyon dolara Kılıç Enerji Üretim firmasına 49 yıllığına devredilmiştir. 2013 yılında ise Çamlıca, Sütçüler ve Tohma-Medik HES'lerin işletme süreleri dolduğu için EÜAŞ'a devredilecektir.

2012 yılında ihale edilerek işletme hakları özel sektöre devredilen diğer projeler ise yaşlı ve atıl durumda olan küçük ölçekli HES'lerdir. Bu projeler, özellikleri ve satış bedelleri ve alan firmaların isimleri Tablo 7.13'te verilmiştir;

**Tablo 7.13** 2012 Yılında Özelleştirilen Santraller

	Santral Adı	Kurulu Güç (MW)	İşletme Yılı	Satış Fiyatı (Milyon TL)	FİRMA
1	Engil+Erciş+Hoşap	4,6+0,8+4,5	1968	11,05	Tahiroğulları
2	Koçköprü	8,5	1993	12,00	Tahiroğulları
3	Göksu	10,56	1959	57,50	Nurol
4	Bozkır+Ermenek	0,08+1,40	1952/1934	1,99	Özbey
5	Ladik Büyükkızıoğlu+Durucasu	0,40+0,80	1955	2,76	Met Enerji
6	Arpaçay-Telek ve Kiti	0,10+2,76	1966	3,01	Metaltek

EÜAŞ'ın işletmekte olduğu santrallerden sınır aşan sular üzerindeki büyük rezervuarlı barajların dışındaki santrallerin ise önümüzdeki dönem de özelleştirilmesi planlanmaktadır.

## 7.5 Su Yapılarının Denetimi

Türkiye'nin ekonomik ve sosyal bakımdan kalkınmasının sağlanması için sanayileşme bir hedef olup, sanayinin ve diğer kullanıcıların ihtiyacı olan enerjinin, yerinde, zamanında ve güvenilir şekilde karşılanması büyük önem arz etmektedir. Su kaynaklarımızın geliştirilmesi, korunması ve yönetilmesi vizyonu ile hareket eden Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü ülkemizin teknik olarak değerlendirilebilir hidroelektrik enerji potansiyelinin geliştirilmesi ve ekonomiye kazandırılması için büyük çaba göstermektedir. Geçmişte bu yatırımlar tamamen devlet eliyle yapılmakta iken, "Mülga 4628 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu" ile başlayan ve 30/03/2013 tarih ve 28603 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanarak

yürürlüğe giren “6446 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu” ile devam eden süreçte, özel sektör bilgi ve sermayesi de bu HES projelerinin geliştirilmesi ve inşasına yönlendirilmiş, bu sayede enerji sektöründe dışa bağımlılığın azaltılması için önemli adımlar atılmıştır.

Lisans sahibi yatırımcılar tarafından inşa edilen HES projeleri, mülga 4628 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'nun Geçici 14'üncü maddesinin (f) bendine eklenen “20/2/2001 tarihli ve 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ve Su Kullanım Hakkı Anlaşması çerçevesinde elektrik enerjisi üretmek maksadıyla yapılacak olan üretim tesislerinin su yapısıyla ilgili kısımları ile gerçek ve tüzel kişiler tarafından inşa edilecek suyla ilgili yapıların inşasının inceleme ve denetimi, masrafları ilgililerine ait olmak üzere DSİ tarafından yapılır veya gerektiğinde yetkilendirilecek denetim şirketlerine yaptırılması sağlanır. Denetim şirketleri ile ilgili uygulamaya ilişkin usul ve esaslar, ilgili bakanlıkların görüşü alınmak kaydıyla DSİ tarafından çıkarılacak yönetmelikle düzenlenir.” hükmüne istinaden çıkarılan "Su Yapıları Denetim Hizmetleri Yönetmeliği" hükümleri doğrultusunda denetlenmekte iken Kanun hükmündeki ifadenin Anayasa'ya aykırı bulunması neticesinde Su Yapıları Denetim Hizmetleri Yönetmeliği de dayanaksız kalmıştır.

Dolayısıyla lisans sahibi yatırımcılar tarafından inşa edilen HES projelerinin, 30.03.2013 tarih ve 28603 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe giren 6446 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'nun denetim konulu 15. maddesinin (2). ve (3). fıkralarında sınırları belirtilen şekilde denetlenmesi ile ilgili mevzuat düzenlemesi yapılması ihtiyacı ortaya çıkmıştır.

30.03.2013 Tarih ve 28603 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe giren 6446 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'nun denetim konulu 15. maddesinin 2 ve 3. fıkralarında denetim;

*"MADDE 15 – (2) Bu Kanun ve su kullanım hakkı anlaşması çerçevesinde elektrik enerjisi üretmek maksadıyla yapılacak olan üretim tesislerinin su yapısıyla ilgili kısımları ile gerçek ve tüzel kişiler tarafından yapılacak baraj, gölet ve regülatör gibi su yapılarının inşasının inceleme ve denetimi DSİ tarafından yapılır.*

*(3) Bakanlık, Kurum ve DSİ bu Kanun kapsamındaki denetim yükümlülükleri ile ilgili olarak, sonuçları itibarıyla Bakanlık, Kurum ve DSİ açısından bağlayıcı olmayacak ve yaptırım içermeyecek şekilde inceleme, tespit ve raporlama yapmak üzere yetkilendirecekleri şirketlerden ilgili mevzuatına uygun bir şekilde hizmet satın alabilir. Bu şirketlerin nitelikleri, yetkilendirilmesi ve yetkili şirketlerle denetlenecek şirketlerin hak ve yükümlülükleri ile diğer usul ve esaslar ilgisine göre Bakanlık, Kurum ve DSİ tarafından çıkarılan yönetmeliklerle düzenlenir." denilmiştir.*

Aynı Kanunun "**Atıflar ve yönetmelikler**" başlıklı 31. maddesinin 2. fıkrasında "*Bu Kanun kapsamında düzenlenmesi gereken ve süre belirtilmeyen yönetmelikler, bu Kanunun yürürlüğe girdiği tarihten itibaren altı ay içinde çıkarılır "* denilmiştir.

DSİ tarafından hazırlanmış olan taslak halindeki “Hidroelektrik Enerji Üretim Tesisleri Denetim Hizmetleri Yönetmeliği” ile DSİ'nin hidroelektrik enerji üretim tesislerinin denetimi konusunda ihtiyaç duyacağı yardımcı hizmetlerin (danışmanlık/müşavirlik) güvenilir ve etkin şekilde 4734 sayılı Kamu İhale Kanunu hükümleri çerçevesinde alınması için, 6446 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'nun Denetim konulu 15. Maddesinde belirtilen şekilde ve yürürlükteki diğer mevzuat içerisinde kalmak üzere

gerekli düzenlemeler yapılmıştır. Taslak yönetmelik ile ilgili gerek kurum içi görüşlerin ve gerekse kurum dışı görüşlerin alınma süreçleri tamamlanmıştır. Taslak Yönetmelik Başbakanlık Mevzuatı Geliştirme ve Yayın Genel Müdürlüğüne gönderilecektir. Yönetmeliğin yayınlanmasına müteakip “DSİ Hidroelektrik Enerji Üretim Tesisleri Denetim Hizmetleri Yönergesi” adı altında denetim ile ilgili tüm teknik hususları içeren ve hazır durumda bulunan yönerge Bakanlık Makamı onayı ile yayınlanacaktır.

6446 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu kapsamında özel sektör tarafından inşa edilen HES’lerin denetimi DSİ Genel Müdürlüğü ve taşra teşkilatı tarafından yakından takip edilmekte, DSİ tarafından yapılan denetimler sürdürülmektedir.

## 7.6 Pompa Depolamalı HES’ler

Enerji arz güvenilirliğini garanti edecek politikalar geliştirilirken; yerli kaynakların kullanılması, puant talebin karşılanması, elektriğin uygun gerilim ve frekansta olması, güçlü bir sistem oluşturulması ve sistemde makul bir yedek kapasite bulundurulması hedeflenmelidir.

Günümüzde bütün modern enerji sistemleri arz güvenilirliği, sistem stabilitesi, enerji kaynaklarının daha verimli kullanılması iletim/dağıtım problemlerinin ve maliyetlerinin minimize edilmesi gibi birçok nedenlerle enerjinin depolanmasını zorunlu kılar.

Eğer bir ülkenin enerji ihtiyacı büyük oranda termik ve nükleer gibi baz karakterli santrallerden karşılanıyorsa, bunun yanında ülke kesintili karakterde yenilenebilir enerji kaynaklarına sahip ve bu kaynakları verimli bir şekilde kullanmak istiyorsa, sistemde hızla devreye girip çıkabilme özelliğine sahip santrallere ihtiyaç vardır. Bu ihtiyaç; ya büyük oranda fosil yakıt santrallerini birkaç dakikada devreye girebilmesi için sıcak yedekte hazır tutarak ekonomik olmayan bir yöntemle ya da hızla devreye girip çıkma özelliğine sahip olan klasik depolamalı hidroelektrik santraller ve/veya diğer enerji depolama sistemleri hayata geçirilerek karşılanabilir. Ülkemiz için kısmen tercih edilmekte olan yöntem bunlardan birincisidir. Bu da zaten %80’lerin üzerinde olan fosil yakıt kullanımının ve 2008 yılında genel enerjide %76, elektrik enerjisinde %60’a ulaşmış olan dışa bağımlılığımızın ve aynı zamanda fosil yakıt kullanımından dolayı oluşacak emisyonların artırılması anlamı taşımaktadır.

Enerjinin depolanması, dünyada son yıllarda gelişen yeni liberal piyasa modelinde, elektrik değer zincirinin en kritik bileşenlerinden biridir ve enerji depolama sistemleri endüstrisi yeni, önemli ve tüm dünyada hızla gelişmekte olan bir endüstri seçeneğidir. Piyasalarda sistem işletmecilerinin büyük ölçekte yenilenebilir enerji üretimini sisteme entegre edebilmeleri için enerjinin depolanmasına ihtiyaçları vardır.

Teknik değerlendirmeler ve fizibilite çalışmaları enerji depolamanın sadece teknik bir gereklilik değil aynı zamanda maliyet avantajı sağladığını da göstermektedir. Türkiye’de bugüne kadar enerjinin depolanması konusuna gereken önem verilmemiştir. Ancak ülkemizde kesintili karakterdeki enerji kaynaklarının ve/veya nükleer santrallerin enerji planlaması içerisinde yer alması düşünülüyorsa verimli ve daha sağlıklı bir planlama için bunların enerji depolama sistemleri ile birlikte planlanması gerekmektedir.

Santrallerin devreye girme ve tam kapasiteye ulaşabilme süreleri ile ilgili Japonya'da yapılan bir çalışmanın sonuçları bu santrallerin sistemde bulunmasının arz güvenilirliği ve sistem stabilitesi açısından ne kadar önemli olduğunu ve pompa depolamalı hidroelektrik santrallerin bir an önce elektrik sistemimiz içerisinde yer almasının gerekliliğini ortaya koymaktadır. Eğer elektrik enerjisinin büyük bir bölümü, devreye girmeleri ve tam kapasiteye ulaşmaları minimum bir saat alan fosil yakıtlardan ve devreye girmeleri daha da uzun zaman alan nükleer santrallerden elde ediliyorsa az önce bahsettiğimiz sorunların yaşanması kaçınılmazdır. Söz konusu problemlerin yaşanmaması veya en aza indirilmesi için, ani yük artışlarında rezerv yükü 20-30 saniye içinde karşılayabilecek ve daha büyük yük taleplerinde devreye girme süreleri birkaç dakikayı geçmeyen santrallere ihtiyaç vardır. Dünyada bu konuda en gelişmiş yöntem enerjinin su formunda depolandığı ve çok kısa süre içerisinde hızla devreye alınabilme özelliğine sahip olan Pompa Depolamalı Hidroelektrik Santrallerdir. Ülkemizde de bu anlamda ekonomik olarak birçok projenin geliştirilmesi mümkündür

Bugünkü puant gücümüz 40.000 MW, RES kurulu gücümüz 2000 MW yani RES, puant gücün %5'i kadardır. Yarın, 2023 yılında, puant gücümüzün 80.000 MW olduğunu ve RES gücümüzün de 20.000 MW olduğu dikkate aldığımızda RES gücü, puant gücün %25'i olacaktır. Bu gücü doğrudan şebekeye bağlayarak PDHES olmaksızın yönetmek mümkün değildir. Bu yüzden, özellikle nükleer ve rüzgar projeleri PDHES'ler ile birlikte planlanmalıdır.

TEİAŞ tarafından yapılmış olan kapasite üretim projeksiyonları kapsamında iyimser ve kötümser iki senaryo hazırlanmıştır. İyimser senaryoya göre 2017, kötümser senaryoya göre 2015 yılından itibaren işletmede olan, inşa edilen ve lisansı alınmış olan santrallerin tümünün puant enerji ihtiyacını karşılamayacağı tespit edilmiştir.

Puant talebin karşılanmasında barajlı hidroelektrik santrallerin yetersiz kalmaları halinde devreye girmesi hedeflenen pompaj depolamalı hidroelektrik santral projeleri geliştirmek amacıyla EİE tarafından çalışılmış olan PDHES'ler Tablo 7.14'te verilmiştir.

**Tablo 7.14** EİE Tarafından Çalışılmış Olan PDHES'ler

Tesis Adı	Kurulu Gücü [MW]	İli	Türü	Proje Debisi [m <sup>3</sup> /s]	Düşü [m]
Gökçekaya PHES	1.600	Eskişehir	Mevcut baraj gölüne entegre	193	962
İzmit I PHES	1.500	Bursa	Tamamen yeni yatırım	687	255
Sarıyar PHES	1.000	Ankara	Mevcut baraj gölüne entegre	270	434
Bayramhacılı PHES	1.000	Kayseri	Mevcut baraj gölüne entegre	720	161
Hasan Uğurlu PHES	1.000	Samsun	Mevcut baraj gölüne entegre	204	570
Adıgüzel PHES	1.000	Denizli	Mevcut baraj gölüne entegre	484	242
Burdur PHES	1.000	Burdur	Tamamen yeni yatırım	316	370
Eğridir PHES	1.000	Isparta	Tamamen yeni yatırım	175	672
Kargı PHES	1.000	Ankara	Mevcut baraj gölüne entegre	238	496
Karacaören II PHES	1.000	Burdur	Mevcut baraj gölüne entegre	190	615
Yalova PHES	500	Yalova	Tamamen yeni yatırım	147	400
Yamula PHES	500	Kayseri	Mevcut baraj gölüne entegre	228	260
Oymapınar PHES	500	Antalya	Mevcut baraj gölüne entegre	156	372
Aslantaş PHES	500	Osmaniye	Mevcut baraj gölüne entegre	379	154
İzmit II PHES	500	Bursa	Tamamen yeni yatırım	221	263
Demirköprü PHES	300	Manisa	Mevcut baraj gölüne entegre	166	213

*İlk etüt seviyesinde mülga EİE tarafından yapılan PHES talep çalışmasına göre*

- *Ankara, İstanbul, İzmir, Bursa, İzmir illeri birinci dereceden öncelikli;*
- *Tekirdağ, Antalya, Konya, Adana, Hatay, Gaziantep ve Şanlıurfa illeri ikinci dereceden öncelikli;*
- *Kırklareli, Çanakkale, Balıkesir, Manisa, Denizli, Muğla, İçel, Eskişehir, Sakarya, Zonguldak, Samsun, Kayseri, Kahramanmaraş, Diyarbakır, Mardin üçüncü dereceden öncelikli;*
- *Edirne, Bilecik, Kütahya, Aydın, Ordu, Sivas, Malatya, Elazığ, Adıyaman, Batman, Şırnak, Van illeri dördüncü dereceden öncelikli illerdir.*

Ülkemizde, PHES çalışmaları ilk defa mülga EİE Genel Müdürlüğü tarafından başlatılmıştır. Mülga EİE Genel Müdürlüğü koordinasyonunda Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi Genel Müdürlüğü (TEİAŞ) ve Japonya Uluslararası İşbirliği Ajansı (JICA) aracılığı ile görevlendirilen Tokyo Electric Power Company (TEPCO) uzmanları eşliğinde Master Plan çalışmaları tamamlanmıştır. 2 Kasım

2011 tarih ve 28103 sayılı (mükerrer) Resmi Gazete'de yayımlanan "662 Sayılı Kanun Hükmünde Kararname" ile DSİ Genel Müdürlüğü bünyesinde kurulan Hidroelektrik Enerji Dairesi Başkanlığı tarafından devam ettirilmiştir. Halen Gökçekaya PHES projesinin projelendirme çalışmaları DSİ Genel Müdürlüğü ve JICA iş birliği içerisinde yürütülmektedir.

### **Kaynaklar**

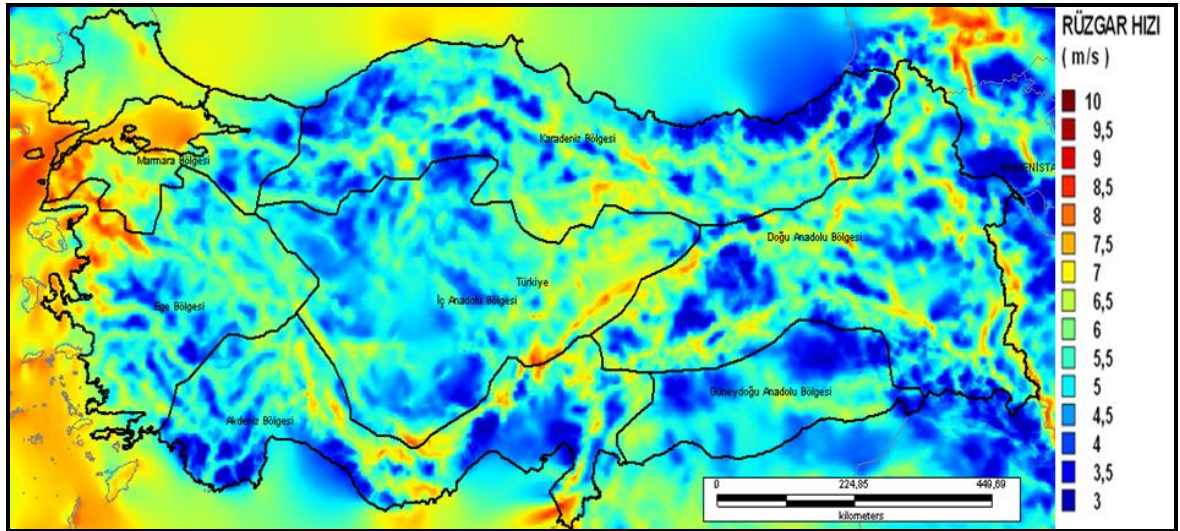
1. DEK-TMK 2012 Enerji Raporu
2. DEK-TMK 2013 Enerji Raporu
3. [www.epdk.org.tr](http://www.epdk.org.tr)
4. [www.dsi.gov.tr](http://www.dsi.gov.tr)
5. 2010 World Atlas & *Industry Guide*



## 8. TÜRKİYE'DE RÜZGÂR ENERJİSİ

### 8.1 Türkiye Rüzgâr Enerjisi Potansiyeli

Türkiye, Avrupa'da rüzgâr enerjisi potansiyeli bakımından zengin ülkelerden biridir. Üç tarafı denizlerle çevrili olan ve yaklaşık 3500 km kıyı şeridi olan Türkiye'de, özellikle Marmara kıyı şeridi ve Ege kıyı şeridi sürekli ve düzenli rüzgâr almaktadır. Türkiye Rüzgâr Enerjisi Potansiyel Atlası (REPA), Türkiye rüzgâr kaynaklarının karakteristiklerini ve dağılımını belirlemek amacıyla YEGM (eski EİE) tarafından 2006 yılında üretilmiştir (Şekil 8.1). Atlasta verilen detaylı rüzgâr kaynağı haritaları ve diğer bilgiler rüzgâr enerjisinden elektrik üretimine aday bölgelerin belirlenmesinde kullanılacak bir alt yapı sağlamaktadır. Yıllık ortalama değerler esas alındığında, Türkiye'nin en iyi rüzgâr kaynağı alanları kıyı şeritleri, yüksek bayırlar ve dağların tepesinde ya da açık alanların yakınında bulunmaktadır. Açık alan yakınındaki en şiddetli yıllık ortalama rüzgâr hızları; Türkiye'nin batı kıyıları boyunca, Marmara Denizi çevresinde ve Antakya yakınında küçük bir bölgede meydana gelmektedir. Orta şiddetteki rüzgâr hızına sahip geniş bölgeler ve rüzgâr gücü yoğunluğu Türkiye'nin orta kesimleri boyunca mevcuttur.



Şekil 8.1 Türkiye Rüzgâr Atlası (Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü (YEGM))

**Tablo 8.1.** REPA'ya Göre Türkiye Rüzgâr Potansiyeli (YEGM)

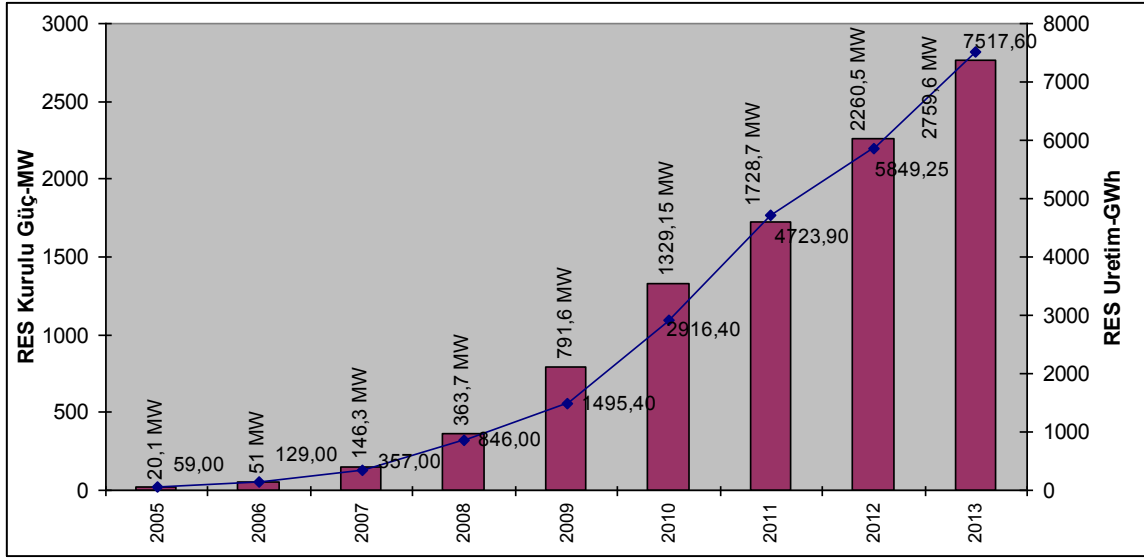
Rüzgâr Kaynak Derecesi	Rüzgâr Sınıfı	50 m'de Rüzgâr Gücü Yoğ. (W/m <sup>2</sup> )	50 m'de Rüzgâr Hızı (m/s)	Toplam Alan (km <sup>2</sup> )	Rüzgârlı Arazi Yüzdesi	Toplam Kurulu Güç (MW)
Orta	3	300 – 400	6,5 – 7,0	16.781,39	2,27	83.906
İyi	4	400 – 500	7,0 – 7,5	5.851,87	0,79	29.259,36
Harika	5	500 – 600	7,5 – 8,0	2.598,86	0,35	12.994,32
Mükemmel	6	600 – 800	8,0 – 9,0	1.079,98	0,15	5.399,92
Sıradışı	7	> 800	> 9,0	39,17	0,01	195,84
<b>Toplam</b>				26.351,28	3,57	131.756,40

Türkiye Rüzgâr Atlasında (REPA) yer seviyesinden 50 metre yükseklikteki rüzgâr potansiyelleri incelendiğinde Ege, Marmara ve Doğu Akdeniz bölgelerinin yüksek potansiyele sahip olduğu görülmektedir. REPA'ya göre Türkiye rüzgâr enerji potansiyeli, belirlenmiş kriterlerin ışığında rüzgâr sınıfı iyi ile sıra dışı arasında 47.849,44 MW olarak belirlenmiştir. Bu araziler Türkiye toplamının %1,30'una denk gelmektedir (Tablo 8.1).

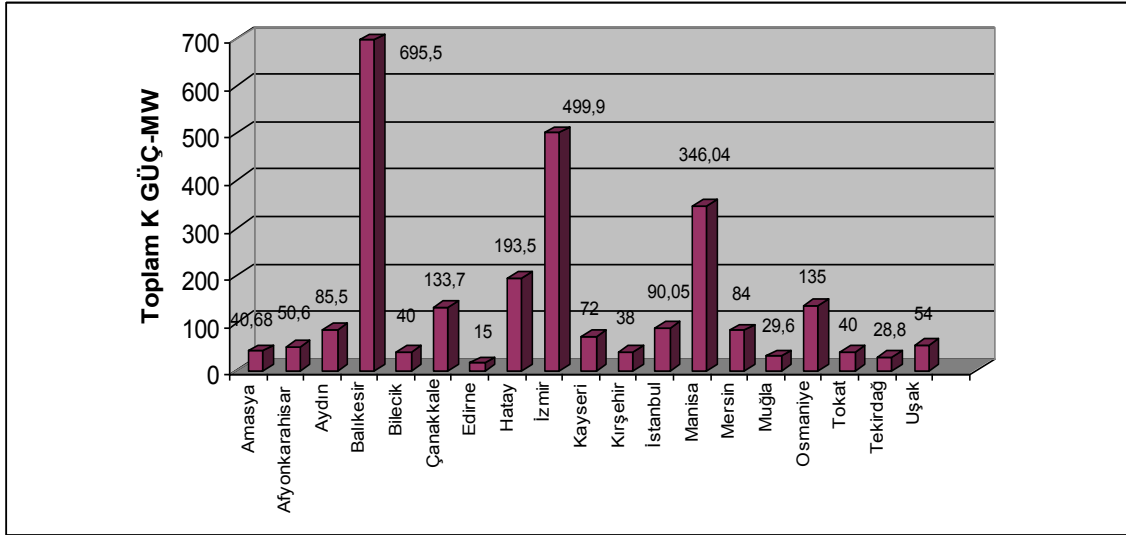
## 8.2 Türkiye Rüzgâr Enerjisinin Gelişimi

Türkiye'de şebekeye bağlı rüzgâr enerjisi ile elektrik üretimi 2013 Aralık sonu itibarıyla toplam 72 adet rüzgâr santrali ile 2759,6 MW'a ulaşmıştır. 2013 yılında ticari işletmeye giren bu santrallerden üretilen elektrik enerjisi ise 7517,6 GWh olarak gerçekleşmiştir<sup>1</sup> (Şekil 8.2). Bu kurulu güç ve elektrik üretimi sırası ile Türkiye toplam kurulu gücünün %4,3'ü ve Türkiye toplam elektrik üretiminin %3,1'ini oluşturmuştur. Balıkesir, İzmir, Manisa, Hatay, Çanakkale, rüzgâr santrallerinin yoğun olarak yer aldığı illerdir. Rüzgâr santrallerinin yoğun olarak kurulduğu iller, REPA'da gösterilen potansiyele uyum göstermektedir (Şekil 8.3).

<sup>1</sup> Kaynak: 2013 yılı Türkiye Elektrik Kurulu Gücü ve Üretiminin Kaynaklara Göre Dağılımı , www.teias.gov.tr

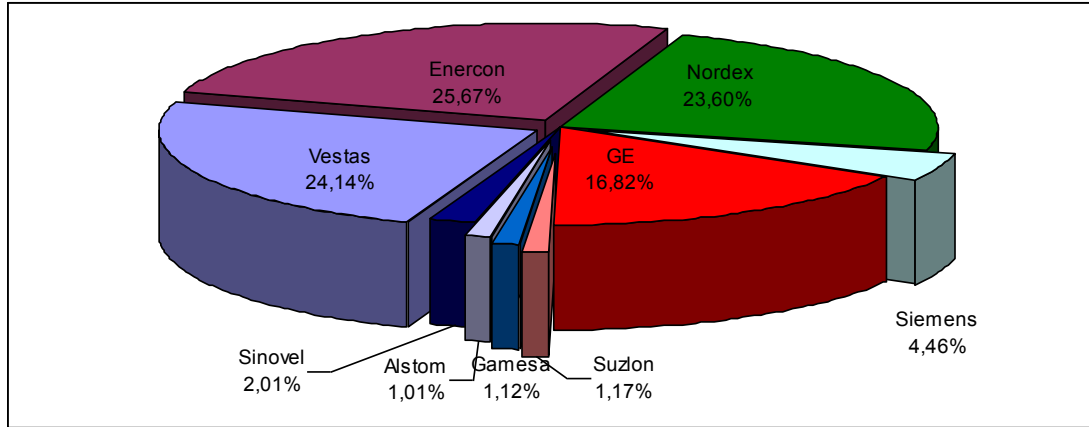


Şekil 8.2 Türkiye Rüzgâr Kurulu Gücünün Yıllara Göre Gelişimi



Şekil 8.3 Türkiye Rüzgâr Enerjisi Kurulu Gücünün İllere Göre Dağılımı

İşletmedeki rüzgâr santrallerinde (Tablo 2) kullanılan türbinler dünya piyasasına hâkim türbin markaları olup (Şekil 8.4), İşletmedeki santrallerde kullanılan Vestas, Enercon ve Nordex türbinleri toplam kurulu gücün %73'ünü oluştururken, bunları %16,7'lik payla GE izlemekte olup, Siemens, Gamesa, Suzlon ve Alstom türbinlerinin payları ise %5'in altındadır. Santrallerde ilk yıllarda 500-900 kW arası güçlerde türbinler tercih edilirken, son yıllarda tercihin 2-3 MW arasında yoğunlaştığı görülmektedir.



Şekil 8.4. Rüzgâr Santrallerindeki Türbinlerin Üreticilere Göre Dağılımı

Tablo 8.2 İşletmede Olan Rüzgâr Elektrik Santralleri

İşletmedeki Lisanslı Rüzgâr Santralleri ( Aralık 2013 sonu)		
Şirket	Mevkii	Kurulu Güç (MW)
Ayen En. A.Ş.	Akbük RES	31,5
Akhisar Rüz. En. El. Ür. San.Ltd. Şti.	AKRES	45
Aksu Temiz En. El. Ür. San. ve Tic.A.Ş	Aksu	72
Baktepe En.A.Ş	Amasya	40
Ares Alaçatı Rüz En. San Tic. A.Ş	Ares	7,2
Ayres Ayvacık En. El. Ür. San. Ltd. Şti	Ayres	5
Ak En El. Ür. A.Ş	Ayyıldız	15
Bares El. Ür. A.Ş	Balıkesir	143
Yapısan El. Ür. A.Ş	Bandırma*	30
Bandırma El. Ür. A.Ş	Bandırma	60
Yapısan El. Ür. A.Ş	Bandırma*Ext	5
As Makinsan En. El. Ür. Tic. A.Ş	Bandırma-3	25
Belen El. Ür. A.Ş	Belen	48
Bergama RES En. Ür A.Ş	Bergama	90
Bores Bozcaada Rüz En san Tic A.Ş	Bozcaada	10,2
Kardemir Haddecilik San Tic A.Ş	Bozyaka	12,5
Doğal En. El. Ür. A.Ş	Burgaz	14,9
Alize En. El. Ür. A.Ş	Çamseki	20,8

İşletmedeki Lisanslı Rüzgâr Santralleri ( Aralık 2013 sonu)		
Şirket	Mevkii	Kurulu Güç (MW)
Sanko Rüz En. San. Tic A.Ş	Çatalca	60
Alize En. El. Ür. A.Ş	Çataltepe	16
Alize En. El. Ür. A.Ş	Çeşme	1,5
Enerjisa En. Ür. A.Ş	Dağpazarı	39
Dares Datça Rüz. En. Sant. Tic. A.Ş	Dares Datça	29,6
Olgu En. El. Ür. A.Ş	Dinar 1	50,6
Olgu En. El. Ür. A.Ş	Dinar 2	27,6
Ütopya En. El. Ür. A.Ş	Düzova	51,5
Edincik En. Ür. San. Tic. A.Ş	Edincik	30
Boreas En. El. Ür. A.Ş	Enez	15
Al-Yel El. Ür. A.Ş	Geycek	38-kısmı
Rotor El. Ür. A.Ş	Gokçedağ	135
Manres El. Ür. A.Ş	Günaydın	12,5
Anemon En. El. Ür. A.Ş	İntepe	30,4
Kapıdağ Rüz. En. Sant. El. Üre. San. ve Tic.	Kapıdağ	24
Garet En. El. Ür. A.Ş	Karadağ	10
Deniz El. Ür. A.Ş	Karakurt	10,8
Alize En. El. Ür. A.Ş	Keltepe	20,7
Lodos El. Ür. A.Ş	Kemerburgaz	24
Kores Kocadağ Rüz. En. Sant. Ür. A.Ş	Kores	17,5
Doğal En. El. Ür. A.Ş	Kozbeyli	30
Alize En. El. Ür. A.Ş	Kuyucak	25,6
Kıroba En. El. Ür. A.Ş	Madranbaba	19,5
Enerjisa En. Ür. A.Ş	Mahmudiye	29,9
Mare Manastr Rüz. En. Sant. Tic. A.Ş	Mare Manastr	39,2
Mazı-3 En. Sant. El. Ür. A.Ş	Mazı-3	30
Akdeniz El. Ür. A.Ş	Mersin Mut	45
Can Enerji Ent. El. Ür. A.Ş	Metristepe	40

<b>İşletmedeki Lisanslı Rüzgâr Santralleri ( Aralık 2013 sonu)</b>		
<b>Şirket</b>	<b>Mevkii</b>	<b>Kurulu Güç (MW)</b>
R.K RES El. Ür. A.Ş	Paşalimanı	0,8
Poyraz En. El. Ür. A.Ş	Poyraz	54,9
Doğal En. El. Ür. A.Ş	Samurlu	30
Saray Dök. Mad. Ak. San. Tic. A.Ş	Saray	4
Garet En. Ür. Tic. A.Ş	SaRES	22,5
Alize En. El. Ür. A.Ş	Sarıkaya	28,8
Doğal En. El. Ür. A.Ş	Sayalar	54,2
Deniz El. Ür. Ltd Şti	Sebenoba	34
Eolos Rüz. En. Ür. A.Ş	Şenköy	27
Doruk En. Ür. San. Tic. A.Ş	Seyitali	30
Tektuğ El. Ür. A.Ş	Sincik	27,5
Soma En. El. Ür. A.Ş	Soma	140,8
Bilgin Rüz. Sant. En Ür. A.Ş	Soma	90
ABK En Ür. San. ve Tic. A.Ş	Söke-Çatalbük	30
Sunjüt Suni Jüt San. Tic A.Ş	Sunjüt	1,2
Alantek En. A.Ş	Susurluk	60
Galata Wind En. Ltd. Şti.	Şah	102
Baki El Ür. Ltd. Şti.	Şamlı	113,4
Yeni Belen Enerji El. Ür	Şenbük	27
Bakras enerji Ele. Ür. Tic.A.Ş	Şenbük	15
Teperes El. Ür. A.Ş	TepeRES	0,85
Pem En. A.Ş	Tokat	40
Sabaş El. Ür. A.Ş	Turguttepe	24
Arnaz RES Rüzgar En El Ür	Uşak	54
Innores En. El. Ür. A.Ş	Yuntdağ	57,5
Zeytineli RES El. Ür. Tic. A.Ş	Zeytineli	50
Ziyaret RES El. Ür. San. Tic A.Ş	Ziyaret	65
<b>İŞLETMEDEKİ KAPASİTE TOPLAMI</b>		<b>2.762,45 MW</b>

### 8.3 Rüzgâr Santral Ekipmanlarının Yerli Üretimi ve Sağlanan Diğer Hizmetler

Rüzgâr teknolojisinde yerli üretim politika destekleri, teknolojik uzmanlık ve işgücünden kaynaklanan bölgesel avantajlar gibi faktörlerle sağlanabilir. Yerli rüzgâr gücü teknolojisi üretimi iki farklı şekilde uygulanabilmektedir:

1. Yerli pazara satış yapan uluslararası şirketlerin üretimlerinin bu ülkeye kaydırılması ile uluslararası türbin şirketlerinin belli bileşenlerinin ortak girişim şirketleri kurularak yerli üretimi

2. Tamamen yerli rüzgâr türbini tasarımı ve imalatı

Türkiye, kule, kanat, transformatör, jeneratör, iç elektrik bağlantıları ve şalt sahası ile ilgili elektromekanik ekipmanlar, kontrol, sistem koruma ve güvenlik sistemleri gibi rüzgâr santrali sistem bileşenlerinin üretimi konusunda gerekli olan endüstriyel yeteneğe sahiptir. Asıl sorun bu yeteneklerin harekete geçirilmesi konusundadır.

Rüzgâr enerji ekipmanlarının yerli üretiminin desteklenmesi konusunda 6094 Sayılı Kanunla yek-e (yenilenebilir enerji kaynakları-elektrik üretimi) destekleme sisteminde yapılan değişiklikle rüzgâr tesisinde *yerli üretim ekipman kullanılma durumuna göre tarifeye uygulanacak ek alım fiyatları* yerli üretim olanaklarının geliştirilmesi açısından önemli bir adımdır.

Büyük ve küçük rüzgâr türbin bileşenlerinin yurt içinde üretimi ile ilgili mevcut durum, geliştirilmesi için ihtiyaçlar ve yapılması gerekenler Tablo 8.3'te verilmektedir.

**Tablo 8.3** Rüzgâr Türbin Bileşenlerinin Yerli Üretim Durumu<sup>2</sup>

Türbin Bileşenleri	Yurt İçinde Üretimi/Temini E(vet)/ H(ayır)/ K(ısmen)	Açıklama
Rotor	K	Know How gerekli. Küçük rüzgâr türbinleri için ( $\leq 500$ kW) üretim yapılabilmektedir. Büyük türbinler için ( $> 1$ MW) üretim altyapısının (üretim bantları, tezgah vb.) buna uygun hale getirilmesi gerekli
Kanatlar	E	Know How gerekli. Büyük güçlü ( $> 1$ MW) uluslararası bir çok rüzgâr türbin markasının kanatları yurt içinde üretilmektedir.
Dişli Kutusu	K	Know How gerekli. Küçük rüzgâr türbinleri için ( $\leq 500$ kW) üretim yapılabilmektedir. Büyük türbinler için üretim altyapısının (üretim bantları, tezgah vb.) buna uygun hale getirilmesi için gerekli çalışmalar yapılmalı
Jeneratör	K	Know How gerekli. Küçük rüzgâr türbinleri için ( $\leq 500$ kW) üretim

<sup>2</sup> Zerrin Taç Altuntaşoğlu ve Doç. Dr. Sedat Çelikdoğan, Rüzgara Dayalı Elektrik Üretimi İçin Makina ve Ekipmanlar, MMO Raporu, 2013.

		yapılabilmektedir. Büyük rüzgâr türbinleri jeneratörlerinin üretimi konusunda yürütülen çalışmalar var.
Kaplin	K	Know How gerekli. Büyük güçlü rüzgâr türbinlerinin döküm ve işlenmesi için mevcut bazı tesislerin üretim kapasitelerinin geliştirilmesi gerekli
Yön bulma (Yaw) Sistemi	H	Know How gerekli. Üretim mümkün
Hidrolik Üniteler	E	Yerli üretim mümkün.
Kule	E	Know How gerekli. Birçok uluslararası rüzgâr türbininin kulesi yerli üreticiler tarafından üretilmektedir. Hibrit kule imalatı da yapılmaya başlanmıştır.
Nasel	K	Know How gerekli. Küçük rüzgâr türbinleri için ( $\leq 500$ KW) üretim mümkün. Büyük türbinler için üretim altyapısının (üretim bantları, tezgah vb.) buna uygun hale getirilmesi gerekli

Ülkemizde rüzgâr enerjisi sektöründe hammadde ve malzeme temini, tasarım, proje geliştirme, rüzgâr türbini bileşen üretimi, fizibilite, analiz, gerekli izin ve onayların sağlanması, kredi temini, sigorta, lojistik, inşaat, montaj, işletme, enerji satış vb. farklı alanlarda sağlanan hizmetler Tablo 8.4'te verilmektedir.

**Tablo 8.4.** Rüzgâr Enerjisi Konusunda Yürütülen Hizmetler<sup>3</sup>

Faaliyet	Firmalar (Yerli-Yabancı)
Rüzgâr Ölçüm ve Değerlendirme	Egeres, Enisolar, Elite, Re-Consult, TNA, Eneris, vb. pek çok firma
Proje Geliştirme, Danışmanlık	Mühendislik danışmanlık proje geliştirme konusunda pek çok firma
Rüzgâr Türbin Temin Şirketleri	Vestas, Nordex, Enercon, Siemens, GE. vb. uluslararası şirketler ve temsilcilikleri
Kule Yerli Üretim (Çelik )	Enercon, ÇİMTAŞ, Alkeg, Çiltuğ, Ateşçelik, GESBEY
Kule Yerli Üretim (Beton )	Akat Prefabriğe vb.
Kanat Yerli Üretimi ve Malzeme Tedarikçileri	Enercon Aero Kanat Fabrikası, TPI Kompozit Kanat Fab, Avrasya Rüzgâr, Cam Elyaf Sanayi, Duratek, METYX Compozities, EA Wind vb.
Türbin Bazı Ara ve Hammaddelerinin İmalatı	Berdan Cıvata, Dirinler, Özgün Makina vb.

<sup>3</sup> Zerrin Taç Altuntaşoğlu, Rüzgâr Türbinlerinde Yerli Üretim, TUREK 2013

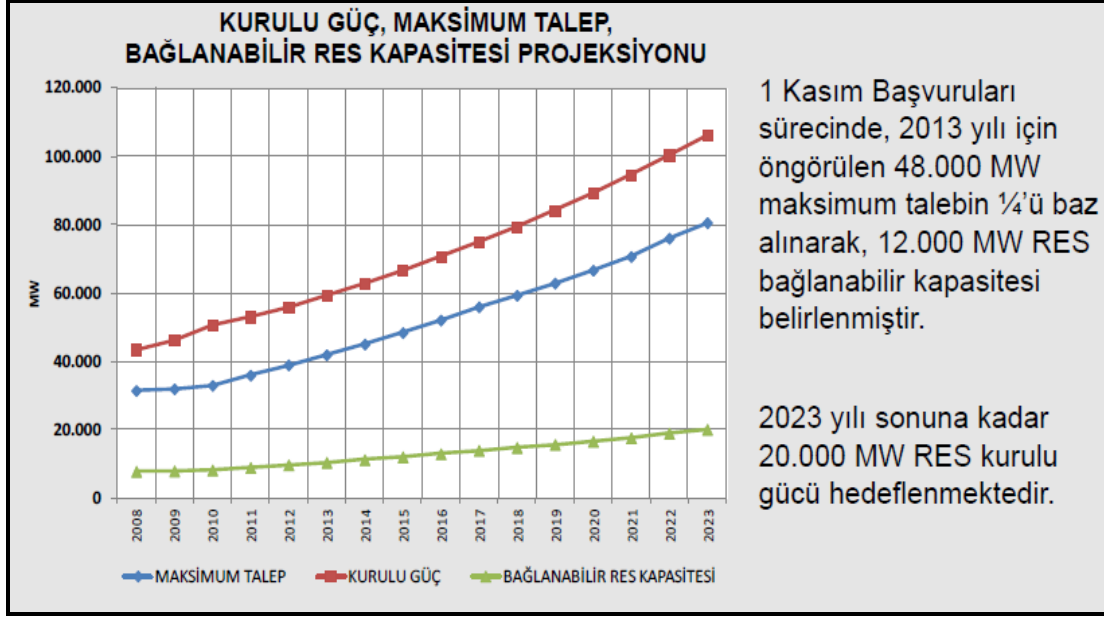


Taşımacılık	Hareket, Sarılar, Ultratrans, Thyke Lojistik, Project Cargo & Yatch Transport, TES Ltd, SDV Horoz, Ulustrans, Orship, Ran Lojistik vb.
İş Makinesi Hizmetleri vb.	Coşkun Vinç, Aydın Vinç
İnşaat ve Montaj	Birçok mühendislik ve inşaat firması; Güriş İnşaat ve Mühendislik A.Ş, Fina Enerji Mühendislik vb.
İşletme ve Bakım/Onarım	Enercon, Nordex vb.
Elektrik Malzemelerinin (Jeneratör, Trafo, Şalt Sahası Malzemeleri, İletim ve Dağıtım Sistemi Bağlantısı için	Büyük bölümü de Türkiye'den temin edilebiliyor
Rüzgâr Santrallerinin Kredilendirilmesi	Yerli ve yabancı bankalar tarafından artan sayıda rüzgâr projesi için kredi sağlanmaktadır. (İş Bankası, Yapı ve Kredi Bankası, Garanti Bankası, Akbank, Türkiye Sınai Kalkınma Bankası [Dünya Bankası (IBRD) ve Fransız Gelişim Ajansı (AFD) ile birlikte) vb.]
Lisanssız Üretim Kapsamında Türbin Üreticileri	Küçük ve orta büyüklükteki rüzgâr türbinlerinin yerli üretimi konusunda üretim yapan bazı firmalar (Northel Enerji, Ener Türk, Pars Makina, Yapıcılar Kolektif Şti, Yılmaz Redüktör vb) ve temsilcilikler (Ayetek, Mars, 4e vb.) vardır.
Milli Rüzgâr Türbin Üretimi	Ülke çapında bazı üniversiteler, araştırma kurumları ve özel sektör firmalarının oluşturduğu bir AR-GE uygulama projesi olan Milli Rüzgâr Enerji Sistemleri Geliştirilmesi ve Prototip Türbin Üretimi (MİLRES) konusunda çalışmalar yürütülmektedir. İlk etapta 500 KW'lık türbinin tasarım ve üretimi TÜBİTAK tarafından desteklenmektedir. Türbinin en kısa sürede tamamlanarak İstanbul Terkos'ta kurulması planlanmaktadır.

Uygun teşvikler sağlandıkça ve rüzgârdan bir enerji kaynağı olarak yararlanılabileceğine olan bilinç ve güven arttıkça bir yandan türbin bileşenlerinin projelendirilmesi ve yerli üretimi, diğer yandan rüzgâr ölçüm ve değerlendirilmesi, santral tasarımı, nakliye ve türbinlerin montajı, işletme ve bakımı, enerji üretimi ve ticareti vb. konularında da hizmet sağlayan alt firmaların sayısı da hızla artacaktır.

#### 8.4 Rüzgâr Santralleri Şebeke Bağlantısı

Rüzgâr santrallerine TEİAŞ tarafından 11.917 MW'lık kapasite tahsisi yapılmıştır. Bunun 3.760 MW'ı 1 Kasım 2007 öncesi, 7.398 MW'ı 1 Kasım 2007 başvurularından lisans alanlara, 713 MW'ı güç artırımı talebinde bulunan mevcut lisanslı santrallere ve 6 MW'ı ise Lisans Yönetmeliği Ek-1 maddesine göre AR-GE amaçları için tahsis edilmiştir. TEİAŞ'ın yıllara göre RES bağlanabilir kapasite projeksiyonu Şekil 8.5'te verilmektedir<sup>5</sup>.



Şekil 8.5 TEİAŞ Yıllara Göre RES Bağlanabilir Kapasite Projeksiyonu<sup>4</sup>

Bununla birlikte daha önce lisans almış olan toplam kurulu gücü 805 MW olan 23 adet RES şirketi 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanun'unun Geçici 9. maddesine göre Kanun'un yürürlüğe girdiği tarihi takip eden 1 ay içerisinde EPDK'ya başvurarak lisanslarının sonlandırılarak teminatlarının iadesini talep etmiştir.

TEİAŞ 2015 yılında alınacak RES ön lisans başvurusu için Lisans Yönetmeliğinin<sup>5</sup> Geçici 17. maddesine göre, bağlantı noktasına göre ve/veya bölgesel bazda, sisteme bağlanabilecek rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesisi kapasitesini illere göre belirlemiştir. Bu kapsamda Türkiye genelinde sisteme bağlanabilecek rüzgâr enerjisine dayalı toplam **3.000 MW'lık kapasite TEİAŞ tarafından yayımlanmıştır**<sup>7</sup>(Şekil 7.6). Yönetmeliğe göre 2014 yılı içerisinde rüzgâr ölçümleri yapılacak ve ön lisans başvuruları EPDK tarafından 1 yıllık rüzgâr ölçüm sonuçları ile birlikte 24-30 Nisan 2015 tarihinde alınacaktır.

<sup>4</sup> Kemal Yıldır, Türkiye Elektrik İletim Sisteminde Rüzgâr Enerji Santralleri, TÜREK 2013, İstanbul

<sup>5</sup> Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği 2 Kasım 2013 tarihli RG



Şekil 8.6 Bölgesel Bazda Sisteme Bağlanabilecek Rüzgâr Enerjisine Dayalı Üretim Tesisi Kapasiteleri<sup>6</sup>

## 8.5 Rüzgâr Enerjisine Uygulanan Teşvikler

Enerjide ithalat bağımlılığının azaltılması ve arz güvenliğinin sağlanması amacıyla YEK kullanımının artırılması Türkiye enerji politikasının önemli bir unsurudur.

Türkiye’de rüzgâr enerjisi başta olmak üzere yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik enerjisi üretimi;

- 6446 Sayılı “Elektrik Piyasası Kanunu”
- 5346 Sayılı “Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının” Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun”(YEK-e Kanunu) ve

adı geçen kanunlarla ilgili ikincil mevzuatı kapsamında teşvik edilmektedir.

### 6446 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ve İlgili Yönetmeliklere göre teşvikler

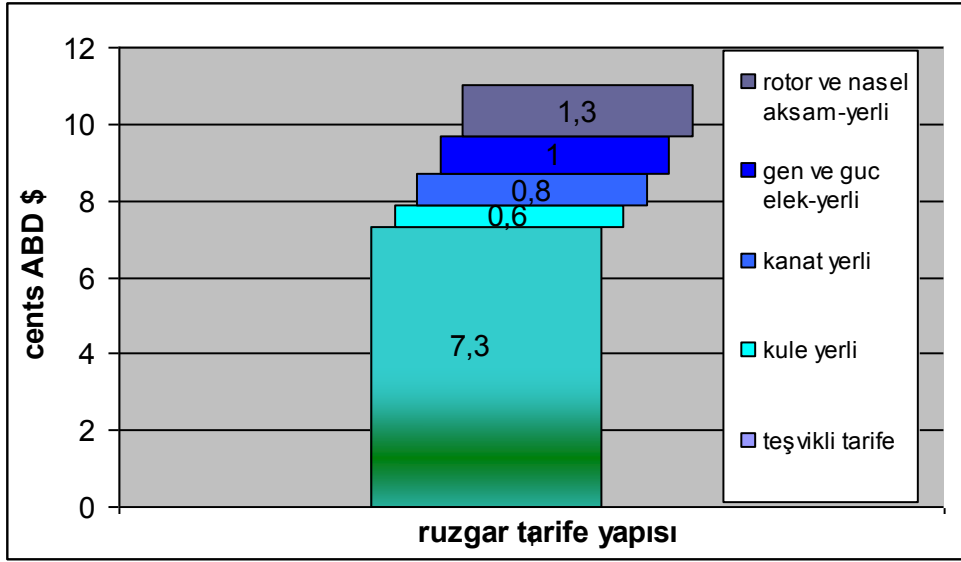
- Ön lisans/lisans başvurusunda lisans başvuru bedelinde %90 muafiyet,
- YEK üretim tesisleri için ilgili lisanslara derç edilen tesisi tamamlama tarihini izleyen ilk sekiz yıl süresince yıllık lisans bedeli alınmamaktadır.

<sup>6</sup> [www.teias.gov.tr/duyurular](http://www.teias.gov.tr/duyurular) (29.11.2013)

## 5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun kapsamında teşvikler

Ülkemizde rüzgâr enerjisinden elektrik üretimine uygulanmakta olan destek sistemi (YEKDEM) teşvikli sabit fiyat mekanizmasıdır. Teşvik oranları kullanılacak yenilenebilir enerji kaynağına göre değişmektedir (Cetvel-1). Tarife geçerlilik süresi 2015 yılı sonuna kadar devreye girme koşuluyla **10 yıldır**. Yerli teknoloji oluşumunu teşvik etmek amacıyla da bu tesislerde kullanılan mekanik ve/veya elektro-mekanik aksamının en az ilgili Yönetmelikte tanımlı miktar kadarcının yerli üretim olması halinde üretilecek elektrik enerjisi için 5 yıl süreyle ilave fiyat uygulanır<sup>7</sup> (Cetvel-2). Yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim faaliyeti gösteren tesisler için uygulanacak fiyat ve süreler ile yerli katkı ilavesi 10/5/2005 tarihli ve 5346 sayılı Kanun'un 6'ncı ve 6/B maddelerine göre, Bakanlar Kurulu'nca 31.12.2020 tarihine kadar uzatılmıştır.<sup>8</sup>

5346 sayılı Kanun 1 ve 2 sayılı cetvellere göre bir rüzgâr santralinden üretilen elektriğin tarifesi ve bu santralde yerli üretim ekipman kullanımı halinde (RES-e) kullanılan yerli ekipmana göre mevcut tari-feye ek olarak uygulanacak fiyatlar<sup>9</sup> Şekil 8.7'de gösterilmektedir:



Şekil 8.7 Rüzgâr -e Tarife ve Yerli Üretim Katkısı (YEKDEM)

Diğer yandan rüzgâr enerjisine dayalı kurulu gücü **azami 1 Megawattlık üretim tesisi** kuran gerçek ve tüzel kişiler **lisans alma ve şirket kurma yükümlülüğünden muaftır**. Bu tesislerde lisanssız üretim yapan gerçek ve tüzel kişilerin dağıtım sistemine verdiği ihtiyaç fazlası elektrik enerjisi, YEKDEM kapsamında rüzgâr enerjisine uygulanan tarifeden satın alınmaktadır (1 sayılı Cetvel). Bu tesislerde yerli ekipmanlar kullanılarak elektrik üretilmesi halinde **beş yıl süreyle mevcut**

<sup>7</sup> Yenilenebilir Enerji kaynaklarından Elektrik Enerjisi Üreten Tesislerde Kullanılan Aksamın Yurt İçinde İmalatı Hakkında Yönetmelik

<sup>8</sup> Bakanlar Kurulu Kararı (5 Aralık 2013 tarihli RG)

<sup>9</sup> Zerrin T. Altuntaşoğlu, Rüzgâr Enerjisinden Elektrik Üretimine Sağlanan Teşvikler, MMO İzmir Şubesi Rüzgâr Sempozyumu ve Sergisi, 23-24 Aralık 2011, İzmir

**tarifeye ek olarak yerli aksama uygulanan fiyatlardan yararlanma olanağı da vardır** (2 sayılı Cetvel). Ancak bu kapsamda ilgili mevzuat kapsamında tesis edilecek elektrik **üretim tesisi ve bağlantı ekipmanında kullanılan malzemelerin** ilgili standartlara göre imal edilmiş, garanti kapsamında ve **son beş yıl içerisinde üretilmiş olması gerekmektedir.**

5346 sayılı Kanun'la söz konusu santrallere **arazi kullanımıyla ilgili destekler** de sağlanmaktadır:

- 8/1/2011 tarihi itibarıyla işletmede olanlar dâhil, 31/12/2015 tarihine kadar işletmeye girecek Kanun kapsamındaki **YEK'e dayalı üretim tesislerinden, ulaşım yollarından ve lisanslarında belirtilen sisteme bağlantı noktasına kadarki TEİAŞ ve dağıtım şirketlerine devredilecek olanlar da dâhil enerji nakil hatlarından yatırım ve işletme dönemlerinin ilk on yılında izin, kira, irtifak hakkı ve kullanma izni bedellerine %85** indirim uygulanır. Orman Köylüleri Kalkındırma Geliri, Ağaçlandırma ve Erozyon Kontrolü Geliri alınmaz.
- Milli Park, Tabiat Parkı, Tabiat Anıtı ile Tabiatı Koruma Alanlarında, Muhafaza Ormanlarında, Yaban Hayatı Geliştirme Sahalarında, Özel Çevre Koruma Bölgelerinde **ilgili bakanlığın, Doğal Sit Alanlarında ise ilgili koruma bölge kurulunun olumlu görüşü alınmak kaydıyla YEK'e dayalı elektrik üretim tesislerinin kurulmasına izin verilir.**

Yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik, sera ve su ısıtma, biyoyakıt ürünleri ile yatırımlarda devlet yardımları kapsamında sağlanan diğer teşvikler “**YEK TEŞVİKLERİ**” başlıklı 11. Bölümde ayrıntılı olarak anlatılmıştır.

## 8.6 Rüzgârdan Üretilen Elektriğin Ticareti

Bir rüzgâr enerji santralinde üretilen elektrik enerjisinin ticareti üç farklı şekilde yapılabilir;

- YEK Destekleme Mekanizması kapsamında Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezine (PMUM)
- İkili anlaşmayla tedarik şirketlerine, TETAŞ ya da serbest tüketicilere
- Dengeleme Güç Piyasası piyasa kapsamında PMUM'a

Rüzgâr enerji üreticisi ürettiği enerjiyi;<sup>10</sup>

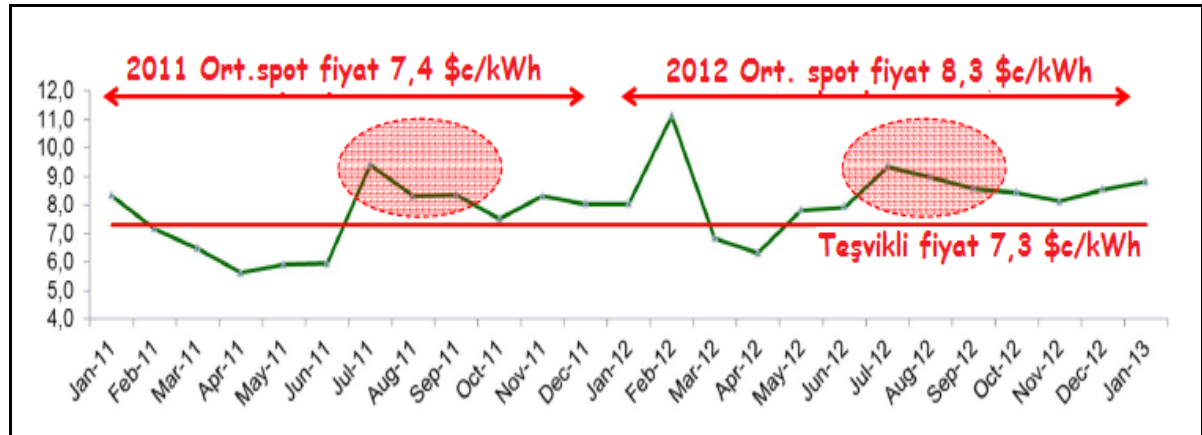
- Dengeleme Güç Piyasası kapsamında satmayı tercih ederse saatlik üretim tahminini gün öncesi belirlenen saate kadar PMUM'a bildirmek zorundadır ve öngörülen minimum teminat ödeme yükümlülüğü vardır. Gün sonunda üretici belirttiği miktardan az üretim yapmışsa eksik üretim için dengeleme güç piyasasında gerçekleşen en yüksek fiyattan dengesizlik maliyetini öder, planlanandan fazla üretim yapılmışsa gerçekleşen fazla üretimin bedeli dengeleme güç piyasasında gerçekleşen en düşük fiyattan satın alınır.
- YEKDEM kapsamında satış yapmayı tercih ederse -YEKDEM katılımcısı olma koşuluyla gün öncesinden saatlik üretim tahminini belirlenen saate kadar Milli Yük Tevzii Merkezine bildirecektir. Ay sonunda ise YEKDEM katılımcısı, okunan sayaç değerlerini PYS (Piyasa Yönetim Sistemi) üzerinden PMUM'a bildirerek bu bedel üzerinden fatura keser ve ödemesini (kanunda belirlenen tarife (7.3 cents ABD\$) üzerinden) alır. YEKDEM kapsamında eksik/fazla üretimlerle ilgili bir ceza uygulaması ile minimum teminat ödeme yükümlülüğü bulunmamaktadır.

<sup>10</sup> Zerrin T. Altuntaşoğlu, Rüzgar Enerjisinden Elektrik Üretimine Sağlanan Teşvikler, MMO İzmir Şubesi Rüzgar Sempozyumu ve Sergisi, 23-24 Aralık 2011, İzmir

2011-2013 yılları arasında YEKDEM'e dahil olan rüzgâr santrallerinin sayısı Tablo 8.5'te verilmektedir. 5346 sayılı Kanun'la öngörülen teşvikli fiyatın piyasa fiyatından düşük olması, yerli üretimle ilgili ikincil mevzuatın açıklığa kavuşturulmaması, mevzuatta tanımlanan belgelerin sağlanamaması vb. nedenleriyle 2011-2013 yılları arasında yerli üretim katkısından yararlanmak üzere başvuru yapan rüzgâr santrallerine yerli üretimden yararlanma belgesi verilememiş başvuran firmalar sadece teşvikli fiyattan yararlanabilmiştir (Tablo 8.5). Rüzgâr santrali yatırımcıları da ürettikleri enerjiyi genellikle YEKDEM rüzgâr fiyatına göre daha cazip düzeyde seyreden piyasa fiyatlarından serbest piyasada ikili anlaşmalarla satmayı tercih etmiştir (Şekil 8.8).

**Tablo 8.5.** Yıllara Göre YEKDEM Mekanizmasına Dahil Olan Rüzgâr Santralleri<sup>11</sup>

Yıl	Rüzgâr Santral Sayısı-Adet	Toplam Güç-MW	Toplam RES Kurulu Gücünün %'si	RES teşvikli fiyat +Yerli Katkıdan Yararlanan Rüzgâr Santral Sayısı - Adet
2011	9	469,1	% 35,29	Sadece RES teşvikli fiyattan yararlanma +Yerli katkı yok,
2012	22	684,5	% 39,59	Sadece RES teşvikli fiyattan yararlanma +Yerli katkı yok,
2013	3	75,9	% 3,36	Sadece RES teşvikli fiyattan yararlanma +Yerli katkı yok,
2014	21	826,4	% 29,94	RES teşvikli fiyat + yerli katkıdan yararlanan var



**Şekil 8.8** 2011 ve 2012 Yıllarında Rüzgâr Enerjisi Teşvikli Fiyat ve Spot Piyasa Fiyatları<sup>12</sup>

İlgili yönetmelikte yapılan değişikliğin 4 Eylül 2013 tarihli Resmi Gazete'de yayımlanmasından sonra 2014 yılı için YEKDEM ve yerli ekipman kullanımı katkı payı için başvurular artmıştır. 2014 yılı için

<sup>11</sup> www.epdk.org.tr

<sup>12</sup> Emre Hatem, Financing wind energy in Turkey, Garanti Bankası, February 2013

YEKDEM'den yararlanmak için toplam kurulu gücü 826,4 MW olan 21 rüzgâr santrali başvurmuştur. Bu santrallerden beş adedi sistemden üçüncü dönem, altı adedi ikinci dönem olarak ve geri kalan ilk kez yararlanacaktır. YEKDEM kapsamında santrallerin yararlanacakları tarifeler (**tarife ve yerli üretim katkıları**) Tablo 8.6'da verilmektedir.

**Tablo 8.6** 2014 Yılında YEKDEM'den Yararlanacak Rüzgâr Santralleri Listesi<sup>13</sup>

RES Adı	Kurulu Güç MWm	Kurulu Güç MWe	İşletmeye Giriş Tarihi	Yaralanma Dönemi	YEKDEM Uygulanan Toplam Fiyat cents\$/kWh	Açıklama YEKDEM RES Tarife+Yerli Katkı
Metristepe	40	39	21.06.2012	1	7,78	Tarife+ Kule
Dinar	50,6	50	19.07.2013	1	7,78	Tarife+ Kule
Edincik	30	30	19.07.2013	1	7,78	Tarife+ Kule
Samurlu	30	30	31.05.2013	1	8,7	Tarife+Kule+ Kanat+Bağ Elemanları
Kozbeyli	32,2	32,2	22.02.2013 (kısmi)	1	8,7	Tarife+Kule+ Kanat+Bağ Elemanları
Geycek	38	38	11.10.2013 (kısmi)	1	8,58	Tarife+Kule+Kanat
Soma	140,1	140,1	30.01.2012	1	8,58	Tarife+Kule+Kanat
Poyraz	54,9	54,9	03.05.2013	1	8,58	Tarife+Kule+Kanat
Seyitali	30	30	22.07.2011	3	8,1	Tarife+ Kanat
Datça	29,6	29,6	16.04.2009	3	8,58	Tarife+Kule+Kanat
Kuyucak	25,6	25,6	09.12.2010	3	8,58	Tarife+Kule+Kanat
Keltepe	20,7	20,7	28.04.2010	2	8,58	Tarife+Kule+Kanat
Çataltepe	16	16	19.04.2011	2	8,1	Tarife+ Kanat
Sarıkaya	28,8	28,8	19.10.2009	2	7,3	Tarife
İntepe	30,4	30,4	22.11.2007	2	7,3	Tarife
Çamseki	20,8	20,8	24.06.2009	2	7,3	Tarife
Mazi I	39,2	39,2	13.04.2007	2	7,3	Tarife
Soma	90	90	11.11.2010	3	7,78	Tarife+ Kule
Hisartepe	15	15	09.04.2010	3	7,3	Tarife
Zeytineli	49,5	49,5	21.06.2013	1	7,78	Tarife+ Kule
Ayyıldız	15	15	05.09.2009	1	7,3	Tarife
TOPLAM	826,4	824,8				

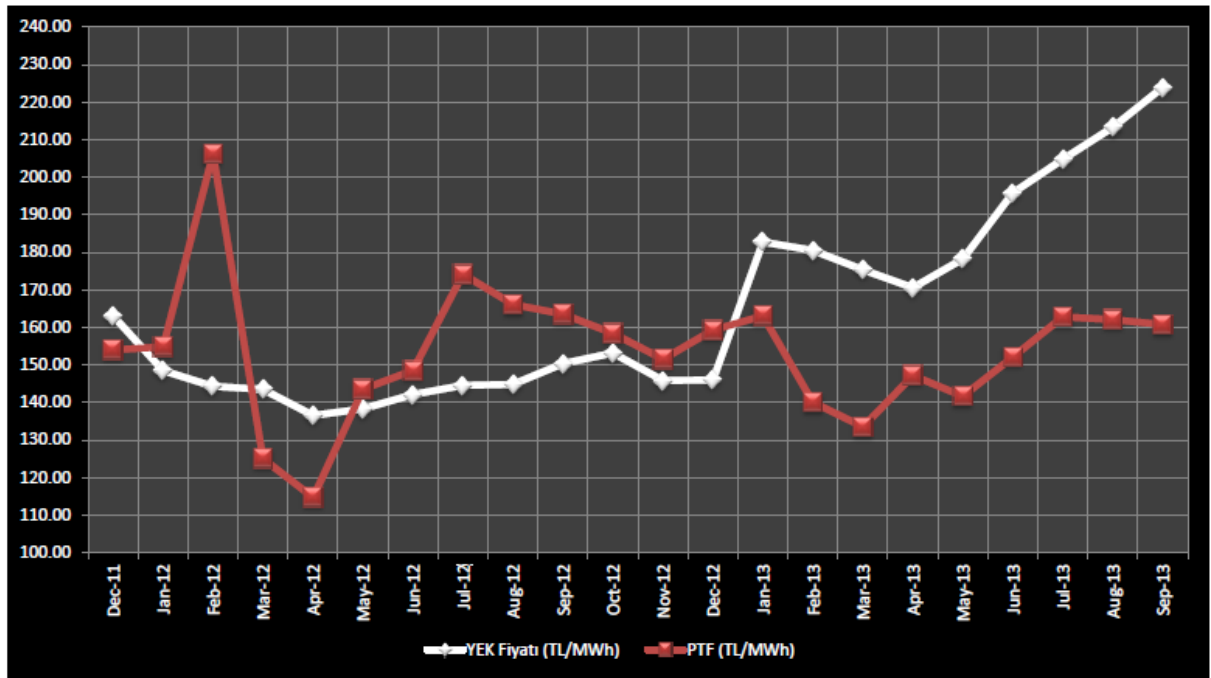
2011-2013 Eylül dönemi için bütün yenilenebilir enerji kaynakları için YEKDEM ve Elektrik Piyasası Geçmiş Fiyat (PTF) Ortalamaları ise Tablo 8.7 ile Şekil 8.9'da görülmektedir<sup>14</sup>.

<sup>13</sup> www.epdk.org.tr

**Tablo 8.7** 2011-2013 Eylül Dönemi İçin YEKDEM (tüm YEK'ler) ve Elektrik Piyasası Geçmiş Fiyat (PTF) Ortalamaları<sup>15</sup>

DÖNEM	YEKDEM uygulamaları ortalama fiyatı	Piyasa uygulamaları ortalama PTF fiyatı
Aralık 2011 – Aralık 2012	144,09	156,02
Ocak 2013 – Eylül 2013	188,50	151,46

2013 yılında döviz kurundaki artışın yanı sıra (2012 yılı ortalama 1 USD = 1,795 TL ve 2013 yılı ortalaması 1 USD = 1,876 TL) 2012 yılında YEKDEM uygulamasına katılan hidrolik ve rüzgâr santrallerinin 2013 yılında YEKDEM uygulamasından çıkmaları ve yüksek birim fiyatlı (13.3 cent/kWh) biyogaz ve biyokütle kaynaklı santrallerin ağırlıklı olarak YEKDEM uygulamasında yer almalarından dolayı 2012 yılında 144,09 TL/MWh olan ortalama YEK fiyatı 2013 yılında 188,50 TL/MWh seviyesine çıkmıştır<sup>15</sup>.

**Şekil 8.9** 2011-2013 Eylül dönemi için Aylara Göre YEKDEM ve Elektrik Piyasası Geçmiş Fiyat (PTF) Ortalamaları<sup>15</sup>

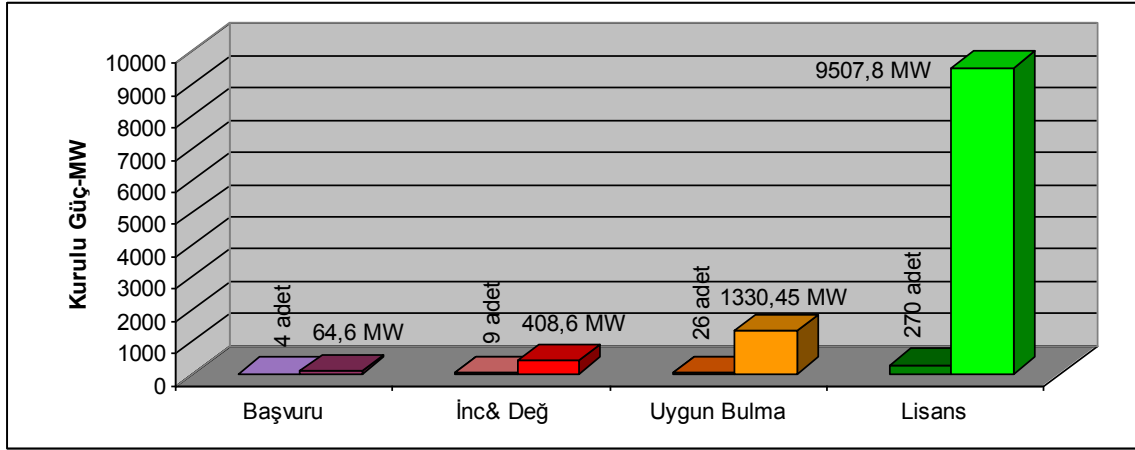
<sup>14</sup> Nezir Ay, TEİAŞ Elektrik Piyasası İşletme Dairesi Başkanı, 2011-2013 Dönemi YEKDEM Uygulamaları, TÜREK 2013, İstanbul



## 8.7 Rüzgâr Enerjisi İçin Öngörülen Hedefler, EPDK'daki Projelerin Durumu

*Arz Güvenliği Strateji Belgesi'nde* rüzgâr enerjisi kurulu gücünün 2023 yılında 20.000 MW'a ulaşması hedeflenmiştir.

EPDK tarafından 2013 yılı sonuna kadar toplam 9.507,8 MW gücünde 270 rüzgâr projesine lisans verilmiştir. Halen toplam kurulu gücü 1.330,45 MW olan 26 proje için uygun bulma kararı alınmıştır. Toplam kurulu gücü 408,6 MW olan 9 proje inceleme ve değerlendirme, 64,6 MW olan 4 adet proje ise başvuru aşamasında bulunmaktadır (Şekil 8.10)<sup>15</sup>.



Şekil 8.10 EPDK'daki Projelerin Durumu

EPDK tarafından işlem yapılan rüzgâr projelerinin toplam kurulu gücü 11.311,45 MW'tır. 2013 yılı sonuna kadar lisans verilen toplam gücü 9.507,8 MW olan 270 adet rüzgâr projelerinin sadece toplam gücü 2.759,6 MW olan 72 adedi işletmeye (lisans verilen projelerin ancak %29'u) girebilmiştir. Bu durum, 2023 yılı için hedeflenen kurulu güce erişimin pek de mümkün olamayacağını göstermektedir.

**REPA'ya göre rüzgâr sınıfı iyi ile sıra dışı arasında 47.849,44 MW olduğu EPDK tarafından lisanslanan 9.507,8 MW'lık projenin de ancak 2.759,6 MW'ının işletmeye alındığı göz önüne alındığında potansiyelin büyük bir kısmının hala değerlendirmeyi beklediği görülmektedir. Bu nedenle bu konudaki süreçlerin hızlandırılması ile ilgili çalışmalar yapılmalıdır.**

### Yeni Başvurular İçin İzlenecek Adımlar

#### Lisanslı üretim

6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ve Lisans Yönetmeliği<sup>16</sup> ile lisanslama süreci ön lisans ve lisans olmak üzere iki aşamalı hale getirilmiştir:

<sup>15</sup> Elif Feryal Karakaş, EPDK, Yenilenebilir Enerji Kaynakları ve İlgili Uygulamalar, ODTÜ Mezunlar Derneği, 18.01.2014

<sup>16</sup> Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği (2 Kasım 2013 RG)

- *Ön lisans*: Üretim faaliyetinde bulunmak isteyen tüzel kişilere, üretim tesisi yatırımlarına başlamaları için gerekli onay, izin, ruhsat ve benzerlerinin alınabilmesi için mücbir sebep hâlleri hariç yirmi dört ayı geçmemek üzere verilen izindir.
- *Lisans*: Piyasada faaliyet göstermek isteyen tüzel kişiye kurumca verilen izindir. Ön lisansla öngörülen işlemler tamamlandıktan sonra verilir. Lisans süresi en az 10 en fazla 49 yıl olabilir.

2015 yılından sonra **rüzgâr enerjisine dayalı ön lisans başvuruları her yıl Ekim ayının son beş iş gününde**, bir önceki yıl o yıl için açıklanan kapasite çerçevesinde **EPDK tarafından alınacaktır**. Ön lisans başvurularında başvurulacak yerde yapılmak üzere Yönetmelik'te ve ilgili diğer mevzuatta belirtildiği şekilde **son üç yıl içinde elde edilmiş en az bir yıl süreli ölçüm yapılması zorunluluğu** vardır. **2014 yılı için** rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesisi **ön lisans başvuruları ise Yönetmeliğin 17. Geçici Maddesine göre 2015 yılı Nisan ayının son haftasında** (26-30 Nisan arasında) yapılabilecektir. Ön lisans başvurusunda bulunan tüzel kişiler, TEİAŞ tarafından ilan edilen bağlantı noktası veya bölgelerinden<sup>17</sup> (Şekil 8.6) yalnızca bir bağlantı noktası veya bölgesi tercih edebileceklerdir.

Ön lisans başvurularının ilgili mevzuat çerçevesinde teknik değerlendirmesi Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü, bağlantı görüşlerinin değerlendirilmesi ise TEİAŞ ve/veya dağıtım lisansı sahibi tüzel kişi tarafından yapılacaktır. Aynı bağlantı noktasına ve/veya aynı bağlantı bölgesine bağlanmak için birden fazla başvuru olması halinde sisteme bağlanacak olanın seçimi TEİAŞ tarafından yarışma ile yapılacaktır.

Ön lisans süresi içerisinde; söz konusu sahanın *mülkiyet veya kullanım hakkının elde edilmesi*, imar planlarının onaylanması, *ön proje onayının alınması*, bağlantı ve sistem kullanım anlaşmaları için TEİAŞ veya ilgili dağıtım şirketine başvurunun yapılması, *Askeri Yasak Bölgeler ve Güvenlik Bölgeleri Yönetmeliği uyarınca gerekli görüşlerin alınması*, Teknik Etkileşim İzninin alınması (Ön lisans alma tarihinden itibaren yüz seksen gün içerisinde ilgili kuruma başvuru yapılmalıdır.), *Çevresel Etki Değerlendirme Yönetmeliği kapsamında*<sup>18</sup> *gerekli olan kararın alınması* (Ön lisans alma tarihinden itibaren doksan gün içerisinde ilgili kuruma başvuru yapılmalıdır.), üretim tesisine ilişkin yapı ruhsatının veya yerine geçecek belgenin alınması, *TEİAŞ ile imzalanmış RES Katkı Payı Anlaşmasının yapılmış olması* gerekmektedir.

### **Lisanssız üretim**

**Rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesislerinde lisanssız üretim** yapmak isteyen gerçek veya tüzel kişilerin başvuruları ise *Lisanssız Üretim Yönetmeliği ve Tebliği* hükümlerine göre yapılır. Lisanssız üretim yapmak isteyen gerçek veya tüzel kişiler bağlantı ve sistem kullanımı için *lisanssız üretim bağlantı başvuru formu* ile ekinde ilgili *Yönetmelik'te*<sup>19</sup> belirtilen bilgi ve belgelerle *her takvim ayı içinde* doğrudan ilgili şebeke işletmecisine başvurur.

İlgili Şebeke İşletmecisi yapılan başvuruları;

<sup>17</sup> [www.teias.gov.tr/duyurular](http://www.teias.gov.tr/duyurular) (29.11.2013)

<sup>18</sup> 3 Ekim 2013 RG

<sup>19</sup> Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmelik ve Yönetmeliğin Uygulanmasına Dair Tebliğ (2 Ekim 2013 RG)

- *Takip eden ayın ilk yirmi günü içinde* toplu olarak değerlendirilerek sonuçlandırılır.
- Bağlantı noktası uygun bulunan ile alternatif bağlantı önerilen rüzgâr enerjisi başvuruları *Teknik Değerlendirme Raporu* hazırlanması için Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğüne gönderir. YEGM tarafından teknik değerlendirme otuz gün içerisinde sonuçlandırılır.
- Değerlendirilen başvurulara ilişkin gerekçeli değerlendirme sonucunu ve bağlantı noktası uygun bulunmayan başvurular için varsa alternatif bağlantı önerisini kendi internet sayfasından bir ay süreyle ilan eder.
- Gerçek veya tüzel kişilerin Yönetmelik'te belirtilen belgeleri süresi içerisinde ve eksiksiz olarak sunmaları halinde, otuz gün içerisinde bağlantı anlaşması imzalanır.

Bu Yönetmelik hükümlerine göre şebekeye bağlanacak üretim tesislerinin geçici kabul işlemlerinin, **bağlantı anlaşmasının imza tarihinden itibaren;**

- **YG seviyesinden bağlanacak** hidrolik kaynağa dayalı üretim tesisleri dışındaki üretim tesislerinde **iki yıl,**
- **AG seviyesinden bağlanacak** tüm üretim tesislerinde **bir yıl,**
- İletim şebekesine bağlanacak üretim tesislerinde Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği çerçevesinde aynı niteliklere sahip üretim tesisleri için öngörülen süre

**içerisinde tamamlanması zorunludur.** Mücbir sebepler dışında, bu sürelerin sonunda üretim tesisinin tamamlanmaması halinde bağlantı anlaşması ile su kullanım haklarına ilişkin izin belgeleri kendiliğinden hükümsüz hale gelir.

### **Değerlendirme ve Sorunlar**

1. Çok sık yapılan mevzuat değişiklikleri ve belirsizlikler yatırımları geciktirmektedir. Mevzuat kararlılığı sağlanmalıdır.
2. Rüzgâr projelerinde gerekli izinlerin alınması, projelerin geliştirilmesi için gerekli sürenin büyük kısmını almaktadır. Bu konuda özellikle kurumlar arası koordinasyon eksiklikleri giderilmeli, uygulama prosedürleri sadeleştirilmeli, açık ve anlaşılır kılavuzlar hazırlanarak, izinlerin daha kısa sürede alınabilmesi sağlanmalıdır.
3. 2012/15 sayılı Başbakanlık Genelgesinde belirtilen; her türlü devir, irtifak hakkı tesisi ve kiralama işlemleri için ilgili kamu kurum ve kuruluşlarınca Başbakanlıktan izin alınması lisanslı projelerde ciddi oranda gecikmelere neden olmaktadır. Hazine ve orman arazi tahsisleri ile ilgili kurumlardan izinlerin, kamu ve ülke çıkarlarının korunması ilkesine sadık kalarak, gecikmelere sebep olmadan verilebilmesi konusunda düzenleme yapılmalıdır.

Ön lisans başvurularında başvurulacak Lisans Yönetmeliğinde belirtildiği şekilde *son üç yıl içinde elde edilmiş en az bir yıl süreli ölçüm yapılması* zorunluluğu getirilmiştir. Ancak halen bir çok yatırımcı rüzgâr ölçüm direklerinin dikilmesi konusunda bile, yukarıda belirtilen *Genelge* gereğince Başbakanlıktan izin beklemektedir. İzinlerin gecikmesi ölçümlerin zamanında tamamlanamamasına ve başvuruların yapılamamasına yol açacaktır. İzin başvurularının değerlendirme ve sonuçlandırma süreci hızlandırılmalıdır.

4. İstanbul ve Gelibolu'da rüzgâr projelerinin yasaklanması ile ilgili daha önce hazırlanan Tebliğ taslağı gelen tepkiler üzerine geri çekilmiş ancak bu konuda bazı esneklikler içeren bir genelge hazırlığının sürdüğü yapılan toplantılarda yetkililer tarafından ifade edilmiştir. Rüzgâr enerjisi potansiyeli açısından yüksek olan bu bölgelerde mevcut lisanslı projelerin ve yeni başvuruların yapılamayacak olması halinde, ciddi miktarda rüzgâr kaynağı değerlendirilemeyecektir. RES kurulması öngörülen bölgelerde yaşayanların da görüşleri alınarak, orman varlığına, verimli tarımsal arazilere, sit alanlarına ve yerleşim yerlerine zarar vermeyecek çözümler geliştirilmelidir.
5. 6446 Elektrik Piyasası Kanunu Geçici 9 (1) maddesine göre *üretim lisanslarında belirtilen inşaat öncesi süre içerisinde, üretim tesisinin inşaatına başlanması için yerine getirilmesi gereken yükümlülüklerini tamamlamamış tüzel kişilere verilen 6 aylık ek süre, 2 Mayıs 2014 tarihinde sona erecek ve mücbir sebepler dışında bu süre içerisinde de yükümlülüklerini yerine getiremeyen tüzel kişilerin lisansları iptal edilecektir.* Orman ve hazine arazilerinde başbakanlıktan izin alma, bazı belediyelerin birleşme nedeniyle seçim sonrasında ortadan kalkacak olması nedeniyle oluşan yasal karmaşa vb. nedenlerle bazı rüzgâr projelerinde izinlerin belirtilen süre içerisinde tamamlanamayacağı belirtilmektedir. Bu konu ayrıntılı incelenerek adil bir çözüm üretilmelidir.
6. Milli Park, Tabiat Parkı, Tabiat Anıtı ile Tabiatı Koruma alanlarında, Muhafaza Ormanlarında, Yaban Hayatı Geliştirme Sahalarında, Özel Çevre Koruma bölgelerinde ilgili Bakanlığın, Doğal Sit alanlarında ise ilgili koruma bölge kurulunun olumlu görüşü alınmak kaydıyla yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretim tesislerinin kurulmasına izin verilecek olması, ülkenin doğasının tahrip edilmesine, flora ve fauna kaybına ve yerli halkla yeni bir çatışma alanının yaratılmasına yol açabilecek bir husustur. Bu tür alanlarda verilecek izinlerde; objektif kriterler belirlenmeli ve RES projelerinde yer seçiminden-proje fizibilitesi-montaj-işletme aşamalarına kadar tüm süreçte çevre öncelikle göz önüne alınarak değerlendirilmeli, halkın kabulü, diyalog ve danışma önemsenmelidir.
7. Rüzgâr santrallerinin radar sistemlerine etkileri konusunda yapılacak teknik etkileşim analizinin ön lisans kapsamına alınması olumlu bir adımdır. Ancak teknik etkileşim analizinin santal sahalarının belirlenmesi ile ilgili mevcut kurallar, RES sistemleri ve radar uygulamaları konusunda son gelişmeler ile uluslar arası uygulamalar göz önüne alınarak ve rüzgâr kaynağının azami değerlendirilmesini mümkün kılacak şekilde yapılması sağlanmalıdır.
8. Rüzgâr santrallerinin sayıları ve türbin yükseklikleri arttıkça kuşlarla etkileşim ve başta nesli tükenmekte olan göçmen kuşların zarar görme olasılığını da gündeme getirmektedir. Ülkemizde özellikle göç yolları, kuş üreme, beslenme ve dinlenme alanları vb. civarında yer alacak rüzgâr santrallerinde kuşların yaşam alanlarının zarar görmemesi için başta yatırımcılar olmak üzere tüm ilgili taraflarca azami özen gösterilmelidir. Ayrıca santralin bulunduğu alan özellikleri göz önüne alınarak kuş-türbin çarpışmaları olasılığının önlenmesi için gerekli önlemler (*kuşların göç rotaları izlenerek türbinlerin mümkün olduğunca uçuş yollarına paralel olacak şekilde inşa edilmesi, türbin görünürlüklerinin artırılması, türbin grupları arasında uçuş yollarına destek olacak koridorların bırakılması, kuş geçişleri sırasında çarpışmaların azaltılabilmesi için radar/sesli uyarı sistemleri kurulması, inşaat süreçlerinin kuşların üreme dönemi vb hassas zaman aralıklarından kaçınacak şekilde düzenlenmesi vb.*) alınmalıdır.

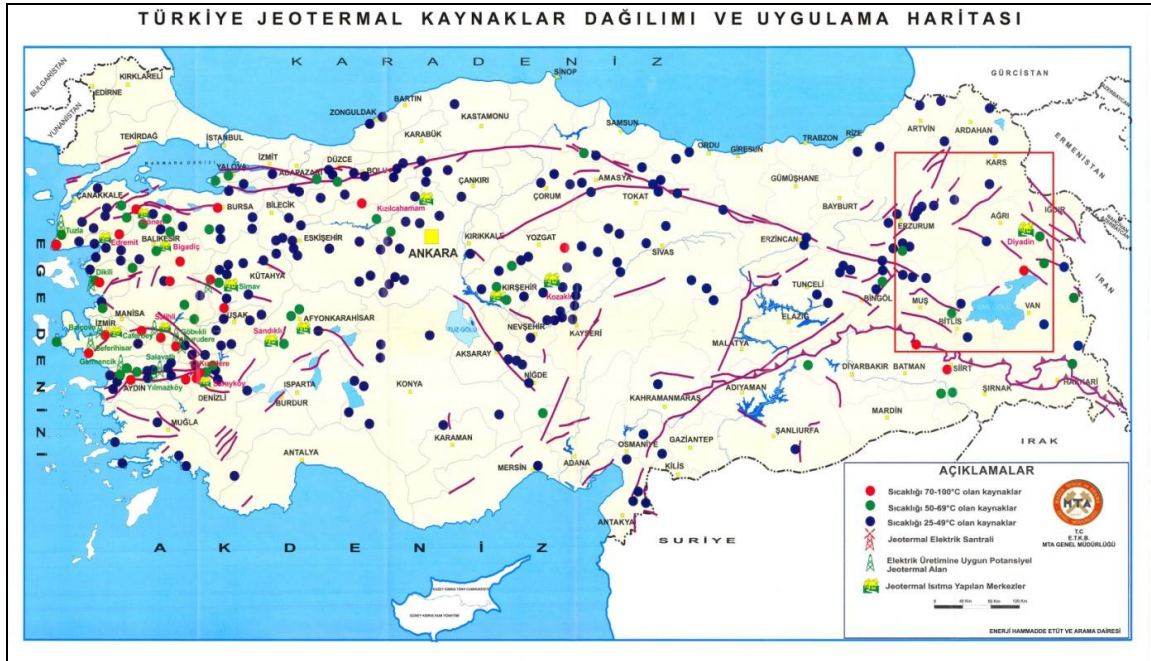
9. Geçtiğimiz yılda yaşanan orman yangınları, ormanlık alanlarda yer alan RES tesisleri için ek tedbirler alınmasını gündeme getirmiştir. RES için açılan yollar, orman yangınlarına daha kolay ve erken müdahale için avantaj sağlamaktadır. Bununla birlikte santralde çalışan personele yangın çıkması halinde *yangının olası etkileri ve yapılacak görevler ile İşçi Sağlığı ve İş Güvenliği ile ilgili Tüzük ve Yönetmelikleri* konusunda gerekli periyodik eğitimler verilmelidir. Bunların yanı sıra, özellikle hassas bölgelerde yangına müdahale etmek için gerekli ekipmanların bulundurulması sağlanmalıdır.
10. 2013 Aralık sonu itibariyle Türkiye rüzgâr enerjisi kurulu gücü 2.759,15 MW 'a ulaşmıştır. Bu hedefe göre, 2020 yılına kadar 17.240,4 MW rüzgâr santrali kurulması gerekmektedir. Mevcut teknoloji ortalama yatırım fiyatları ile 1 MW rüzgâr santralin kurulum maliyetinin 1.200.000 Euro olduğu düşünülürse bu kadar yatırım için yaklaşık 21 Milyar €'luk kaynak gerekmektedir. Bu kadar büyük bir kaynağın azami oranda yurt içinde kalmasının sağlanması için gerekli çalışmalar yapılmalıdır. Bu amaçla rüzgâr enerjisine özgü üç spesifik alana (*rüzgâr kaynak değerlendirmesi, karakterizasyon ve tahmin yöntemleri dahil, rüzgâr türbin teknolojisi ve tasarımı, tedarik zinciri ile ilgili konular*) özel ilgi gösterilmelidir. Bu alanlarda mevcut durum ve ihtiyaçlar belirlenmeli, türbin teknolojilerindeki gelişmeler göz önüne alınmalı, kapsamlı yol haritaları oluşturulmalıdır.
11. Yenilikçilik, rekabetçi ekonomik yapının en önemli unsurlarından biridir ve yeniliklerin büyük kısmı bilgi ve teknoloji üreten AR-GE faaliyetlerinden kaynaklanmaktadır. Bu nedenle, uzun dönemli ulusal bir bilim teknoloji politikası oluşturulmalı, kısa dönem ara hedefler dahil uzun dönem hedefler ve yol haritası oluşturulmalıdır. Araştırma geliştirme faaliyetleri, teknoloji geliştirmenin işlevsel bir aracı olup, yeni ürünün tasarımı ve imalatında olduğu kadar, ürün geliştirmede de büyük öneme sahiptir. AR-GE altyapısı olmadan bir işletme ürünlerini küresel rekabete açamaz, rekabet gücü sağlayacak bir ürün yelpazesi gerçekleştiremez. Bu nedenle, üniversite-sanayi-devlet üçgenindeki ilişkiler güçlendirilmeli, bilimsel ve teknolojik yatırımların yapılabilmesini sağlayan ortamlar yaratılmalı ve sağlıklı bilgi akışı sağlanmalıdır. AR-GE faaliyetlerinin sonuçları uygulamaya geçirilmelidir.
12. Rüzgâr enerjisine yönelik her alanda (türbin tasarımı, mühendislik hesapları, tedarik süreci, imalat, testler, kalite ve belgeleme, rüzgâr ölçümleri ve değerlendirmesi, santral tasarımı, lisans başvuru ve gerekli izinlerin alınması süreci, inşaat, kabul, enerji tahmini vb.) çalışma yapanların/yapmayı planlayanların envanteri çıkarılarak çalışma alanlarına yönelik veri tabanı oluşturulmalıdır.
13. Yerli üretime üretilen enerji tarifesi üzerinden teşvik verilmesi bu konuda yerli imalat yapan firmalara doğrudan yarar sağlamayan bir uygulamadır. Yerli üretimin desteklenmesi konusunda verilecek temel destekler bu tür imalatı yapan firmaların doğrudan faydalanmalarını sağlayacak finansal ve vergi teşvikleri, araştırma ve geliştirme destekleri, yatırım yapacak imalatçıların yatırımlarında kolaylık sağlanması, imal edilen türbinlerin güvenilirliğini ve kalitesini gösterecek ve tüketici güveninin oluşmasını sağlayacak test ve sertifikasyon programlarına katılım için destekler vb. sağlanmalıdır.

## 9. JEOTERMAL POTANSİYELİMİZ

Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesinin 2012 Enerji Raporu'nda, jeotermal enerji potansiyeli ve kullanımıyla ilgili aşağıdaki değerlendirmeler yer almaktadır.

### Türkiye'de Jeotermal Enerjinin Doğrudan Kullanımı

Türkiye'nin yoğun tektonik hareketliliği nedeniyle önemli bir yerli ve yenilenebilir enerji kaynağımız jeotermal enerjidir. Yurdumuzun jeotermal potansiyelinin belirlenmesi için gerekli araştırmalar ve incelemeler Maden Tetkik ve Arama (MTA) Genel Müdürlüğü tarafından 1962 yılında başlatılmıştır. Günümüze kadar MTA tarafından 222 jeotermal alan tespit edilmiş ve yaklaşık. 1962 yılından günümüze kadar jeotermal doğrudan kullanım ve elektrik üretim amaçlı 535 tanesi MTA tarafından olmak üzere toplamda 900 civarında sondaj kuyusu açılmıştır.



Şekil 9.1 Türkiye'de Jeotermal Kaynakların Dağılımı

Ülkemizdeki jeotermal sahalar (Şekil 9.1) daha çok Batı Anadolu'da yer almaktadır (Örneğin, Afyon, Aydın, Balıkesir, Bursa, Çanakkale, Denizli, İzmir, Kütahya, Manisa, Muğla, Sakarya, Uşak, Yalova). Jeotermal sahaların %95'i orta ve düşük entalpili sahalar olup, doğrudan kullanıma yani bölgesel konut ısıtılması, seracılık ve kaplıca turizmüne uygundur. MTA tarafından en düşük 35°C kuyu başı sıcaklığına göre ispatlanmış jeotermal ısıl kapasite toplamı 475 MW<sub>t</sub> düzeyindedir. Yurdumuzun tahmin edilen jeotermal ısıl gücünün (31.500 MW<sub>t</sub>) 5 milyon eşdeğer konutun ısıtılmasına yeteceği ifade edilmektedir. (Kaynak MTA)

Türkiye jeotermal bölgesel konut ısıtılmasında bilgi, deneyim ve uygulama açısından dünyada önde gelen ülkeler arasındadır.

- Kaplıcalar, bölgesel konut ısıtılması, sera ısıtılması, tarımsal kurutma, ısı pompası ve endüstriyel uygulamalar jeotermal enerjinin doğrudan kullanımı kapsamındadır.

- 2010 yılı itibarıyla dünyada 78 ülkenin jeotermal enerjiyi doğrudan kullanım kapasite toplamı 50.583 MWt'dir. İlk yedi ülke, ABD (12.611 MWt), Çin (8.898 MWt), İsveç (4.460 MWt), Norveç (3.300 MWt), Almanya (2.485 MWt), Japonya (2.099 MWt) ve Türkiye (2.084 MWt)'dir.

### Türkiye'nin Jeotermal Potansiyeli

- Türkiye dünyanın 7. büyük jeotermal enerji potansiyeline sahiptir.
- Türkiye'nin jeotermal enerji potansiyeli 31.500 MW varsayılmaktadır. İspatlanmış fiili kullanılabilir teknik kapasite 4.809 MWt olup, 2.705 MWt'lık kısmı ispatlanmış olup, 805 MWt'i konut ısıtmasında, 612 MWt'i sera ısıtmasında, 380 MWt'i termal tesis ısıtmasında, 870 MWt de kaplıca kullanımda ve 38 MWt'i ısı pompası uygulamasında kullanılmaktadır. Elektrik teknik potansiyel ise 600 MWe (4 milyar kWh/yıl, keşfedilen 15 saha) olarak belirlenen potansiyel yeni keşifler ile 1.000 MWe olarak belirlenmiş ve fiili kurulu güç ise 308 MWe'dir.
- İTÜ Enerji Enstitüsü, yapılacak yeni saha araştırma ve sondaj çalışmalarıyla, bu rakamın 2.000 MWe'ye yükseltilebileceğini öngörmektedir. Devredeki santrallerin kurulu gücü 310,80 MW'a ulaşmıştır. Lisans alan jeotermal elektrik santrallerinin kurulu gücü 414,00 MW'dır. Öte yanda, 31.12.2013 itibarıyla toplam 329,50 MW kapasitede 12 proje lisans başvuru sürecinin çeşitli aşamalarında. Yaklaşık 150-200 MWe için de arama, saha çalışmaları devam etmektedir. Elektrik üretimi amaçlı tüm bu projeler gerçekleşirse bu proje stoku, iktidarın 600 MW'lık hedefini ikiye katlayabilecektir. Ancak bu rakam bile, İTÜ Enerji Enstitüsü'nün 2.000 MW öngörüsünün çok gerisindedir.

**Tablo 9.1** Elektrik Üretimini Olduğu Jeotermal Saha Sıcaklıkları (Aralık 2013)

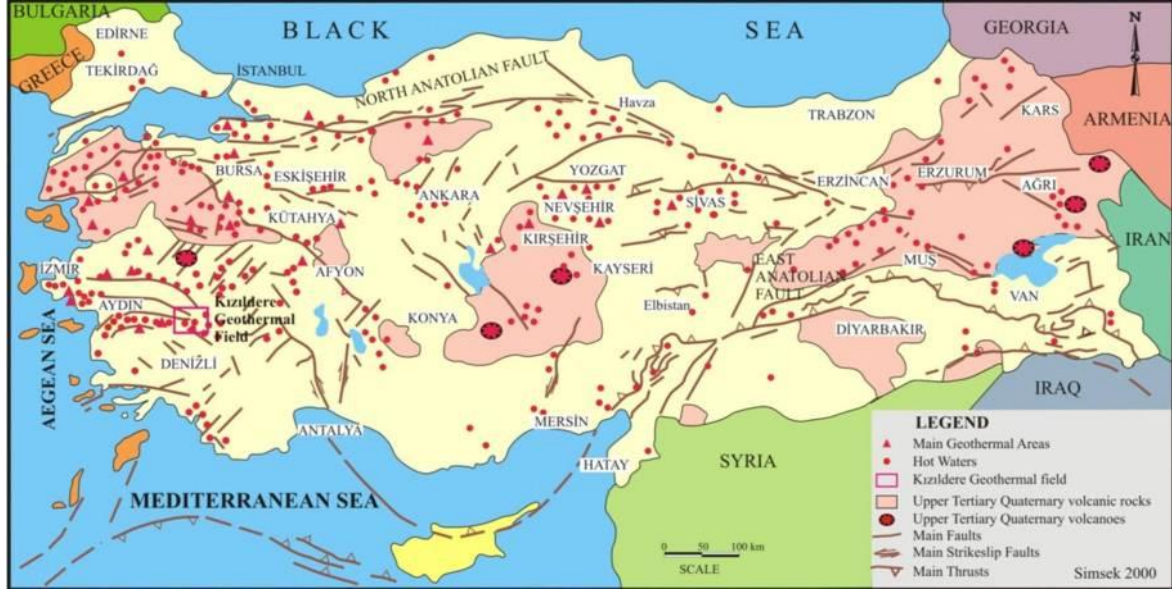
Elektrik Üretimini Olduğu Jeotermal Saha Sıcaklıkları (Aralık 2013)			
Saha Adı	Sıcaklık(°C)	Saha Adı	Sıcaklık (°C)
Manisa-Alaşehir-Köseali	287	Kütahya-Simav	162
Manisa Alaşehir	265	Aydın-Umurlu	155
Manisa-Salihli-Caferbey	249	İzmir-Seferihisar	153
Denizli-Kızıldere	242	Denizli-Bölmekaya	147
Aydın-Germencik-Ömerbeyli	239	Aydın-Hıdırbeyli	146
Manisa-Alaşehir-Kurudere	214	İzmir-Dikili-H.Çiftliği	145
Aydın-Yılmazköy	192	Aydın-Sultanhisar	145
Aydın-Pamukören	188	Aydın-Bozyurt	143
Manisa-Alaşehir Kavaklıdere	188	Denizli-Karataş	137
Manisa-Salihli-Göbekli	182	İzmir-Balçova	136
Kütahya-Şaphane	181	İzmir-Dikili-Kaynarca	130
Çanakkale-Tuzla	174	Aydın-Nazilli-Güzelköy	127
Aydın-Salavatlı	171	Aydın-Atça	124
Denizli-Tekkehamam	168	Denizli Sarayköy Gerali	114

- 1960'lardan beri 186 adet jeotermal sahası keşfedilmiştir. Bunların %95'i doğrudan kullanıma uygundur.
- Rezervuar sıcaklığı 120°C üzerinde olanlar, elektrik üretimi için planlanan jeotermal sahalarıdır.
- Ülkemizde daha çok Batı Anadolu'da yer alan jeotermal sahaların %95'i bölgesel konut ısıtılması, seracılık ve kaplıca turizmüne uygundur.

**Tablo 9.2** Jeotermal Enerji ile Bölgesel Isıtma Yapılan Yerler

Isıtma Yapılan Bölge	Isıtılan Eşdeğer Konut Sayısı	İşletmeye Alınış Yılı	Jeotermal Akışkan Sıcaklığı (°C)
Balıkesir-Gönen	3.400	1987	80
Kütahya- Simav	5.000	1991	137
Kırşehir	1.900	1994	57
Ankara-Kızılcahamam	2.500	1995	70
İzmir-Balçova	35.000	1996	137
Afyon	4.600	1996	95
Nevşehir-Kozaklı	1.300/3.500	1996	90
İzmir-Narlıdere	1.500	1998	125
Afyon-Sandıklı	6.000/12.000	1998	75
Ağrı-Diyadin	570 / 2.000	1999	70
Manisa-Salihli	7.290/ 24.000	2002	94
Denizli-Sarayköy	2.200/ 5.000	2002	95
Balıkesir -Edremit	4.881/ 7.500	2003	60
Balıkesir-Bigadiç	1.950 /3.000	2005	96
Yozgat-Sarıkaya	600/2.000	2007	60
Yozgat-Sorgun	1.500	2008	80
Yozgat-Yerköy	500/3.000	2009	65
İzmir-Bergama	450/10.000	2009	60





Şekil 9.2 Türkiye’de Aktif Tektonik Hatlar ve Sıcak Su Kaynaklarının Dağılımı

- Sıcaklıkları 20-242°C arasında değişen 1.500 adet sıcak ve mineralli su kaynağı mevcuttur.
- Şu an Türkiye’de
  - 86.853 konut eşdeğeri bina,
  - 2.811,000 m<sup>2</sup> sera,
  - 325 spa tesisi

jeotermal enerjiyle ısınmaktadır.

TEİAŞ verilerine göre Türkiye’de 31 Aralık 2013 itibarıyla mevcut 13 jeotermal elektrik santralinin toplam kurulu gücü 310.8 MWe’dir.

Tablo 9.3 Devrede Olan Jeotermal Elektrik Üretim Santralleri

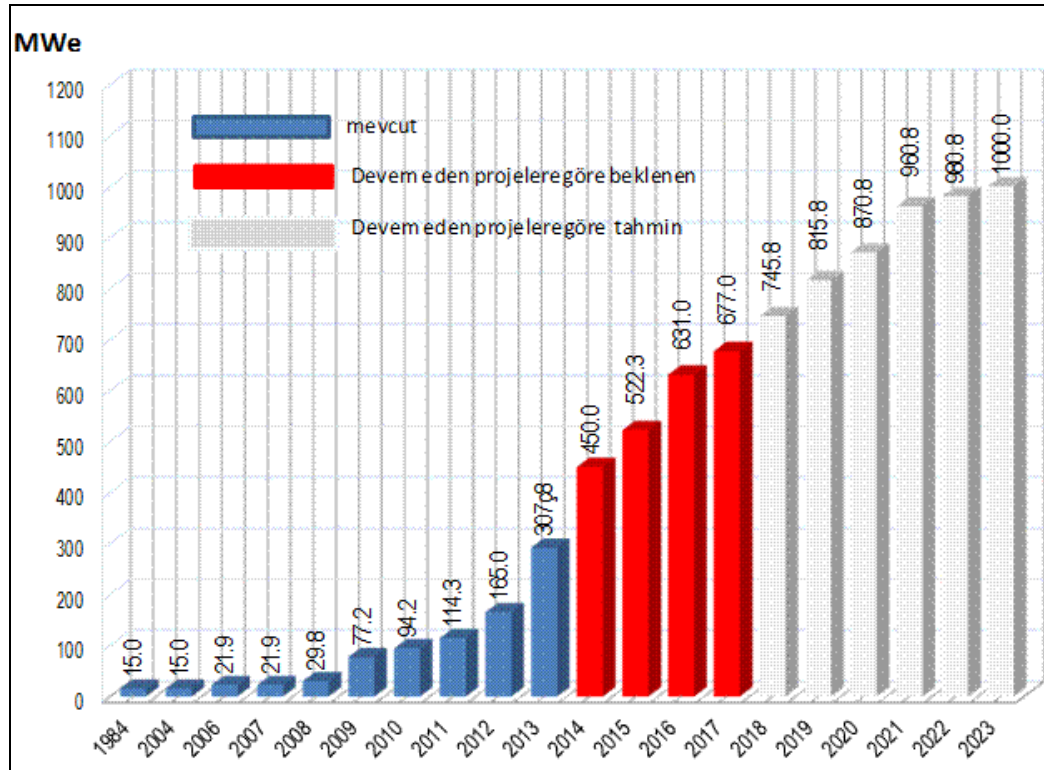
Yer	İşletici Firma	Kurulu Gücü (MWe)	Santral Tipi	İşletmeye Alınış Yılı
Denizli- Kızıldere	Zorlu Enerji	15	Flash	1984
Aydın-Salavatlı (Dora-1)	Menderes Jeotermal	7.95	Binary	2006
Aydın-Salavatlı (Dora-2)	Menderes Jeotermal	11.5	Binary	2010
Aydın-Germencik	Gürmat	47.4	Flash	2009
Denizli-Kızıldere	Bereket	6.85	Binary	2008
Çanakkale-Tuzla	Enda (TJEAS)	7.5	Binary	2010
Aydın-Hıdırbeyli	Maren Enerji-Irem	20	Binary	2011
Aydın-Hıdırbeyli	Maren Enerji-Sinem	24	Binary	2012
Aydın-Hıdırbeyli	Maren Enerji-Deniz	24	Binary	2012

Aydın-Salavatlı (Dora-3)	Menderes Jeotermal	17	Binary	2012
Aydın Gümüşköy	BM	6.6	Binary	2013
Aydın Pamukören	Çelikler	45	Binary	2013
Denizli Kızıldere II	Zorlu Enerji	75	Flash/Binary	2013

Yurdumuzda, işletmede olan jeotermal santraller, “Doğrudan Buharlaştırma - Yoğuşma Çevrimli Santral” (Flash-F) ve İki Akışkan Çevrimli Santral” (Binary-B) olarak iki farklı tiptedir.

Ülkemiz, jeolojik konumu ve buna bağlı tektonik yapısı nedeniyle jeotermal kaynaklardan doğrudan faydalanma (ısıtma, kaplıca, sera gibi) konusunda dünyada beşinci sıradadır. Elektrik enerji üretiminde ise son yıllarda hızlı artış göstermektedir. Bu duruma rağmen ülkemiz, jeotermal enerjiden yararlanma konusunda hak ettiği konumun çok gerisindedir. 1962 yılında MTA tarafından bir sıcak su envanter çalışması olarak başlatılan Türkiye'nin jeotermal enerji araştırmasıyla bugün, toplam 600'den fazla termal kaynak (sıcak ve mineralli su kaynağı) bilgisine ulaşılmıştır.

Ayrıca yaklaşık 600 MWe kurulu gücünde toplam 13 jeotermal santral fizibilite ve/veya proje aşamasındadır. Halen devam eden projelere göre mevcut ve beklenen jeotermal kurulu güç kapasiteleri (Şekil 9.3), 30'un üzerinde firma, jeotermal projeleri için etüt arama ve sondaj çalışmalarına devam etmektedir. Detayları Tablo 9.4'te verilmektedir.



Şekil 9.3 Jeotermal Elektrik Santral Kurulu Güç (Mevcut ve devam eden projelere göre hazırlanmıştır) Aralık 2013

Hazırlayan: Tefvik Kaya, Petrol Y. Mühendisi

**Tablo 9.4** Türkiye’de Fizibilite veya Proje Aşamasında Olan Jeotermal Elektrik Santralleri

Yer	İşletici Firma	Kurulu Gücü (Mwe)
Denizli Kızıldere	Zorlu	60
Aydın Germencik	Gürmat	163
Aydın Sultanhisar	Çelikler	22.5
Aydın Germencik	Maren	20
Aydın Hıdırbeyli	Karadeniz	20
Denizli Sarayköy	Akça	3.5
Aydın Pamukören	Çelikler	22.5
Çanakkale Babadere	MTN	3
Manisa Alaşehir	Türkerler	24
Manisa Alaşehir	Maspo	15
Manisa Alaşehir	Soyak	15
Manisa Alaşehir	Akça	20
Manisa Alaşehir	Zorlu	30
Aydın Nazilli	Kipaş	20
Aydın Gümüşköy	BM	6.6
Denizli Tekkehamam	Greeneco	20
Denizli Babadağ	Jeoden	2.5
Manisa Alaşehir	Deltom	
Manisa Alaşehir	Özmen	-
Manisa Salihli	Sanko	-
Manisa Salihli	Aytemiz	-
Kütahya Gediz	Orya	-
Kütahya Gediz	Güral-Summa	-
Kütahya Simav	Kayen	-
Aydın Gümüşköy	Turcas	-
Aydın Morali	Karizma	-
Aydın Çiftlikköy	Sanko	-
Aydın Ortaklar	Agni	-
Çanakkale Tuzla	Transmak	-
Manisa Alaşehir	Enel	-
Manisa Alaşehir	SDS	-
Manisa Alaşehir	Ecolog	-

## 10. TÜRKİYE'DE GÜNEŞ ENERJİSİ

### Türkiye Güneş Enerjisi Potansiyeli

“36-42” derece kuzey enlemleri arasında yer alan ülkemiz, güneş enerjisi potansiyeli açısından şanslı konumdadır. YEGM verilerine göre ortalama yıllık toplam güneşlenme süresi **metrekarede 2.640 saat** (günlük toplam 7.2 saat) olup, ortalama toplam ışınlam şiddeti **metrekarede, yılda 1.311 kWh** (günlük ortalama 3,6 kWh) olduğu hesaplanmıştır (Tablo 10.1). Türkiye'nin yıllık ortalama güneş ışınlamı ve güneşlenme süresi değerlerinin bölgesel dağılımı ise aşağıdaki tabloda görülmektedir (Tablo 10.2). En fazla güneş enerjisi alan bölge, Güneydoğu Anadolu olup, bunu Akdeniz Bölgesi takip etmektedir.

**Tablo 10.1** Türkiye'nin Aylık Ortalama Güneş Enerjisi Potansiyeli<sup>1</sup>

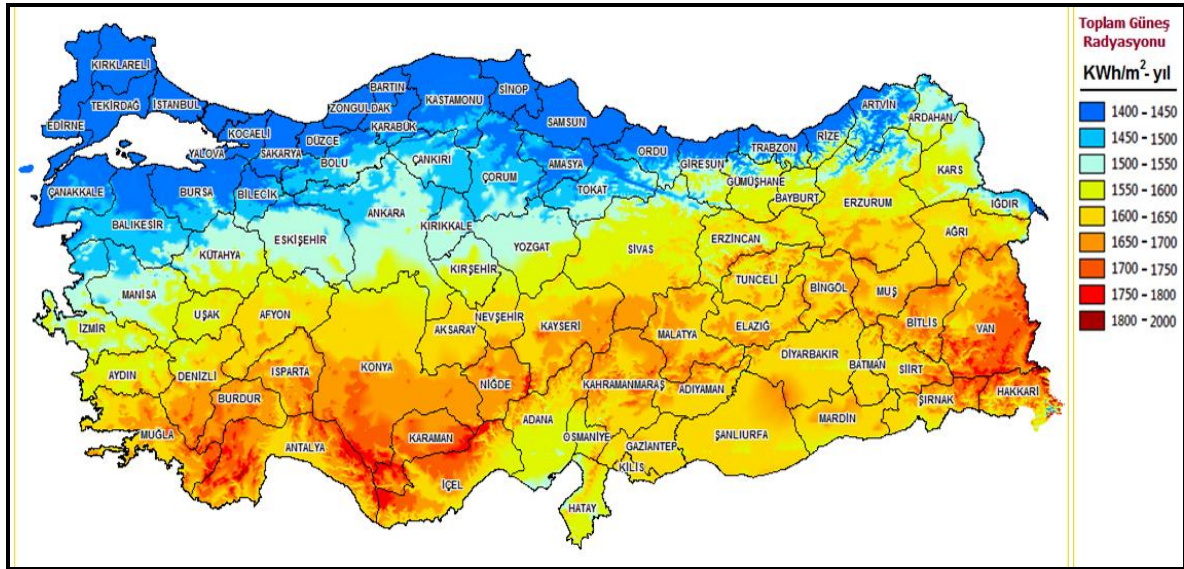
Aylar	Aylık Toplam Güneş Enerjisi (Kcal/cm <sup>2</sup> -ay) (KWh/m <sup>2</sup> -ay)		Güneşlenme Süresi (Saat/ay)
Ocak	4,45	51,75	103,0
Şubat	5,44	63,27	115,0
Mart	8,31	96,65	165,0
Nisan	10,51	122,23	197,0
Mayıs	13,23	153,86	273,0
Haziran	14,51	168,75	325,0
Temmuz	15,08	175,38	365,0
Ağustos	13,62	158,40	343,0
Eylül	10,60	123,28	280,0
Ekim	7,73	89,90	214,0
Kasım	5,23	60,82	157,0
Aralık	4,03	46,87	103,0
<b>Toplam</b>	<b>112,74</b>	<b>1.311</b>	<b>2.640</b>
<b>Ortalama</b>	<b>308 Kcal/cm<sup>2</sup>-gün</b>	<b>3,6 KWh/m<sup>2</sup>-gün</b>	<b>7,2 saat/gün</b>

<sup>1</sup> F.Birsen Alaçakır, Türkiye'de Güneş Enerjisi Potansiyeli ve EİİE'deki Çalışmalar, www.nukte.org.

**Tablo 10.2** Türkiye'nin Güneş Enerjisi Potansiyelinin Bölgelere Göre Dağılımı<sup>2</sup>

Bölge	Toplam Güneş Enerjisi (KWh/m <sup>2</sup> -Yıl)	Güneşlenme Süresi (Saat/Yıl)
Güneydoğu Anadolu	1.460	2.993
Akdeniz	1.390	2.956
Doğu Anadolu	1.365	2.664
İç Anadolu	1.314	2.628
Ege	1.304	2.738
Marmara	1.168	2.409
Karadeniz	1.120	1.971

Türkiye Güneş Enerjisi Potansiyel Atlası (GEPA), Türkiye güneş enerjisi kaynaklarının karakteristiklerini ve dağılımını belirlemek amacıyla mülga EİE Genel Müdürlüğü tarafından 2008 yılında üretilmiştir. Bu atlasta verilen güneş kaynağı haritaları ve diğer bilgiler güneş enerjisinden elektrik üretimi-ne aday bölgelerin belirlenmesinde kullanılabilecek bir alt yapı sağlamaktadır (Şekil 10.1). Türkiye'nin eğimi üç dereceden düşük ve yıllık güneşlenme süresi metrekarede 1650 kWh'ten yüksek olduğu ve santral kurulabilmeye uygun alanlar (4600 km<sup>2</sup>) göz önüne alınarak Türkiye'nin termik güneş enerjisi potansiyeli EİE tarafından yılda 380 milyar kWh olarak hesaplanmıştır.

**Şekil 10.1** EİE Güneş Enerjisi Potansiyel Atlası (GEPA)<sup>3</sup><sup>2</sup> Kaynak: EİE (2006)<sup>3</sup> www.eie.gov.tr

GEPA, 2006 yılında faaliyetleri sona eren mekanik güneş ölçüm sensörlerinin verilerinden faydalanılmıştır. Takiben, 2013 yılında yapılan GES lisans başvurularında kullanılan hassas ölçüm verilerine göre, GEPA değerlerinin genel olarak, olması gerekenden %10 civarında daha düşük olduğu anlaşılmaktadır.

### **Türkiye Güneş Enerjisinin Kullanımı**

Güneş enerjisi teknolojileri yöntem, malzeme ve teknolojik düzey açısından çok çeşitlilik göstermekle birlikte iki ana gruba ayrılabilir:

- Isıl Güneş Teknolojileri: Bu sistemlerde öncelikle güneş enerjisinden ısı elde edilir. Bu ısı doğrudan kullanılabilen gibi elektrik üretiminde de kullanılabilir.
- Güneş Pilleri: Fotovoltaik piller de denen yarı iletken malzemeler güneş ışığını doğrudan elektrığe çevirirler.

### **Güneş Enerjisinin Sıcak Su Üretiminde Kullanımı**

Güneş enerjisi uygulamaları içinde en yaygın olanı sıcak su elde etme uygulamasıdır. Türkiye’de bu sistemlerin 1970’li yılların sonunda başlayarak kullanımı ve üretimi gittikçe artan oranda gelişmiştir. 2000’li yıllara gelindiğinde, Türkiye su ısıtma için kullanılan güneş kolektörlerinin üretiminde dünyada üçüncü büyük üretici, kullanımında ise dördüncü büyük pazar durumuna gelmiştir. Türkiye’de, güneş enerjili su ısıtma sistemlerinin üretimi ve kullanımındaki gelişme, yıllar içinde genel olarak dalgalı bir seyir izlemiştir. Bu sistemlerin üretim ve kullanım miktarlarının dalgalı seyir izlemesinin sebepleri olarak<sup>4</sup>;

- Fosil yakıt fiyatlarındaki değişimler,
- Döviz kurlarındaki değişimler,
- Güneş enerjisi sistemlerinin ve bu sistemlerin imalatında kullanılan hammaddelerin fiyatlarında meydana gelen değişimler (alüminyum, bakır, çelik vb.),
- Fosil yakıt fiyatlarına hükümetlerin ÖTV, KDV vb. değerlerin oranlarında yaptıkları değişiklikler

sayılabilir.

2000 yılından önce, Türkiye’de üretilen güneş kolektörleri %90-95 oranında iç piyasada kullanılmaktayken, 2001 yılında yaşanan ekonomik kriz ile döviz fiyatlarındaki ani artışın etkisiyle yakıt fiyatlarında meydana gelen büyük artışlardan dolayı, Türkiye’de güneş kolektörü üretiminde ve yurt içi satışlarda büyük artışlar olmuştur. 2001 ekonomik krizinden önce, devlet sübvansiyonu sayesinde piyasa fiyatının altında satılan LPG’deki sübvansiyonun kaldırılarak dünya fiyatlarında satılmaya başlanmasından sonra, enerji kaynaklarında aranan alternatifler, ısıl uygulamalarda güneş enerjisini ön plana çıkartmıştır. Günümüzde, Avrupalı firmaların Türkiye pazarındaki satışları birkaç bin adete sınırlı

<sup>4</sup> Prof Dr. Necdet Altuntop, Arş. Gör. Doğan Erdemir, Türkiye’de, Güneş Enerjisi Isıl Sistemlerinin Mevcut Pazarı ve Gelişiminin İncelenmesi, 5. Güneş Enerjisi Sistemleri Sempozyumu ve Sergisi, MMO Mersin Şubesi, 7-8 Ekim 2011 Mersin.

olmakla birlikte, Uzak Doğu'dan (Çin) ithal edilen güneş kolektörleri Türkiye pazarının yaklaşık olarak %15-20'sine hâkim olma boyutlarına gelmiştir<sup>4</sup>. Güneş enerjisinden sıcak su üretimi (2010 yılında 12 milyon m<sup>2</sup> civarında düzlemsel güneş kolektörü) çoğunluğu Akdeniz ve Ege bölgesinde olmak üzere yaygın olarak kullanılmaktadır.

Türkiye'de, 1970'li yılların sonlarından itibaren faaliyet gösteren ve dünya çapında önemli bir büyüklüğe ve kapasiteye ulaşmış olan güneş enerjisi sistemlerini üreten bir sanayi kolu mevcuttur. Bu sanayi, çoğunlukla, İç Anadolu, Akdeniz, Ege bölgelerinde yoğunlaşmıştır. İrili ufaklı 150 civarında üretici firma bulunmaktadır. Üretilen güneş kolektörlerinin tamamına yakını düzlemsel güneş kolektörüdür. Türkiye'de üretilen düzlemsel güneş kolektörünün her yıl %10'luk kısmı yurt dışına ihraç edilmekte ve 3.000–4.000 civarında düzlemsel güneş kolektörü ithal edilmektedir. Son yıllarda, kısmen yerli vakum tüplü güneş kolektörü üretimi de başlamıştır. Bu üretim, yakın bir tarihte tümüyle yerli üretim olarak yapılabilecektir<sup>4</sup>.

### **Güneş enerjisinden elektrik üretimi:**

Güneş enerjisinden elektrik üretimi;

- Şebekeden bağımsız sistemler (pv + akü),
- ≤ 1000 kW olan şebeke bağlantılı küçük sistemler (lisanssız pv sistemleri),
- Şebeke bağlantılı lisanslı büyük ölçekli güneş santralleri (pv santralleri, termal güneş elektrik santralleri (parabolik oluk, parabolik çanak, merkezi alıcılar vb.)

ile yapılabilir.

PV güç sistemleri, küçük güçte ve modüler olarak kurulabilme özellikleri nedeniyle; uzun yıllardır elektrik şebekesi olmayan ücra yerlerde veya şebekeye ihtiyaç kalmadan kendi ihtiyacını karşılayabilecek konumdaki tüketim yerlerinde enerji ihtiyacının karşılanmasında şebekeden bağımsız küçük güç birimleri olarak kullanılmasının yanı sıra, şebekeye bağlı enerji santrali olarak da kullanılmaktadır. Telekom istasyonları, deniz fenerleri, otoyol ve park aydınlatmaları, trafik ikaz sistemleri, su pompalama ve bazı ev ve iş yerleri vb. otonom sistemlerde halen kullanılmaktadır. 2014 Şubat ayı sonu itibarıyla, Türkiye genelinde toplamı 69 MW büyüklükte 211 adet lisanssız GES başvurusu yapılmış ve bunların toplam 35 MW kurulu güce ulaşan 115 adedi onaylanmış olup, toplam 5,2 MW kurulu güçte 24 adedinin kabulü yapılmıştır.

1 MW kurulu güce kadar kapasitede izin verilen lisanssız GES'lerin lisanssız üretimle ilgili Yönetmelik ve Uygulama Tebliği yayımlanmasından sonra hızla yaygınlaşmaya çalıştığı gözlenmektedir.

Daha büyük ölçeklerdeki lisanslı güneş santrallerinden elektrik üretimi uygulamaları ülkemizde halen yapılamamıştır.

Güneş enerjisi önemli bir yerli kaynaktır. Bilindiği gibi güney ve batı kıyılarımızdaki turistik alanlarda elektrik talebi, özellikle yaz aylarında klima kullanımına ve artan nüfusa bağlı olarak artmaktadır. Geçmiş yıllarda yıllık puant Kasım/Aralık aylarında görülürken son birkaç yıldır Temmuz/Ağustos aylarında da bu değere yakın puant ölçüldüğü belirtilmektedir. Turistik bölgelere yakın alanlara kuru-

lacak güneş enerji santralleri oluşan bu talebin karşılanmasında önemli katkı sağlayabilecektir. Güney ve batı sahillerimizde talebin daha yüksek olduğu yaz aylarında, güneş enerjisi de aynı şekilde yüksektir.

## Güneş Enerjisi Şebeke Bağlantısı

5346 Sayılı Kanun'da;

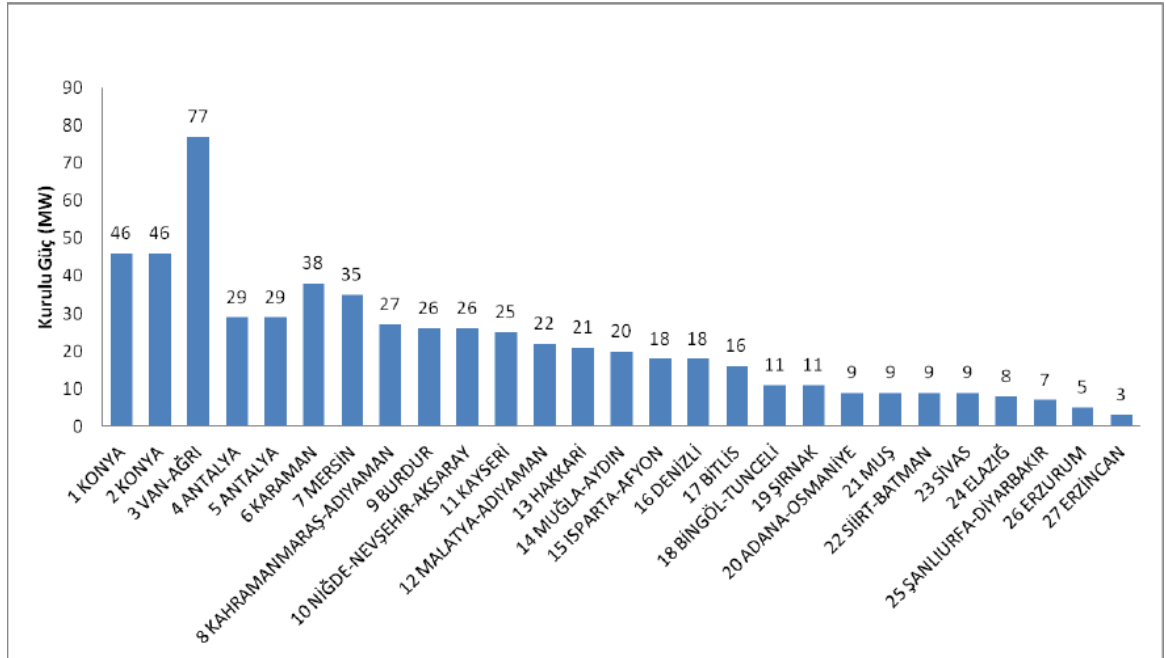
-31.12.2015'e kadar güneş enerjisine dayalı üretim tesislerinin bağlanabileceği TM ve bağlantı kapasiteleri, EİE İdaresi ve TEİAŞ'ın görüşü alınarak Kanun'un ilk yürürlüğe girmesinden itibaren 6 ay içerisinde olmak üzere her yıl Bakanlık tarafından belirleneceği,

-Güneş enerjisine dayalı bir üretim tesisi azami kurulu gücü 50 MW'la sınırlandırıldığı,

-31.12.2013 tarihine kadar iletim sistemine bağlanacak YEK belgeli güneş enerjisine dayalı üretim tesislerinin toplam kurulu gücünün 600 MW'tan fazla olamayacağı

yer almıştır.

GES'lere ilk lisans başvurularında verilecek bağlantı kapasiteleri 11 Ağustos 2011 tarihinde trafo merkezi grupları bazında ETKB tarafından yayınlanmıştır. 27 bölgede (her bölge bir veya daha fazla il içermektedir) güneş enerjisi bağlanmasına izin verilecek TM sayısı toplam 121 adettir. Bu, TM'lere bağlanabilir toplam kapasite 600 MW'tır (Şekil 10.2).



Şekil 10.2 Bölgelerin Belirlenmiş Güneş Enerjisi 2013 Yılı Bağlantı Kapasiteleri<sup>5</sup>

<sup>5</sup> Ercüment Özdemirci, TEİAŞ, Türkiye Elektrik İletim Sistemi ve Güneş Santralleri Bağlantısı, YEK Mevzuatı Güncel Bilgilendirme ve Değerlendirme Toplantısı, Ulusal PV Teknoloji Platformu, 27 Ekim 2011, Antalya.



TMMOB Makina Mühendisleri Odası Enerji Çalışma Grubu bünyesinde yapılan analizler aşağıdaki hususlara işaret etmektedir.

**Potansiyelin ne kadarını kullanabiliriz? (2010 yılı itibarıyla)**

**Tablo 10.3.** Toplam Saha Büyüklüğü

<i>1 MW için 20 dönüm</i>	<i>Dönüm</i>	<i>Saha Adedi</i>	<i>Toplam Saha Büyüklüğü (Dönüm)</i>
<i>Kurulu Güç (MW)</i>	<i>(1 dönüm = 1000 m<sup>2</sup>)</i>		
<10	<150	28.467	1.281.128
10-50	150-750	5.077	1.606.095
50-100	750-1500	847	883.769
100-200	1500-3000	445	937.045
>200	>3000	493	6.643.312
	<b>TOPLAM</b>	<b>35.329</b>	<b>11.351.349</b>

(11.351 km<sup>2</sup>)

2.000'den fazla, yerinde mülkiyet ve fiziksel koşul incelemesinde  $\pm 1/3$ 'e kadar yanılma payı gözlenmiştir.



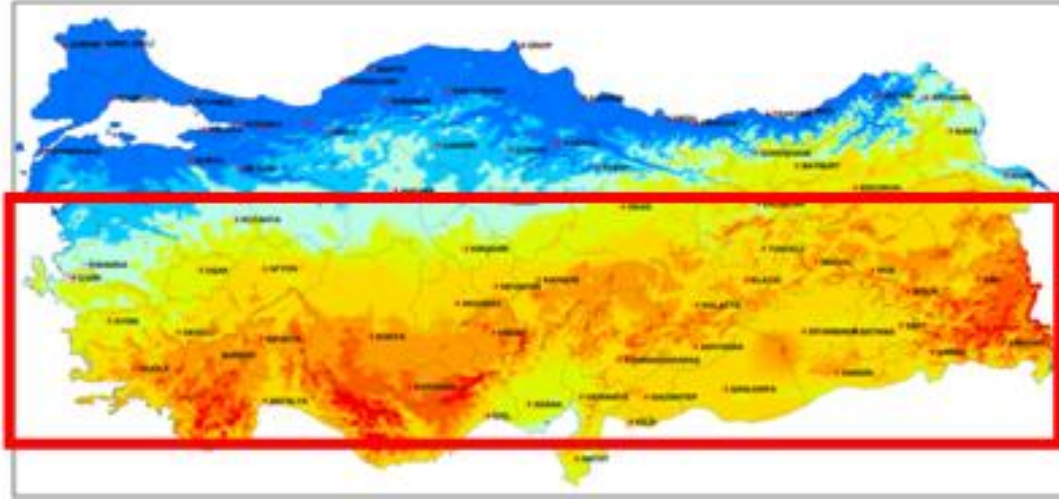
**Şekil 10.3** Mevcut Uygun Sahalar (Tüm Türkiye 38.5 derece paralel ve altı, toplam yaklaşık 11.000 km<sup>2</sup> alan)

GES kurulumuna uygun potansiyel araziler dikkate alındığında, 1 MWe GES için 20 dönüm arazi gereksinimi varsayarsak Türkiye'nin güney alt yarısında 567 bin MW kurulu güçte GES kapasitesi bulunmaktadır. En düşük beklentili varsayımlarla;

- Bu arazilerin sadece yarısının kullanıldığını,
- Bu arazi yüzeylerinin sadece %40'ına yere paralel PV panel paneller yerleştirildiğini,
- PV panel yüzeylerine gelen güneş enerjisinin sadece %10'unun GES sayacından elektrik enerjisi olarak çıktığını,
- Yıllık global güneş enerjisi girdisinin 1.600 kWh/m<sup>2</sup>-Yıl olduğunu

varsaysak bile bu sahalarda toplam 287.500 MW GES kurulabilir ve yılda en az 363 TWh elektrik enerjisi üretilebilir.

Yine, Türkiye'nin güneş enerjisi potansiyeli açısından daha zengin olan güney kısmında (38,5 paralel ve güneyi) güneş enerjisi santrali yapılabilir alanlar göz önüne alınarak (Şekil 10.4) yapılan hesaplama göre<sup>6</sup> şebeke olanakları, tahmini TM bağlantı kapasitelerine (2010 yılı) göre kurulabilecek GES'ler ve elektrik üretim potansiyelleri aşağıda sunulmaktadır.



Şekil 10.4 Türkiye Güneş Enerjisi'ne Uygun Alan (38,5 K Paralel ve Altı )

Tablo 10.4 Belirlenen Alandaki Mevcut TM'lerdeki GES Bağlanabilir Kapasitesi<sup>6</sup>

TM kapasitesi-38,5 Kuzey Paraleli ve Altı	GES'e Uygun TM Adedi	Mevcut YG GES Bağlantı kapasitesi -MW	Mevcut OG GES Bağlantı Kapasitesi- MW
	287	~ 16520	~ 2820
İzin Verilen (TEİAŞ)	121		600

<sup>6</sup> S. Şenol Tunç, Türkiye'de Güneş Enerjisi, TMMOB 8. Enerji Sempozyumu, 17-19 Kasım 2011, İstanbul.

Belirlenen TM'ler 2009 minimum yüklerine göre TM kısa devre kapasitesinin ~%5'i dikkate alınarak ve bu TM'lere tahsis edilen lisans değerleri düşülerek hesaplanan değerleri içermektedir.<sup>6</sup>

**Tablo 10.5** Yapılabilecek En Az GES Kurulu Gücü

TM Kısıtsız Türkiye Güneş kapasitesi	Saha Adedi	Toplam Büyüklük (1 Dekar- 1000 m <sup>2</sup> )	Yapılabilecek En az GES Kurulu Gücü (1 MW = 30 dekar varsayımı ile)
Toplam	~ 35.000	11.500 km <sup>2</sup>	383.333 MW

Bölgede mevcut 287 TM'de bağlantı kısıtları en yakın TM'ye en fazla 30 km hatla bağlantı varsayımı ile söz konusu alanda yapılabilecek güneş santrali kapasitesi ise aşağıda sunulmaktadır.<sup>6</sup>

**Tablo 10.6** Yapılabilecek Güneş Santrali Kapasitesi

Mevcut 287 TM bağlantı kısıtı ile (max. 30 km)	Saha Adedi	Toplam Büyüklük (1 Dekar- 1000 m <sup>2</sup> )	Karşılık GES Kurulu Gücü (1 MW = 30 dekar varsayımı ile)
Toplam	~ 4.684	5.992.500 d	199.750 MW

Buna göre TEİAŞ tarafından GES'lere tahsis edilen kapasitenin oldukça düşük olduğu görülmektedir. Kısaca, ülkenin zengin güneş kapasitesi değerlendirilmeyi beklemektedir.

## Güneş Enerjisine Uygulanan Teşvikler

### Güneş enerjisinden sıcak su üretimiyle ilgili teşvikler;

**5346 sayılı Kanun 7. maddesi 3. paragrafında** “Yeterli jeotermal kaynakların bulunduğu bölgelerdeki valilik ve belediyelerin sınırları içinde kalan yerleşim birimlerinin ısı enerjisi ihtiyaçlarını öncelikle jeotermal ve güneş termal kaynaklarından karşılamaları esastır” ifadesi yer almaktadır.

Bu madde çerçevesinde, Gıda Tarım ve Hayvancılık Bakanlığı, TOKİ, Adalet Bakanlığı, Çevre ve Şehircilik Bakanlığı, Orman ve Su İşleri Bakanlığı vb. gibi birçok resmi kurum ve kuruluş, kendi birimlerinde güneş enerjisi uygulamalarını öncelikle kullanırlar hale gelmişlerdir<sup>7</sup>.

Ayrıca Gıda Tarım ve Hayvancılık Bakanlığı Teşkilatlanma ve Destekleme Genel Müdürlüğü, “Kırsal Kalkınma Yatırımlarının Desteklenmesi Programı Çerçevesinde Makine ve Ekipman Alımlarının Desteklenmesi Hakkında Tebliğ” kapsamında tarım işletmelerinde kullanılan güneş enerjisi kolektörler alımları Tebliğ’inde belirtilen koşullara uymak kaydıyla %50 oranında hibe desteğinden yararlanabilmektedir<sup>6</sup>.

<sup>7</sup> Prof Dr. Necdet Altuntop, Güneş Enerjisi Sistemlerinin Mevzuatı, Teşvikler, Uygulamalar ve Gereklilikler, 5. Güneş Enerjisi Sistemleri Sempozyumu ve Sergisi, MMO Mersin Şubesi, 7-8 Ekim 2011 Mersin.

Orman ve Su İşleri Bakanlığı (ORKÖY Genel Müdürlüğü) tarafından orman köylülerinin ormana verdikleri zararları azaltmak için 2006 yılından beri güneş enerjisi ısıtma sistemi kullanan orman köylülerine faizsiz kredi desteği uygulamaktadır<sup>6</sup>.

Ayrıca Binalarda Enerji Performans Yönetmeliği 22. maddesinde herhangi bir destek olmamakla birlikte bu tesislerin yaygınlaşmasını sağlamak üzere bir hüküm yer almaktadır. "Yeni yapılacak olan ve yapı ruhsatına esas kullanım alanı yirmi bin metrekarenin üzerinde olan binalarda ısıtma, soğutma, havalandırma, sıhhi sıcak su, elektrik ve aydınlatma enerjisi ihtiyaçlarının tamamen veya kısmen karşılanması amacıyla, yenilenebilir enerji kaynakları kullanımı, hava, toprak veya su kaynaklı ısı pompası, kojenerasyon ve mikrokojenerasyon gibi sistem çözümleri tasarımcılar tarafından projelendirme aşamasında analiz edilir. Bu uygulamalardan biri veya birkaçı, Bakanlık tarafından yayımlanan birim fiyatlar esas alınmak suretiyle hesaplanan, binanın toplam maliyetinin en az yüzde onuna karşılık gelecek şekilde yapılır" hususu yer almaktadır.

### **Türkiye'de yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretimi;**

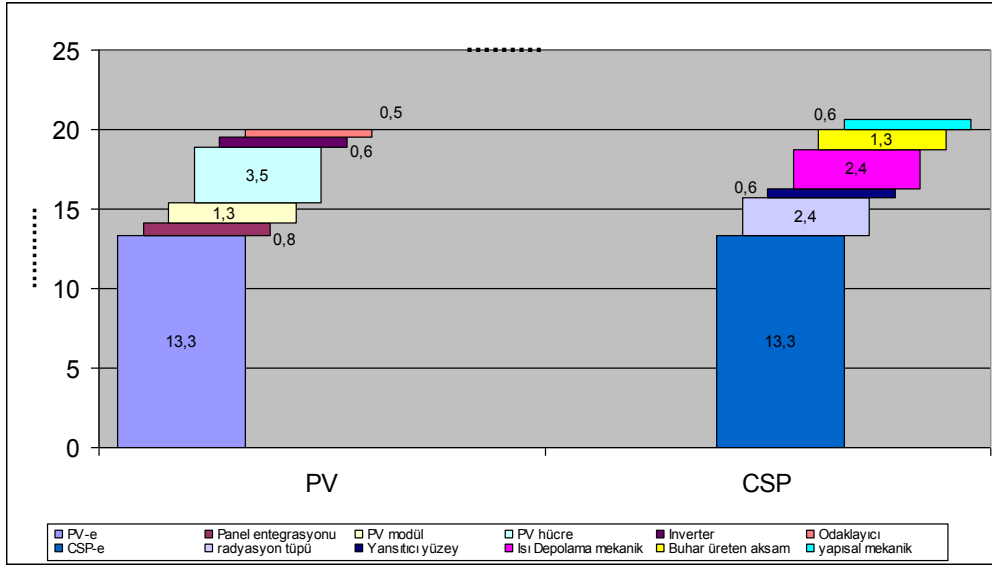
- 4628 Sayılı "Elektrik Piyasası Kanunu" ,
- 5346 Sayılı "Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun"(YEK Kanunu) ve adı geçen kanunlarla ilgili ikincil mevzuat kapsamında teşvik edilmektedir.

Ülkemizde güneş enerjisinden elektrik üretimine uygulanmakta olan destek sistemi (YEKDEM), teşvikli fiyat mekanizmasıdır<sup>8</sup>. Tarife geçerlilik süresi 2015 yılı sonuna kadar devreye girme koşuluyla 10 yıldır. Yerli teknoloji oluşumunu teşvik etmek amacıyla da bu tesislerde kullanılan mekanik ve/veya elektro-mekanik aksamının tamamının yerli üretim olması halinde üretilecek elektrik enerjisi için beş yıl süreyle ilave fiyat uygulanacaktır. YEK'ten üretilen elektriğin tüketiminin sağlanması için tüketicilere elektrik satışı yapan tedarikçilere belli miktarda yek-e alım zorunluluğu ve buna uyulmaması halinde ceza öngörülmektedir. Bunlara ek olarak arazi kullanımıyla ilgili bazı destekler de uygulanmaktadır<sup>8</sup>.

Diğer yandan güneş enerjisine dayalı kurulu gücü azami 1000 kilowatt'lık (bir megawatt) üretim tesisi kuran gerçek ve tüzel kişiler, lisans alma ve şirket kurma yükümlülüğünden muaftır. Bu tesislerde lisanssız üretim yapan gerçek ve tüzel kişilerin dağıtım sistemine verdiği ihtiyaç fazlası elektrik enerjisi de YEKDEM kapsamında satın alınmaktadır. Ayrıca bu tesislerde yerli ekipmanlar kullanılarak elektrik üretilmesi halinde, beş yıl süreyle mevcut tarifeye ek olarak yerli aksama uygulanan ilave elektrik alım fiyatından yararlanma olanağı vardır<sup>9</sup>. Güneşten üretilecek elektrik enerjisi için uygulanacak tarife, kWh başına 13,3 ABD dolardır (Şekil 10.5). 5346 sayılı Kanun'a göre güneş enerjisi ile elektrik üretim santralinden üretilecek elektrik enerjisine uygulanacak teşvikli fiyatlar Şekil 10.5'te sunulmaktadır.

<sup>8</sup> Zerrin T. Altuntaşoğlu, Türkiye'de Rüzgar Enerjisi Mevcut Durum, Sorunlar, TMMOB 8. Enerji Sempozyumu, 17-19 Kasım 2011, İstanbul.

<sup>9</sup> Zerrin T. Altuntaşoğlu, Güneş Elektrikine Uygulanan Destek Sistemleri ve Türkiye'de Güneş Enerjisi Mevzuatı, 5. Güneş Enerjisi Sistemleri Sempozyumu ve Sergisi, 7-8 Ekim 2011, Mersin.



Şekil 10.5 Güneş Santralinden Elektrik Üretilmesi Halinde Uygulanacak Teşvikli Fiyatlar

## Güneş Enerjisine Uygulanacak Mevzuat

Güneş enerji tesislerinin kurulumu konusunda ilgili kanun, yönetmelik ve tebliğe göre ana hususlar aşağıdadır:

### a) Lisans kapsamındaki güneş enerjisi tesisleri

1. Lisans başvuruları kapsamında sunulacak olan standardına uygun ölçümlerde, yatay yüzeye gelen toplam güneş radyasyonu değerinin 1620 kWh/m<sup>2</sup>yıl'a eşit veya yüksek olması zorunludur.
2. Güneş enerjisine dayalı her bir üretim tesisi başvurusunun azami kurulu gücü 50 MW'la sınırlandırılmıştır.
3. 31.12.2013 yılına kadar iletim sistemine bağlanacak YEK belgeli güneş enerjisine dayalı üretim tesislerinin toplam kurulu gücü azami 600 MW olacaktır. Bu süre daha sonra 2015 yılına uzatılmıştır.
4. Güneş enerjisine dayalı üretim tesisi başvuruları ancak EPDK tarafından kurum internet sayfası ve Resmi Gazete'de ilan edilen tarihte yapılabilecektir. Tahsis edilen ve edilecek kapasitelerin dışında, bu yasa dışında (herhangi bir alım garantisi ve yarışmaya dayalı elektrik fiyatı alım garantisi kapsamı dışında) GES lisans başvuruları kabul edilmemektedir.
5. Güneş enerjisi lisans başvurularının en yakın trafo merkezine göre yapılması gerekmektedir.
6. Tesis sahasında sahanın sahibinin lisans başvurusunda bulunması durumunda aynı sahaya başka başvuru kabul edilmemektedir.
7. Güneş enerjisi başvurularında yasa, ilgili MGM yönetmeliği ve Lisans Yönetmeliği'nde belirtilen sürede, sahada en az 6 ay ölçüm yapılması zorunludur.

8. Aynı bölge ve/veya aynı trafo merkezi için yapılmış lisans başvurularında lisans almak için gerekli koşulları sağlayan birden fazla başvurunun bulunması halinde, sisteme bağlanabilecek olanı belirlemek için TEİAŞ tarafından Kanun tarafından belirlenen 10 yıl süreyle uygulanmak üzere **katkı payı yarışması yapılacaktır** (Rüzgar ve Güneş Enerjisi'ne Dayalı Üretim Tesisi Kurmak Üzere Yapılan Önlisans Başvurularına İlişkin Yarışma Yönetmeliği).
9. EPDK tarafından lisans alınmasının uygun bulunması kararının alınmasından sonra şirketin, Lisans Yönetmeliği'nde tanımlanan işlemleri tamamlaması, gerekli teminatları yatırması, TEİAŞ ile imzalanmış GES Katkı Payı Anlaşması ile ÇED Yönetmeliği kapsamında alınan “ÇED gerekli değildir” veya “ÇED olumlu” kararının ibraz edilmesi halinde lisans verilecektir (ÇED Yönetmeliği'ne göre; kurulu gücü 75 MW üzerinde olan güneş enerjisine dayalı santraller “ÇED’e” tabi ve kurulu gücü 10 MW ve üzeri olan güneş enerjisine dayalı santraller ise “Seçme ve Eleme Kriterlerine” tabidir ).
10. Lisanslı üretim tesislerinin bir sonraki yıl destekleme sisteminden (YEKDEM) yararlanabilmesi için YEK belgesi almış olması ve 31 Ekim tarihine kadar EPDK'ya başvurması gerekmektedir

**b) Yalnız kendi ihtiyaçlarını karşılamak amacıyla azami 1000 kilovata kadar olan güneş enerjisinden elektrik üretim tesisleri**

1. Bu tesisleri kuran gerçek ve tüzel kişiler lisans alma ve şirket kurmadan muaftır.
2. Her bir elektrik tüketim tesisi aboneliği için bir GES kurulabilir. Ancak dağıtım sisteminde yeterli kapasite bulunması halinde bir tüketim tesisinde birden fazla Yek tesisi kurulmasına izin verilebilir.
3. Üretim tesisi ile tüketim tesisi aynı dağıtım bölgesinde olmak zorundadır.
4. Yönetmelik kapsamına giren üretim tesisleri dağıtım sistemine bağlanır.
5. Bağlantı ve sistem kullanım anlaşması yapılmasından sonra YG'den bağlanacak tesislerin 2 yıl, AG'den bağlanacak tesislerin 1 yıl içinde tamamlanması zorunludur. Süre uzatımı yoktur.
6. Güneş enerjisine dayalı üretim tesislerinden sisteme verilen ihtiyaç fazlası enerji YEKDEM kapsamında “1 Sayılı Cetveldeki fiyattan” 10 yıl süreyle yararlanabilir (13.3ABD Doları/kWh)
7. Üretim tesislerinde kullanılan aksamın tanımlanan yerli üretim girdilerinden oluştuğunun belgelenmesi halinde üreticiden satın alınan ihtiyaç fazlası elektriğe ayrıca aksam bazında ilave (Cetvel 2) fiyatlar uygulanır. Ancak kurulacak üretim tesislerinde kullanılan mekanik ve/veya elektro mekanik aksamdan her birinin ithalat tarihi baz alınarak en fazla beş önceki takvim yılında üretilmiş olması zorunludur.
8. Muafiyetli üretim miktarını satın almakla yükümlü olan perakende satış lisansı sahibi dağıtım şirketleri bölgelerindeki muafiyetli üretim miktarı için 31 Ekim tarihine kadar YEKDEM'e tabi olmak için EPDK'ya başvurmak zorundadır.
9. Birden fazla gerçek/tüzel kişi uhdelerindeki tesislerde tüketilen elektrik enerjisi için tüketimlerini birleştirerek Yönetmelik kapsamında üretim tesisi/tesisleri kurabilirler.
10. Bu kapsamdaki tesislerden ikili anlaşmayla elektrik satışı yapılamaz, DUY kapsamında uygulamalara katılamaz.

11. Bu tesisler için kurum tarafından kamulaştırma yapılmaz. İlgili kurum ve kuruluşlardan izin almak kaydıyla kamu/hazine arazisi üzerinde ihale usulüyle üretim tesisi kurulabilir.
12. Sisteme YG'den bağlı olan ve yenilenebilir enerji kaynaklarından üretim yapanlara emisyon ticareti yapılabilmesi amacıyla, önceki yıl içinde üreterek sisteme verdikleri enerji miktarını gösteren üretim kaynak belgesi dağıtım şirketince bir yıl süreli olarak verilir.

## Güneş Enerjisi Konusundaki Hedefler

*Elektrik Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesinde*<sup>10</sup> güneş enerjisi için 2023 yılında ulaşılabilecek spesifik bir hedef belirlenmemiştir. Belgede **“hedef güneş enerjisinin elektrik üretiminde uygulanmasını yaygınlaştırmak, ülke potansiyelinin azami ölçüde değerlendirilmesini sağlamak olarak” ifade edilmiştir. “Güneş enerjisinin elektrik üretiminde kullanılması konusunda teknolojik gelişmeler yakından takip edilecek ve uygulanacaktır. Güneş enerjisinden elektrik enerjisi elde edilmesini özendirme üzere 2009 yılı içerisinde 5346 sayılı Kanun’da gerekli değişiklikler yapılacaktır.”**

5346 sayılı Kanun’daki değişiklik 2010 yılı sonunda yapılmıştır. Güneş enerjisinden üretilen elektrik enerjisine uygulanacak teşvikli fiyatlar açıklanmış ve Kanun’da **31/12/2013 tarihine kadar üretim sistemine bağlanacak YEK belgeli güneş enerjisine dayalı üretim tesislerinin toplam kurulu gücünün 600 MW fazla olamayacağı hükme bağlanmıştır.** Bu tarih, daha sonra 31.12.2015’e uzatılmıştır.

Diğer yandan Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığının 1 Kasım 2011 tarihinde yayınladığı *“Türkiye Enerji Politikalarımız”*<sup>11,12</sup> başlıklı raporunda 2023 yılına kadar tamamlanması öngörülen enerji hedefleri açıklanmıştır. Bu kapsamda toplam enerji üretiminde **güneş enerjisi hedefi 2023 yılında 3.000 MW** olarak belirtilmektedir. Bu bilgiler ışığında güneş enerji hedefleri özetle;

**31.12 2013      600 MW,  
2023      3.000 MW’dir.**

## Değerlendirme ve Sorunlar

1. Kanunda 31.5.2015 tarihine kadar işletmeye girecek güneş santrallerinin yurt içinde gerçekleştirilen imalatına ödenecek yerli katkı ilavesi konusunda öngörülen beş yıllık süre oldukça kısadır. Sanayinin gelişmesi ve belli bir olgunluğa ulaşabilmesi için, yerli üretime yönelik desteğin hem bileşen üretimi hem de özgün tasarım yerli ürün gelişimi için bu desteğin belirlenmiş hedeflere yönelik olarak uzun vadeli olarak planlanması gerekmektedir.
2. Yerli üretimin özendirilmesi açısından yerli üretim katkısıyla ödenecek ek tarifenin (Cetvel 2) aksamın tamamının yerli olarak sağlanması halinde ödenmesi yerine kademeli geçiş yapılacak şekilde değişiklik yapılarak uygulanması konusunda gerekli değişiklik yapılmalıdır.
3. 5346 Sayılı Kanun’un revizyonu olan 6094 Sayılı Kanun değişikliğiyle getirilen yerli üretime ilave teşvikler konusu özellikle güneş enerjisi sektörünün yeni gelişmeye başladığı ülkemizde önemli bir husustur. Bununla birlikte teşvikler güneş enerjisinden elektrik üretiminin yaygınlaştırılmasını sağlamaya yönelik dolaylı teşvik niteliğindedir. Bunun yanı sıra yerli güneş

<sup>10</sup> Yüksek Planlama Kurulu Karar No 2009/11, 18 Mayıs 2009

<sup>11</sup> Taner Yıldız, ETKB Enerji Bakanı, Türkiye Enerji Politikalarımız, 1 Kasım 2011

<sup>12</sup> S.Şenol Tunç, Türkiye’de Güneş Enerjisi, TMMOB 8. Enerji Sempozyumu, 2011

enerjisi endüstrisinin (pv/odaklayıcı sistem) gelişimini doğrudan destekleyecek ve imalat endüstrisi için uygun bir ortam yaratacak (yerli iş gücüne ödenen ücretlere vergi kredisi veya muafiyetleri, güneş teknolojisi alıcı ve satıcılarına uygulanacak KDV veya gelir vergisi indirimleri, AR-GE destekleri, yerli üretimi yapılan türbinlerin kalite ve güvenilirliğini teşvik edecek test ve sertifikasyon programları vb.) ilave destekler de sağlanmalıdır.

4. Tarım arazileri ve güneş santrallerinin ortak özelliği, her ikisinin de büyük, eğimi az ve güneş alan arazilere ihtiyaç duymasıdır. Güneş enerjisi maliyetlerinde son yıllarda hızla düşen maliyetler nedeniyle, son yıllarda bu tesisler, başta ABD, Avrupa ve Çin olmak üzere hızla yaygınlaşmaktadır. Benzer bir büyüme ülkemizde de yaşanırsa tarım alanları da hızla tehdit altında olabilecektir. Bu nedenle bu tesislerin planlanması konusunda azami dikkat gösterilmelidir. Tarım arazilerinin tehdit edilmemesi konusuna azami önem verilerek planlama yapılmalıdır.
5. 2012 yılında Orman ve Su İşleri Bakanlığının talimatı ile orman sayılan alanlara GES yapılması yasaklanmıştır. Bununla beraber, özellikle batı illerimizde, orman arazisi sayılan, ancak üzerinde ağaç olmayan iklim ve toprak yapısı sebebiyle rehabilite edilemeyecek ve ağaçlandırılmaya elverişli olmayan ancak GES kurulumu için uygun büyük miktarda arazi bulunmaktadır. İlgili bakanlığın bu tür arazileri GES başvurularına açması beklenmektedir.



## 11. ÜLKEMİZDE BİYOYAKIT SEKTÖRÜ (Biyodizel-Biyoetanol-Biyogaz)

### 11.1 Genel Değerlendirme

Ülkemizdeki biyodizel ve biyoetanol çalışmalarının başlangıcı 2000'li yılların başlarına rastlamaktadır. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) tarafından yürütülen Biyoenerji Projesiyle yatırımcılar 2000'li yılların başlarında sıvı biyoyakıtlarla tanışmış ve yatırımcıların konuya ilgisi büyük olmuştur.

Bununla birlikte, biyoyakıtlar, kamuoyunda hep tartışılan konu olmuş, petrol piyasasındaki büyük tekellerin tepkisini çekmiştir. Amerika ve AB'de kırsal kalkınma politikalarıyla birlikte değerlendirilen biyoyakıt politikalarının aksine ülkemizde konu, son birkaç yıla kadar hep geri plana atılmıştır. Bununla birlikte TSE tarafından AB standartları uyumlaştırılmış, EPDK ve TAPDK tarafından çeşitli piyasa düzenlemeleri yapılmış, küçük oranlarda uygulansa da ÖTV muafiyetleri ve kullanım zorunlulukları getirilmiştir. Her bir biyoyakıt türünde farklı olan bu düzenlemeler aşağıda ayrıntıları ile verilmiştir.

Bunların yanı sıra, 30 Aralık 2011 tarihinde, Gıda, Tarım ve Hayvancılık Bakanlığına bağlı olan Karadeniz Araştırma Merkezi bünyesinde Enerji Tarımı Araştırma Merkezi kurulmuştur. Merkezin öncelikli çalışma konuları gıda dışı ham maddelerden üretilen ileri kuşak biyoyakıt teknolojileri olarak belirlenmiştir.

### 11.2 Biyodizel

2000'li yılların başında ETKB bünyesinde başlatılan Biyoenerji Projesi kapsamında pek çok biyodizel tesisi kurulmuş, hatta bazı kimya fabrikaları biyodizel tesislerine dönüştürülmüştür. Tesislerin sayısı kısa sürede 200'ü geçmiş, kurulu kapasite 1,5 milyon ton civarına ulaşmıştır. EPDK tarafından yapılan düzenleme ile sadece işleme lisansına sahip tesislerin biyodizel üretmesine izin verilmesiyle birlikte yasal üretim yapan biyodizel tesislerinin sayısı 56 olarak kayıtlara geçmiştir. Bununla birlikte, ham madde problemi nedeniyle ülkemizdeki işleme lisanslı biyodizel üretim tesislerinin sayısı her yıl azalmıştır. Biyodizel işleme lisansına sahip tesis sayısı 2010 yılında 45 iken, 2011 yılında 36'ya, 2012 yılında ise 25'e düşmüştür. 18 Ocak 2014 tarihi itibarı ile işletme lisansına sahip biyodizel tesislerinin sayısı 22'dir.

EPDK tarafından hazırlanan "Petrol Piyasası Yıllık Raporu 2012" belgesine göre, 2012 yılında 1 işleme (biodizel) lisansı sahibi tarafından 17.729 ton oto biyodizel üretimi yapılmış ve dağıtıcı lisansı sahiplerine 18.366 ton satılmıştır. Anılan yıl içerisinde biyodizel ithalatı ve ihracatı yapılmamış olup, üretime göre yapılan fazla satış üreticinin stoklarından karşılanmıştır. Diğer yandan, 2012 yılında 24.637 ton biyodizel içeren motorin ithal edilmiştir. Biyodizel içeren motorinin 24.620 tonu OVM Petrol Ofisi tarafından İtalya'dan, 17 tonu Petline Petrol tarafından İngiltere'den ithal edilmiştir. Şu unutulmamalıdır ki ithal edilen her litre biyodizel, ithal edilen ülkenin tarımını ve çiftçisini desteklemektedir.

Ülkemizde yerli ham maddeyle üretilen biyodizelin motorinle harmanlanan %2'lik dilimi 2006 yılından beri ÖTV'den muaftır. Bununla birlikte atık bitkisel yağlardan elde edilen biyodizel 31 Aralık 2013 tarihine kadar ÖTV'ye tabii olarak pazarda yer almıştır. Aralık 2013 tarihi itibarı ile ÖTV moto-

rine uygulanan 1,5945 TL/litre, atık yağdan üretilen biyodizele 1,1209 TL/litre olarak uygulanmıştır. 31.12.2013 tarihinde yayımlanan 29 No'lu Tebliğ ile ülke içinde toplanan atık bitkisel yağlardan elde edilen biyodizelin de yerli tarım ürünlerinden elde edilen biyodizele uygulandığı gibi motorine harmanlanan %2'lik harmanlama dilimi ÖTV'den muaftır.

Atık yağlardan üretilen biyodizel 27.09.2011 tarihli Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe giren EPDK Kararı gereğince piyasaya akaryakıt olarak arz edilen motorin türlerinin, yerli tarım ürünlerinden üretilmiş biyodizel (yağ asidi metil esteri-YAME) içeriğinin 1 Ocak 2014 tarihi itibarıyla en az yüzde 1, 1 Ocak 2015 tarihi itibarıyla en az yüzde 2, 1 Ocak 2016 tarihi itibarıyla en az yüzde 3 olması zorunluluğu getirilmiştir. Gıda Tarım ve Hayvancılık Bakanlığı, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ve ilgili kurum ve kuruluşların olumlu görüşleriyle alınan bu karar, yaklaşık 1 yıl sonra Gıda Tarım ve Hayvancılık Bakanlığı tarafından kararın bozulmasıyla uygulamaya geçememiştir.

01/01/2007 tarihi itibarıyla benzin, motorinle birlikte biyodizel türlerine de; yurt içi piyasaya giriş noktaları olan rafineri çıkışında, gümrük girişinde veya ilk defa ticari faaliyete konu edileceği diğer tesislerde olmak üzere rafinerici, dağıtıcı ve ihrakiye teslim lisansı sahipleri tarafından Kurumca belirlenen 8 ppm (0,008 Litre Marker/1000 Litre) oranında ulusal marker eklenmektedir.

Piyasaya akaryakıt olarak arz edilen veya dolaşımında bulunan biodizelin (otobiyodizel), Türk Standardları Enstitüsü tarafından hazırlanan, Mart 2010 tarihli "TS EN 14214 Otomotiv Yakıtları-Yağ Asidi Metil Esterleri (YAME/BİYODİZEL)-Dizel Motorlar İçin-Özellikler ve Deney Yöntemleri" standardına uygun olması zorunludur. Diğer yandan ısıtma, ısınma amaçlı kullanılan yakıt biyodizeli için TS EN 14213 standardı yürürlüktedir.

### 11.3 Biyoetanol

Biyoetanol pazarında ise daha istikrarlı bir süreç işlemiştir. Biyodizele benzer şekilde 2000'li yılların başında başlayan biyoetanol akımı istikrarlı yapılanmayla günümüze kadar gelse de 2013 yılına kadar kullanım zorunluluğu olmaması nedeniyle sektörde bir canlılık sağlanamamıştır.

Yasal düzenlemeleri Tütün ve Alkol Piyasası Düzenleme Kurumu tarafından yapılan biyoetanol sektöründe mevcut durumda üç üretim tesisi bulunmaktadır. Bununla birlikte Eskişehir Şeker Fabrikası Alkol Üretim Tesisinde de yakıt alkolü üretimine dönük yatırım yapıp üretim lisansı alınsa da 2013 yılında üretim lisansı iptal edilmiştir. Türkiye'de kurulu biyoetanol üretim kapasitesi 149,5 milyon litredir. Bunun %56'lık kısmı, 84 milyon litre ile bir çiftçi kuruluşu olan Pankobirlik çatısı altında yer alan Konya Şeker Tic. ve San. AŞ'ye aittir. Ham madde olarak şeker pancarı ve şeker prosesinin artığı olan melas kullanılmaktadır. Diğer iki tesis, Bursa (Kemalpaşa) ve Adana'da kurulu olup, mısır ve buğdaydan üretim yapmaktadır.

Ülkemizde biyodizelde olduğu gibi, biyoetanolda de yerli ham maddeyle üretilen biyoetanolün benzinle harmanlanan %2'lik dilimi 2006 yılından bu yana ÖTV'den muaftır. EPDK tarafından yapılan düzenleme ile piyasaya akaryakıt olarak arz edilen benzin türlerine, 1 Ocak 2013 tarihinden itibaren yüzde 2, 1 Ocak 2014 tarihi itibarıyla da en az %3 oranında yerli tarım ürünlerinden üretilmiş yakıt etanolü (biyoetanol) ilave edilmesi zorunlu kılınmıştır.

## 11.4 Biyogaz

Biyogaz konusunda ülkemizdeki profesyonel çalışmalar, 1980 yılında Tarım Bakanlığı bünyesinde başlamış olmasına rağmen, sürdürülememiştir. Vizyon 2023'e göre, modern biyokütle alanında 2005 itibarıyla başlaması planlanan çalışmalar çerçevesinde, 2010 yılına kadar biyokütle gazlaştırma araştırmalarının yapılması ve pilot tesislerin kurulması, 2018 yılında küçük (1-3 MW) ve orta (5-10 MW) ölçekli biyokütle gazlaştıran kojenerasyon tesislerinin kurulması öngörülmüştür.

Yine Vizyon 2023'e göre, 2009 yılında organik atıkların bertaraf edilmesi amacıyla evler için 20 m<sup>3</sup> metan/ton organik madde kapasiteli anaerobik çürütme reaktörlerinin tasarlanması, 2012'de, gazı ısı enerjisine dönüştüren reaktörlerin tasarlanması, 2014'te ise elde edilen gazı elektrik enerjisine dönüştüren reaktörlerin tasarlanması öngörülmektedir. 2016 yılında ise gazın temizlenerek hidrojen gazı elde edilmesi ve 2018 yılından sonra biyokütleden de elde edilebilen hidrojen teknolojisinin taşıtlarda uygulanması beklenmektedir.

Her ne kadar öngörüler ve hedefler konulsa da bir strateji çizilmediği ve eylem planları hazırlanmadığı için 2014'e adım attığımız şu günlerde beklenen gelişmeler kaydedilememiştir. Bununla birlikte, geçtiğimiz birkaç yılda biyogaz sektörünün dünyadaki gelişimine paralel olarak ülkemizde de çalışmalar yeniden başlamıştır. Bu süre zarfında gündemde olan "Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Yasa 2011 yılının Ocak ayında yürürlüğe girmiştir. Yasaya göre biyokütleden elde edilen elektrik, 10 yıl süreyle 13,3 dolardan alım garantisine sahiptir. 31 Aralık 2015 tarihine kadar işletmeye girmiş ya da girecek Yenilenebilir Enerji Kanunu (YEK) destekleme mekanizmasına tabi üretim lisansı sahipleri için bu fiyatlar 10 yıl süreyle uygulanacaktır. Bununla birlikte belirlenen teşvik değeri yatırımcının beklentisinden az olduğu için aslında patlama noktasında olan sektörde beklenen büyüme ne yazık ki gerçekleşmemiştir. Ancak 29 Aralık 2010 tarihinde TBMM'de kabul edilerek yürürlüğe giren ve ilgili yönetmeliği Haziran 2011'de yayınlanarak uygulanmaya başlanan "Yenilenebilir Enerji Kaynaklarından Elektrik Enerjisi Üreten Tesislerde Kullanılan Aksamın Yurt İçinde İmalatı Hakkında Yönetmelik" gereğince yerli kaynaklarla kurulan tesisler için beş yıllığına verilen teşvikler bir nebze olsun kurtarıcı olmuştur. Yönetmelikte, enerji üretiminde kullanılan tesislerde yerli üretim aksam ve teçhizat kullanımı durumunda ek destekler uygulanması öngörülmektedir. Biyogazın da içerisinde bulunduğu biyokütle tesislerinde yerli aksam ve teçhizatın kullanılmasıyla teşvik miktarı maksimum 18,9 dolar/litre olarak uygulanmaktadır. Yerli üretim teşviği, tesisin işletmeye alınmasını takip eden 5 yıl için uygulanmaktadır. Uygulamanın 10 yıla çıkartılması gündemdedir.

21 Temmuz 2011 Tarihinde çıkartılan yönetmelik ile 500 KW'a kadar olan tesislerin lisanssız üretimi, kendi elektriğini kendi üretebilme hakkı verilmiş, yapılan düzenlemeler ile hukuki alt yapı 26 Haziran 2012'de tamamlanmıştır. 30/03/2013 tarihli ve 28603 sayılı resmi gazetede yayımlanarak yürürlüğe giren 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ile lisanssız üretim kapasitesi 1 MW'a çıkartılmıştır. Kanunun "Lisanssız yürütülebilecek faaliyetler" başlıklı 14'üncü maddesinin birinci fıkrasında lisans alma ve şirket kurma yükümlülüğünden muaf üretim tesisleri;

- a) İmdat grupları ve iletim ya da dağıtım sistemiyle bağlantı tesis etmeyen üretim tesisi,
- b) Kurulu gücü azami bir megavatlık yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesisi,

- c) Belediyelerin katı atık tesisleri ile arıtma tesisi çamurlarının bertarafında kullanılmak üzere kurulan elektrik üretim tesisi,
- ç) Mikrokojenerasyon tesisleri ile Bakanlıkça belirlenecek verimlilik değerini sağlayan kojenerasyon tesislerinden Kurulca belirlenecek olan kategoride olanları,
- d) Ürettiği enerjinin tamamını iletim veya dağıtım sistemine vermeden kullanan, üretimi ve tüketimi aynı ölçüm noktasında olan, yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesisi”

şeklinde düzenlenmiştir. Aynı maddenin beşinci fıkrasında, “Sermayesinin yarısından fazlası belediyeye ait olan tüzel kişilerce, belediyeler tarafından işletilen su isale hatları ile atık su isale hatları üzerinde teknik imkânın olması ve DSİ tarafından uygun bulunması hâlinde enerji üretim tesisi kurulabilir” hükmü bulunmaktadır.

Ülkemizde biyogaz sektörü başta Ankara, İstanbul, Bursa, Kayseri, Gaziantep, Samsun vb. bazı şehirlerimiz olmak üzere çöpten biyogaz üretimi, bazı sanayi tesisleri ve belediyelerin atık su ve tesislerinden biyogaz üretimi, Orman ve Su İşleri Bakanlığı tarafından Anadolu'nun farklı yörelerinde yürütülen gazifikasyon demonstrasyon projeleri ve özel sektörde yürütülmekte olan sayıları az da olsa nitelikli biyogaz projelerinden oluşmaktadır. Toplam 22,6 MW'lık elektrik üretim kapasitesine sahip olan Ankara-Mamak çöplüğünden elde edilen elektriğin yanı sıra oluşan atık ısı çöplük arazisinde kurulan seralarda kullanılmaktadır. Ayrıca toplamda 2.000 m<sup>2</sup>'ye tamamlanacak havuzlarda verimli bir biyoyakıt ham maddesi olan alger (su yosunu) yetiştirilmektedir. TÜBİTAK-MAM tarafından İzmit Belediyesi ortaklığıyla kurulan, küçük ve büyük baş hayvan atıklarıyla park ve bahçe atıklarından üretim yapan 330 kW'lık biyogaz tesisi 2011 yılında hizmete alınmıştır.

Yapılan düzenlemelerle özel sektörün biyogaz çalışmalarında da artışlar kaydedilmiş ve aşağıdaki tablo ortaya çıkmıştır.

**Tablo 11.1** Ülkemizdeki Biyogaz Tesislerinin Durumu

<b>1-Faaliyette Olan Biyogaz tesisleri</b>	
A-Konya Şeker San. Tic. A.Ş.	Seydibey Patates Fab. Beyşehir, 0,7 MW
B-Kalemiler Enerji Elk. Üret. Ltd. Şti	Sezer Biyogaz Manavgat Antalya 0.5 MW
C-Pamukova Yen.Enerji Ve Elektrik Üretim A.Ş.	Pamukova Sakarya 1.4 MW
D-Sütaş Çiftliği	Karacabey Bursa 0.35 MW
E-İlci Tarım İşletmeleri A.Ş.	Çiçekdağı Kırşehir 0.25 MW
F-Kılavuz Entegre Çiftlik	Gaziantep 100 KW
G-Devsüt Çiftlik	Konya 50 KW
H-1El Tarım Çiftlik	İsparta 50 KW
I-İzaydaş İzmit Atık ve Artıklar Yakma ve Değ.AŞ.	Solaklar Köyü Mevkii Kocaeli 0.4 MW
<b>2-İnşaatı Devam Eden Biyogaz Tesisleri</b>	
A-Sigma Elektrik Üretim Müh. ve Paz. Ltd. Şti	Suluova Biyogaz Tesisi 2 MW
B-Afyon Enerji Ve Gübre Üretim Tic. San. A.Ş	Afyon Biyogaz Tesisi 4.25 MW

C-Albe Doğalgaz Ve Elektrik Enerjisi Üretim Ltd. Şti	Albe 1 Çubuk Ankara 1.794 MW
D-Enfaş Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	Aksaray Biyogaz Tesisi 2.19 MW
E-Enfaş Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	Karacabey Biyogaz Tesisi 2.19 MW
<b>3-Planlanan Biyogaz Tesisleri</b>	
A-Ekim Grup Elektrik Ür. Tic. Ltd. Şti	Konya Ereğli 1.2 MW
B-Atiyba Çiftliği	Sakarya 0.08 MW
C-Titar Tarım	İzmir 0.290 MW
<b>4-Faaliyette Olan Çöp Gazı Tesisleri</b>	
A-ITC-KA Enerji Üretim ve Tic. San. A.Ş.	Ankara Sincan Çöplüğü 14.5 MW
B-ITC-Bursa Enerji Üretim San. A.Ş.	Bursa Osmangazi Çöplüğü 8.4 MW
C-Ortadoğu Enerji A.Ş.	İstanbul Çöplüğü
D-Körfez Enerji San ve Tic. A.Ş.	Kocaeli Çöplüğü 2.23 MW
E-Samsun Avdan Enerji Ve Üretim A.Ş.	Samsun İlkadım Çöplüğü 2.4 MW
F-Her Enerji ve Çevre Tekn. Elektrik Üretim A.Ş.	Kayseri Çöplüğü 2.945 MW
G-ITC Enerji Üretim ve San. Tic. A.Ş.	Konya Kocataş Çöplüğü 5.8 MW
H-Bereket Enerji ve Üretim A.Ş.	Kımkısık Çöplüğü 0.657 MW
I-Cev. Enerji Üretim San Tic. Ltd. Şti	Gaziantep Çöplüğü 5.8 MW
<b>5-Planlanan Biyokütle Tesisleri</b>	
A-Enerse Elektrik Üretim İnş. San ve Tic. Ltd. Şti	Osmaniye Kadirli 9.297 MW
B-Derin Enerji ve San Tic. Ltd. Şti	Beypazarı Ankara 2,48 MW
C-Marmore Enerji A.Ş.	Edincik Bandırma 3.9 MW
<b>6-Atıksu Arıtma Biyogazı Tesisleri</b>	
A-Mersin Büyükşehir A.Ş.	Mersin 1.9 MW
B-Esaş Eskişehir Ener.A.Ş.	Eskişehir 2.1 MW
C-Yeni Adana İmar A.Ş.	Adana Doğu 0.927 MW
D-Yeni Adana İmar A.Ş.	Adana Batı 0927 MW
E-Cargill Tarım ve Gıda A.Ş.	Bursa 0.14 MW
F-Belka A.Ş.	Ankara 3.2 MW
G-İstanbul Çevre Tic. A.Ş	Ataköy ve Ambarlı 4.2 MW
H-Sütaş Fabrikası	Bursa-Aksaray

**Kaynak:** Biyogazder ([http://www.biyogazder.org/biyogaz\\_tesisleri.htm](http://www.biyogazder.org/biyogaz_tesisleri.htm))

## 11.5 Biyoyakıt İthalatı Önlenebilir

Bir çok ülkede, biyoyakıt politikaları kırsal kalkınma politikaları ile birlikte değerlendirilmektedir. Çünkü biyoyakıt üretimiyle tarım sektöründe canlılık sağlanmakta, tohumdan gübreye, tarımsal alet ekipmandan tarımsal ilaca kadar, diğer yandan ulaştırma sektöründen bankacılık sigortacılık sektörüne kadar pek çok sektörde iş hacmi genişleyecek, yeni vergi imkanları doğacaktır.

Dolayısıyla yerli tarım ürünlerinden elde edilen biyoyakıt ülke ekonomisi ve kırsal kesimin gelişmesinde önemli paya sahiptir.

Bunun yanı sıra ithal edilen biyoyakıtı ödenen para, ithalatın yapıldığı ülkedeki tarımın ve çiftçinin desteklenmesi anlamını taşımaktadır.

Ülkemizde 2012 yılında 24.637 ton biyodizel içeren motorin ithal edilmiştir. Her litre ithal edilen biyodizel ve/veya biyodizel içeren motorin ithalat yapılan ülkenin tarımını ve çiftçisini desteklemektedir. Ayrıca, motorine göre daha düşük enerji değerine sahip olan biyodizelin motorin fiyatına satılmasıyla halkımız da mağdur olmaktadır.

Atıklar hariç yerli tarım ürünlerinden üretilmeyen ve/veya ithal edilen biyoyakıtların ülkemizin ekonomisine hiçbir katma değeri yoktur. Biyoetanol, benzin/biyoetanol, biyodizel, motorin/biyodizel karışımlarının ithalatına izin verilmemelidir.

## 12. YEK TEŞVİKLERİ

Mevcut YEK Teşvikleriyle ilgili olarak, TMMOB Makine Mühendisleri Odası Enerji Çalışma Grubu Danışmanı, elektrik mühendisi Zerrin Taç Altuntaşoğlu'nun MMO Türkiye'nin Enerji Görünümü 2014 Raporu için hazırladığı tablo aşağıdadır.

Tablo 12.1 YEK Teşvikleri

Yenilenebilir Enerji Kaynaklarından Elektrik Üretimi													
Konu	5346 sayılı Kanun ile Yenilenebilir Enerji Kaynaklarına (YEK) Sağlanan Teşvikler												
<p><b>Teşvikli Fiyatlar-I Sayılı Cetvel</b></p> <p><b>18/11/2013 Tarihli ve 2013/5625 Sayılı Kararnamenin Eki Karar</b></p>	<p>- <b>1/1/2016 tarihinden 31/12/2020 tarihine kadar</b> işletmeye girecek olan YEK Destekleme Mekanizmasına (YEKDEM) tabi YEK Belgeli üretim lisansı sahipleri için Kanuna ekli I Sayılı Cetvelde yer alan fiyatlar, 10 yıl süre ile uygulanır.</p> <p><b>I Sayılı Cetvel :</b></p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 70%;">YEK'e Dayalı Üretim Tesis Tipi</th> <th style="width: 30%;">Uygulanacak Tarife (ABD\$ cents/kWh)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Hidrolik üretim tesisi</td> <td style="text-align: center;">7,3</td> </tr> <tr> <td>Rüzgar enerjisine dayalı üretim tesisi</td> <td style="text-align: center;">7,3</td> </tr> <tr> <td>Jeotermal enerjisine dayalı üretim tesisi</td> <td style="text-align: center;">10,5</td> </tr> <tr> <td>Biyokütle enerjisine dayalı üretim tesisi</td> <td style="text-align: center;">13,3</td> </tr> <tr> <td>Güneş enerjisine dayalı üretim tesisi</td> <td style="text-align: center;">13,3</td> </tr> </tbody> </table> <p>- <b>YEKDEM'e</b> bir sonraki takvim yılında tabi olmak isteyenler <b>YEK Belgesi almak ve 31 Ekim tarihine kadar EPDK'ya başvurmak zorunda.</b></p> <p>- <b>YEKDEM'e</b> tabi olanlar, uygulamaya dâhil oldukları yıl içerisinde uygulamanın dışına çıkamaz.</p> <p>- YEKDEM'de öngörülen süreler; tesislerden işletmedekiler için işletmeye girdiği tarihten, henüz işletmeye girmemiş olanlar için işletmeye girecekleri tarihten itibaren başlar .</p> <p>- <b>YEKDEM</b> kapsamında üreticilere eksik/fazla üretimleriyle ilgili ceza uygulaması yok. Minimum teminat ödeme yükümlülüğü de bulunmamakta.</p>	YEK'e Dayalı Üretim Tesis Tipi	Uygulanacak Tarife (ABD\$ cents/kWh)	Hidrolik üretim tesisi	7,3	Rüzgar enerjisine dayalı üretim tesisi	7,3	Jeotermal enerjisine dayalı üretim tesisi	10,5	Biyokütle enerjisine dayalı üretim tesisi	13,3	Güneş enerjisine dayalı üretim tesisi	13,3
YEK'e Dayalı Üretim Tesis Tipi	Uygulanacak Tarife (ABD\$ cents/kWh)												
Hidrolik üretim tesisi	7,3												
Rüzgar enerjisine dayalı üretim tesisi	7,3												
Jeotermal enerjisine dayalı üretim tesisi	10,5												
Biyokütle enerjisine dayalı üretim tesisi	13,3												
Güneş enerjisine dayalı üretim tesisi	13,3												
<p><b>Yerli Üretim Teşviki</b></p>	<p>- <b>1/1/2016 tarihinden 31/12/2020 tarihine kadar</b> işletmeye girecek <b>YEK Belgeli</b> üretim tesislerinde kullanılan mekanik ve/veya elektro-mekanik aksamın ilgili <b>Yönetmeliğin EK-1'inde açıklanan bütünleştirici parçalarının yerli aksam oranları bazında en az %55'inin yurt içi katma değerle imal edilmiş olması</b></p>												

<b>II Sayılı Cetvel</b>  <b>18/11/2013 Tarihli ve 2013/5625 Sayılı Kararnamenin Eki Karar</b>	<p><b>halinde</b> bu tesislerde üretilerek iletim veya dağıtım sistemine verilen elektrik enerjisi için <b>II Sayılı Cetveldeki fiyatlar</b> 5346 sayılı Kanuna ekli I Sayılı Cetvelde belirtilen fiyatlara ilave edilir.</p> <p>- Yerli üretim teşviki <b>tesisin işletmeye giriş tarihinden itibaren 5 yıl süreyle uygulanır.</b></p>																																							
	<p><b>II Sayılı Cetvel:</b></p>																																							
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Tesis Tipi</th> <th>Yurt İçinde Gerçekleşen İmalat</th> <th>Yerli Katkı İlavesi (ABD Doları cent/kWh)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2"><b>A- Hidroelektrik üretim tesisi</b></td> <td>1- Türbin</td> <td>1,3</td> </tr> <tr> <td>2- Jeneratör ve güç elektroniği</td> <td>1,0</td> </tr> <tr> <td rowspan="4"><b>B- Rüzgar enerjisine dayalı üretim tesisi</b></td> <td>1- Kanat</td> <td>0,8</td> </tr> <tr> <td>2- Jeneratör ve güç elektroniği</td> <td>1,0</td> </tr> <tr> <td>3- Türbin kulesi</td> <td>0,6</td> </tr> <tr> <td>4- Rotor ve nasel gruplarındaki mekanik aksamın tamamı (Kanat grubu ile jeneratör ve güç elektroniği için yapılan ödemeler hariç.)</td> <td>1,3</td> </tr> <tr> <td rowspan="5"><b>C- Fotovoltaik güneş enerjisine dayalı üretim tesisi</b></td> <td>1- PV panel entegrasyonu ve güneş yapısal mekaniği imalatı</td> <td>0,8</td> </tr> <tr> <td>2- PV modülleri</td> <td>1,3</td> </tr> <tr> <td>3- PV modülünü oluşturan hücreler</td> <td>3,5</td> </tr> <tr> <td>4- İnvörtör</td> <td>0,6</td> </tr> <tr> <td>5- PV modülü üzerine güneş ışınını odaklayan malzeme</td> <td>0,5</td> </tr> <tr> <td rowspan="5"><b>D-Yoğunlaştırılmış güneş enerjisine dayalı üretim tesisi</b></td> <td>1- Radyasyon toplama tüpü</td> <td>2,4</td> </tr> <tr> <td>2- Yansıtıcı yüzey levhası</td> <td>0,6</td> </tr> <tr> <td>3- Güneş takip sistemi</td> <td>0,6</td> </tr> <tr> <td>4- Isı enerjisi depolama sisteminin mekanik aksamı</td> <td>1,3</td> </tr> <tr> <td>5- Kulede güneş ışınını toplayarak buhar üretim sisteminin</td> <td>2,4</td> </tr> </tbody> </table>	Tesis Tipi	Yurt İçinde Gerçekleşen İmalat	Yerli Katkı İlavesi (ABD Doları cent/kWh)	<b>A- Hidroelektrik üretim tesisi</b>	1- Türbin	1,3	2- Jeneratör ve güç elektroniği	1,0	<b>B- Rüzgar enerjisine dayalı üretim tesisi</b>	1- Kanat	0,8	2- Jeneratör ve güç elektroniği	1,0	3- Türbin kulesi	0,6	4- Rotor ve nasel gruplarındaki mekanik aksamın tamamı (Kanat grubu ile jeneratör ve güç elektroniği için yapılan ödemeler hariç.)	1,3	<b>C- Fotovoltaik güneş enerjisine dayalı üretim tesisi</b>	1- PV panel entegrasyonu ve güneş yapısal mekaniği imalatı	0,8	2- PV modülleri	1,3	3- PV modülünü oluşturan hücreler	3,5	4- İnvörtör	0,6	5- PV modülü üzerine güneş ışınını odaklayan malzeme	0,5	<b>D-Yoğunlaştırılmış güneş enerjisine dayalı üretim tesisi</b>	1- Radyasyon toplama tüpü	2,4	2- Yansıtıcı yüzey levhası	0,6	3- Güneş takip sistemi	0,6	4- Isı enerjisi depolama sisteminin mekanik aksamı	1,3	5- Kulede güneş ışınını toplayarak buhar üretim sisteminin	2,4
	Tesis Tipi	Yurt İçinde Gerçekleşen İmalat	Yerli Katkı İlavesi (ABD Doları cent/kWh)																																					
	<b>A- Hidroelektrik üretim tesisi</b>	1- Türbin	1,3																																					
		2- Jeneratör ve güç elektroniği	1,0																																					
	<b>B- Rüzgar enerjisine dayalı üretim tesisi</b>	1- Kanat	0,8																																					
		2- Jeneratör ve güç elektroniği	1,0																																					
		3- Türbin kulesi	0,6																																					
		4- Rotor ve nasel gruplarındaki mekanik aksamın tamamı (Kanat grubu ile jeneratör ve güç elektroniği için yapılan ödemeler hariç.)	1,3																																					
<b>C- Fotovoltaik güneş enerjisine dayalı üretim tesisi</b>	1- PV panel entegrasyonu ve güneş yapısal mekaniği imalatı	0,8																																						
	2- PV modülleri	1,3																																						
	3- PV modülünü oluşturan hücreler	3,5																																						
	4- İnvörtör	0,6																																						
	5- PV modülü üzerine güneş ışınını odaklayan malzeme	0,5																																						
<b>D-Yoğunlaştırılmış güneş enerjisine dayalı üretim tesisi</b>	1- Radyasyon toplama tüpü	2,4																																						
	2- Yansıtıcı yüzey levhası	0,6																																						
	3- Güneş takip sistemi	0,6																																						
	4- Isı enerjisi depolama sisteminin mekanik aksamı	1,3																																						
	5- Kulede güneş ışınını toplayarak buhar üretim sisteminin	2,4																																						



		mekanik aksamı		
		6- Stirling motoru	1,3	
		7- Panel entegrasyonu ve güneş paneli yapısal mekaniği	0,6	
	<b>E- Biyokütle enerjisi- ne dayalı üretim tesisi</b>	1- Akışkan yataklı buhar kazanı	0,8	
		2- Sıvı veya gaz yakıtlı buhar kazanı	0,4	
		3- Gazlaştırma ve gaz temizleme grubu	0,6	
		4- Buhar veya gaz türbini	2,0	
		5- İçten yanmalı motor veya stirling motoru	0,9	
		6- Jeneratör ve güç elektroniği	0,5	
		7- Kojenerasyon sistemi	0,4	
	<b>F- Jeotermal enerjisi- ne dayalı üretim tesisi</b>	1- Buhar veya gaz türbini	1,3	
		2- Jeneratör ve güç elektroniği	0,7	
		3- Buhar enjektörü veya vakum kompresörü	0,7	

<p><b>Lisanssız Üretim Kapsamında YEK'ten Üretilen İhtiyaç Fazlası Enerjinin Teşvikli Fiyatla Satın Alınması</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Kurulu gücü azami <b>1 MW'lık YEK'e</b> dayalı üretim tesisinden üretilen <b>ihtiyaç fazlası enerji için geçerlidir.</b></li> <li>- <b>YEK'ten lisanssız üretim yapan</b> gerçek ve tüzel kişilerin dağıtım sistemine verdikleri <b>ihtiyaç fazlası enerji 10 yıl süreyle 1 Sayılı Cetvel'deki fiyatlardan satın alınır.</b></li> <li>- Lisanssız üretim kapsamında YEK'ten enerji üreten kişilerin ihtiyacının üzerinde ürettiği elektrik enerjisinin sisteme verilmesi hâlinde bu enerjinin <b>son kaynak tedarik şirketince 1 Sayılı Cetvele göre ilgili kaynak bazında satın alınması zorunludur.</b> İlgili şirketlerin bu madde gereğince satın aldıkları elektrik enerjisi, söz konusu tedarik şirketlerince YEKDEM kapsamında üretilmiş ve sisteme verilmiş kabul edilir.</li> <li>- Lisanssız üretim kapsamındaki <b>ihtiyaç fazlası elektriğin</b> üretildiği tesiste kullanılan mekanik ve/veya elektro-mekanik en az %55'inin <b>yurt içi katma değerle imal edilmiş olması halinde bu tesislerde üretilen ihtiyaç fazlası elektrik de II Sayılı Cetveldeki yerli üretim katkı payından 5 yıl süreyle yararlanabilir.</b></li> </ul> <p>Lisanssız üretim kapsamında tesis edilecek <b>elektrik üretim tesisi ve bağlantı ekipmanında kullanılan malzemelerin</b> ilgili standartlara göre imal edilmesi ve <b>son beş yıl içerisinde üretilmiş olması gereklidir.</b></p>
<p><b>Alım Zorunluluğu</b></p>	<p>Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezinin (PMUM) her bir fatura dönemi için belirleyip ilan edeceği <b>YEK toplam bedeline göre her bir tedarikçinin YEK'ten üretilen enerjiyi alma ve ödeme yapma yükümlülüğü vardır.</b></p>
<p><b>Arazi Kullanım Desteği</b></p>	<p>8/1/2011 tarihi itibarıyla işletmede olanlar dâhil, 31/12/2015 tarihine kadar işletmeye girecek 5346 sayılı Kanun kapsamındaki yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesislerinden, ulaşım yollarından ve lisanslarında belirtilen sisteme bağlantı noktasına kadarki TEİAŞ ve dağıtım şirketlerine devredilecek olanlar da dâhil enerji nakil hatlarından <b>yatırım ve işletme dönemlerinin ilk on yılında izin, kira, irtifak hakkı ve kullanma izni bedellerine %85 indirim uygulanır. Orman Köylüleri Kalkındırma Geliri, Ağaçlandırma ve Erozyon Kontrolü Geliri alınmaz</b></p> <p>Milli Park, Tabiat Parkı, Tabiat Anıtı ile Tabiatı Koruma Alanlarında, Muhafaza Ormanlarında, Yaban Hayatı Geliştirme Sahalarında, Özel Çevre Koruma Bölgelerinde <b>ilgili Bakanlığın</b>, Doğal Sit Alanlarında ise <b>ilgili koruma bölge kurulunun</b> olumlu görüşü alınmak kaydıyla YEK'e dayalı <b>elektrik üretim tesislerinin kurulmasına izin verilir</b></p> <p>Kanun kapsamındaki <b>hidroelektrik üretim tesislerinin rezervuar alanında bulunan Hazinesinin özel mülkiyetindeki ve Devletin hüküm ve tasarrufu altındaki taşınmaz mallar için Maliye Bakanlığı tarafından bedelsiz olarak kullanma izni verilir.</b></p>
<p><b>Proje Bedeli Muafiyeti</b></p>	<p>Yenilenebilir enerji kaynaklarını kullanarak <b>sadece kendi ihtiyaçlarını karşılamak amacıyla azami 1000 KW'lık</b> kurulu güce sahip izole elektrik üretim tesisi ve şebeke destekli elektrik üretim tesisi kuran gerçek ve tüzel kişilerden kesin projesi, planlaması, master planı, ön incelemesi veya ilk etüdü <b>DSİ veya EİE tarafından hazırlanan projeler için hizmet bedelleri alınmaz.</b></p>

<b>Hazine Payı Muafiyeti</b>	Kanun kapsamındaki YEK tesislerine 4706 sayılı Hazineye Ait Taşınmaz Malların Değerlendirilmesi ve Katma Değer Vergisi Kanununda Değişiklik Yapılması Hakkında Kanunun Ek 2. maddesi hükümleri uygulanmaz. Bu madde ile <b>YEK projelerine %1 Hazine payından muafiyeti uygulanır.</b>
<b>Serbest Piyasada Satış Olanığı</b>	YEK-e üreten ve YEKDEM kapsamında satış yapmak istemeyen tüzel kişiler, ikili anlaşmalarla <b>serbest piyasada satış yapabilir.</b>
<b>Konu</b>	<b>6446 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ve Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği ile YEK'e Sağlanan Teşvikler</b>
<b>Lisans Bedelleri Muafiyeti</b>	Ön lisans/Lisans başvurusunda <b>lisans başvuru bedelinde %90 muafiyet</b> (bedelin sadece %10'unu ödeme) <b>YEK üretim tesislerinden ilgili lisanslarda belirtilen tesis tamamlama tarihini izleyen ilk sekiz yıl süresince yıllık lisans bedeli alınmaz.</b>
<b>Lisanssız Üretim Olanığı</b>	<b>YEK'e dayalı kurulu gücü azami 1 MW'lık üretim tesisi ile elektrik enerjisi dayalı kurulu gücü azami 100 kW olan mikro kojenerasyon tesisi kuran gerçek ve tüzel kişiler, lisans alma ve şirket kurma yükümlülüğünden muafır.</b> Lisans alma yükümlülüğünden muaf olan yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik enerjisi üreten kişilerin ihtiyacının üzerinde ürettiği elektrik enerjisinin sisteme verilmesi hâlinde bu enerji son kaynak tedarik şirketince, 5346 Sayılı Kanunda kaynak türü bazında belirlenen fiyatlardan (1 Sayılı Cetvel)
<b>AR-GE Faaliyetleri</b>	Araştırma ve geliştirme faaliyetleri yapmak isteyen tüzel kişilere Ar-Ge Faaliyetlerinin Desteklenmesi Hakkında Kanun kapsamında yapılacak tesisin bağlantı görüşünün TEİAŞ ve/veya dağıtım lisansı sahibi ilgili tüzel kişi tarafından olumlu bulunması ve bu tesisten üretilecek olan elektriğin <b>ticarete konu olmaması ve 10 MW kurulu gücü geçmemesi kaydıyla Kurul kararıyla lisanssız elektrik üretimi yapabilmeye olanağı sağlanır.</b> Kanunla kurulmuş araştırma kurumları ile 28/3/1983 tarihli ve 2809 Sayılı Yükseköğretim Kurumları Teşkilatı Kanunu'nda düzenlenen yüksek öğretim kurumlarının, bilimsel araştırma geliştirme ve eğitim faaliyetleri kapsamında <b>aynı dağıtım bölgesinde olmak, kendi ihtiyaçlarını karşılamak ve azami 10 MW kurulu gücü geçmemek kaydıyla yerleşkelerinde nükleer, yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretim tesisi kurmak amacıyla</b> uhdelerindeki anonim ya da limited şirketleri vasıtasıyla yapacakları lisans başvurularında Lisans Yönetmeliği 12. maddesinin yedinci fıkrasının (b) ve (c) bendi hükümleri (rüzgar ve güneş için ön lisans başvurusu zamanı ve ölçüm zorunluluğu) uygulanmaz. Üniversitelerin bünyesinde 4691 Sayılı Teknoloji Geliştirme Bölgeleri Kanunu kapsamında kurulan Teknoloji Geliştirme Bölgelerinin elektrik enerjisi tüketimi kendi ihtiyacı sayılır.”
<b>Yenilenebilir Enerji Kaynaklarından Sera Isıtma ve Sıcak Su Üretimi</b>	
<b>Konu</b>	<b>5346 Sayılı Kanun, ORKÖY Kredi Desteği ve Tarım Bakanlığı Tebliği kapsamında Sağlanan Destekler.</b>
<b>5346 sayılı Kanun- Jeotermal ve Güneş Termal Isı Kullanımı</b>	Yeterli jeotermal kaynakların bulunduğu bölgelerdeki valilik ve belediyelerin sınırları içinde kalan yerleşim birimlerinin ısı enerjisi ihtiyaçlarını öncelikle <b>jeotermal ve güneş termal kaynaklardan karşılamaları zorunludur.</b>

<p>Kırsal Kalkınma Yatırımlarının Desteklenmesi Programı Kapsamında</p> <p><b>Tarım Dayalı Ekonomik Yatırımların Desteklenmesi Hakkında Tebliğ</b></p> <p>(2013/59)</p>	<p>Tarım dayalı yatırımların desteklenmesi programı ile;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Alternatif enerji kaynakları kullanan yeni seraların yapımı,</b></li> <li>- <b>Tarımsal faaliyetlere yönelik yapılmış veya yapılacak tesislerde kullanılacak üzere, alternatif enerji kaynaklarından jeotermal, biyogaz, güneş ve rüzgar enerjisi üretim tesislerinin yapımı</b></li> </ul> <p><b>ekonomik yatırımlar hibe desteği</b> kapsamında desteklenmektedir. Tebliğde belirtilen usul ve esaslara göre hazırlanan proje teklifleri, Tebliğin yayımı tarihinden itibaren kırkbeş gün içerisinde il müdürlüklerine teslim edilmelidir Hibe için <b>son başvuru tarihi 27/1/2014'tür.</b></p> <p>Hibeye esas proje giderleri limiti, gerçek kişi başvurularında 300.000 Türk Lirası; tüzel kişilik başvurularında ise 800.000 Türk Lirası içerisinde kalmalıdır. Proje tutarının %50'si oranındaki katkı payı hibe verilebilmektedir. Yatırım projeleri, 1/12/2014 tarihine kadar tamamlanmalıdır.</p>
<p><b>ORKÖY-Güneş enerjisi su ısıtma kredisi</b></p>	<p>ORKÖY Genel Müdürlüğü tarafından orman köylülerine güneş enerjisi su ısıtma sistemi için üç yıl vadeli faizsiz kredi verilmektedir.</p>
<b>Biyo-yakıt/Biyokütle ürünleri</b>	
<p><b>Konu</b></p>	<p><b>Tebliğlerle Sağlanan Destekler</b></p>
<p><b>Benzin Türlerine Etanol Harmanlaması Zorunluluğu ve ÖTV Muafiyeti</b></p> <p><b>EPDK Tebliğ (7 Temmuz 2012 RG)</b></p>	<p>Piyasaya akaryakıt olarak arz edilen benzine türlerine;</p> <p>1 Ocak 2013 tarihinden itibaren %2,</p> <p>1 Ocak 2014 tarihi itibarıyla de en az %3 oranında</p> <p><b>yerli tarım ürünlerinden üretilmiş yakıt etanolü (biyoetanol) ilave edilmesi zorunludur.</b></p> <p><b>Yerli tarım ürünlerinden elde edilen ve benzine türlerine harmanlanan biyoetanolün %2'lik kısmı ÖTV'den muaf.</b></p>
<p><b>Harmanlanan Biodizelde ÖTV Teşviği</b></p> <p><b>Özel Tüketim Vergisi Genel Tebliği (Tebliğ No 29)</b></p>	<p><b>Yerli tarım ürünlerinden ve yurt içinden toplanan atık yağlardan elde edilen biodizelin motorinle harmanlanan %2'lik oranı ÖTV'den muaf.</b></p> <p><b>Harmanlanmış oto biodizelli motorinin ÖTV tutarı teslim edilmiş maldaki oto biodizel miktarının toplam harmanlanmış mal miktarına oranı kadar eksik uygulanacaktır.</b> Ancak bu orana göre belirlenen vergi tutarları, motorin türleri için 4760 sayılı ÖTV Kanununa ekli (I) Sayılı listenin (A) cetvelinde belirlenmiş olan vergi tutarlarının %98'inden az olamaz, %98'den az olması halinde ise bu vergi tutarlarının %98'i dikkate alınır.</p>
<p><b>Konu</b></p>	<p><b>5627 sayılı Kanun, Binalarda Enerji Performans Yönetmeliği ile YEK'e Sağlanan Destekler</b></p>
<p><b>Kullanım alanı &gt; 20000 m<sup>2</sup> olan binalarda YEK kullanımını</b></p>	<p>Yeni yapılacak olan ve yapı ruhsatına esas kullanım alanı yirmi bin metrekarenin üzerinde olan binalarda ısıtma, soğutma, havalandırma, sıhhi sıcak su, elektrik ve aydınlatma enerjisi ihtiyaçlarının tamamen veya kısmen karşılanması amacıyla, yenilenebilir enerji kaynakları kullanımı, hava, toprak veya su kaynaklı ısı pompası, kojenerasyon ve mikro-kojenerasyon gibi sistem çözümleri tasarımcılar tarafından</p>

	projelendirme aşamasında analiz edilir. Bu uygulamalardan biri veya birkaçı, Bakanlık tarafından yayımlanan birim fiyatlar esas alınmak suretiyle hesaplanan, <b>binanın toplam maliyetinin en az yüzde onuna karşılık gelecek şekilde yapılır.</b>			
<b>EKONOMİ BAKANLIĞI Yatırımlarda Devlet Yardımları</b>				
<b>Konu</b>	<b>Yatırımlarda Devlet Yardımları Hakkında Karar Kapsamında Sağlanan Destekler</b>			
<b>Teşvikler</b>	15.06.2012 tarih ve 2012/3305 Sayılı Bakanlar Kurulu Kararı ile yürürlüğe giren yeni teşvik sistemi 4 farklı uygulamadan oluşmaktadır: 1- Genel Teşvik Uygulamaları 2- Bölgesel Teşvik Uygulamaları 3- Büyük Ölçekli Yatırımların Teşviki 4- Stratejik Yatırımların Teşviki			
Teşvik uygulamaları için Türkiye gelişmişlik açısından 6 farklı bölgeye ayrılmıştır.				
<b>Teşvik uygulamaları açısından illerin bölgelere göre dağılımı</b>				
Teşvik uygulamalarına göre sağlanacak destek unsurları:				
Destek Unsurları	Genel Teşvik Uygulamaları	Bölgesel Teşvik Uygulamaları	Büyük Ölçekli Yatırımların Teşviki	Stratejik Yatırımların Teşviki
KDV İstisnası	+	+	+	+
Gümrük Vergisi Muafiyeti	+	+	+	+
Vergi İndirimi	+	+	+	+

Sigorta Primi İşveren Hissesi Desteği		+	+	+
Gelir Vergisi Stopajı Desteği*	+	+	+	+
Sigorta Primi Desteği*		+	+	+
Faiz Desteği **		+		+
Yatırım Yeri Tahsisi		+	+	+
KDV İadesi***				+

\* Yatırımın 6. bölgede gerçekleştirilmesi halinde sağlanır.

\*\* Bölgesel teşvik uygulamalarında, yatırımın 3, 4, 5 veya 6 . bölgelerde gerçekleştirilmesi halinde sağlanır.

\*\*\* Sabit yatırım tutarı 500 Milyon TL üzerinde olan stratejik yatırımlara sağlanır.

**Genel Teşvik Sistemi'nde asgari sabit yatırım tutarı,**

- 1 ve 2. bölgelerde 1 Milyon TL
- 3, 4, 5 ve 6. bölgelerde 500 Bin TL'dir.

**Bölgesel Teşvik Uygulamaları için** asgari sabit yatırım tutarı 1 ve 2. bölgelerde 1 Milyon TL'den, diğer bölgelerde ise 500 Bin TL'den başlamak üzere desteklenen her bir sektör ve her bir il için ayrı ayrı belirlenmiştir.

**Büyük Ölçekli Yatırımlar için** asgari sabit yatırım tutarı 50 Milyon TL'den başlamak üzere sektörüne göre farklı büyüklüklerle tanımlanmıştır.

**Stratejik Yatırımlar için** asgari sabit yatırım tutarı 50 Milyon TL'dir.

Sağlanan teşviklere ilgili açıklamalar:

**Katma Değer Vergisi İstisnası:**

Teşvik belgesi kapsamında yurt içinden ve yurt dışından temin edilecek yatırım malı makine ve teçhizat için katma değer vergisinin ödenmemesi şeklinde uygulanır.

**Gümrük Vergisi Muafiyeti:**

Teşvik belgesi kapsamında yurt dışından temin edilecek yatırım malı makine ve teçhizat için gümrük vergisinin ödenmemesi şeklinde uygulanır.

**Vergi İndirimi:**

Gelir veya kurumlar vergisinin, yatırım için öngörülen katkı tutarına ulaşıncaya kadar, indirimli olarak uygulanmasıdır.

**Sigorta Primi İşveren Hissesi Desteği:**

Teşvik belgesi kapsamı yatırımla sağlanan ilave istihdam için ödenmesi gereken sigorta primi işveren hissesinin asgari ücrete tekabül eden kısmının Bakanlıkça karşılanmasıdır.

**Gelir Vergisi Stopajı Desteği:**

Teşvik belgesi kapsamı yatırımla sağlanan ilave istihdam için belirlenen gelir vergisi stopajının terkin edilmesidir. Sadece 6. bölgede gerçekleştirilecek yatırımlar için düzenlenen teşvik belgelerinde öngörülmüştür.

**Sigorta Primi Desteği:**

Teşvik belgesi kapsamı yatırımla sağlanan ilave istihdam için ödenmesi gereken sigorta primi işçi hissesinin asgari ücrete tekabül eden kısmının Bakanlıkça karşılanmasıdır. Sadece 6. bölgede gerçekleştirilecek bölgesel, büyük ölçekli ve stratejik yatırımlar için düzenlenen teşvik belgelerinde öngörülmüştür.

**Faiz Desteği:**

Faiz Desteği, teşvik belgesi kapsamında kullanılan en az bir yıl vadeli yatırım kredileri için sağlanan bir finansman desteği olup, teşvik belgesinde kayıtlı sabit yatırım tutarının %70'ine kadar kullanılan krediye ilişkin ödenecek faizin veya kâr payının belli bir kısmının Bakanlıkça karşılanmasıdır.

**Yatırım Yeri Tahsisi:**

Teşvik Belgesi düzenlenmiş yatırımlar için Maliye Bakanlığınca belirlenen usul ve esaslar çerçevesinde yatırım yeri tahsis edilmesidir.

**Katma Değer Vergisi İadesi:**

Sabit yatırım tutarı 500 milyon Türk Lirasının üzerindeki Stratejik Yatırımlar kapsamında gerçekleştirilen bina-inşaat harcamaları için tahsil edilen KDV'nin iade edilmesidir.

### 13. ENERJİ EKİPMANLARININ YERLİ ÜRETİMİ

Enerji konusu, bugün Türkiye'nin önemli sorunlarından biridir, çünkü hem kişisel hem de toplumsal hayatın birçok cephesini etkileyen (bilimsel, teknolojik, ekonomik, çevresel, politik, jeopolitik, sosyolojik, psikolojik...) bir dizi boyutu vardır.

**Enerji bağımsızlığı olmayan bir ülkeye bağımsız ülke olarak bakılamaz.** Türkiye'nin enerji, iletişim, ulaştırma-taşıma, savunma kesimleri gibi, bir ülkenin bağımsızlık derecesini belirleyen alanlardaki eksiklikleri ve dolayısıyla dışa bağımlılığı üzüntü verici boyuttadır.

Enerji bağımsızlığı sadece bir kaynak sorunu değildir; enerji kaynaklarını kullanılabilir enerjiye veya enerji taşıyıcısına (ısı, elektrik, yakıt) çevirecek teknolojiye bağımlılık da aynı derecede önemlidir. Türkiye'nin bir taraftan elektrik üretiminde %44 düzeyinde kaynak olarak doğal gaz bağımlılığı, diğer taraftan da doğal gazı enerjiye çevirecek gaz türbini teknolojisine hemen hemen %100 dışa bağımlılığı bu vahim durumun en çarpıcı örneğidir.

Enerji sistemleri, her **sosyo-teknik sistem** gibi, çok boyutluluğu ve çok kapsamlı etkileri yani sosyal yapıyı temelden etkilemeleriyle belirlenirler. Enerji sistemleri sosyo-teknik sistemler içinde bugün **hâkim sistem** rolündedir. Tüm sosyo-teknik sistemler gibi, enerji sistemlerinin de kurulması ve değişmesi **uzun zaman** alır. Farklı kazan ve türbin teknolojilerinin geliştirilmesi ve bugünkü seviyesine gelmesi de ciddi **AR-GE** faaliyetleri ve uzun yıllar gerektirmiştir. Ne yazık ki **Türkiye bu süreçlerin hiçbir yerinde olamamıştır.**

Teknoloji üretebilen bir ülke olabilmek için, ilgili alanlarda bilimsel ve teknolojik birikime, yatırım kaynaklarına ve organizasyon kabiliyetine sahip olmak gerekir. Bunun için, TÜBİTAK'ın enerjiyle ilgili enstitülerinin yeniden yapılandırılması ve üniversitelerin enerji enstitüleriyle veya ilgili platformlarıyla ilişkilendirilmesi ile **Türkiye Enerji Bilimleri ve Teknolojileri Geliştirme Merkezinin** kurulması ve AR-GE kabiliyeti edinmiş mühendis yetiştirilmesi, AR-GE altyapısı ve sanayi-kamuluslararası ortak çalışma platformlarının oluşturulması eşzamanlı ve eşgüdümlü olarak başlatılmalı ve sürdürülmelidir. AR-GE kabiliyetinin edinilmesi doktora yapılmasıyla ve doktora sonrası çalışmalarıyla sağlanabilir. Bu sayede mühendisler, yenilikçi teknoloji geliştirmenin yöntem ve araçlarına hâkim olurlar. Türkiye üniversiteleri donanımlı mühendisler yetiştirmektedir. Bu yetenekli gençlere en yüksek standartlarda doktora yapma imkânı verilmelidir.

**Teknoloji geliştirme merkezlerinde** öncelikle yeni ve yenilenebilir enerji sistemleri olmak üzere;

- Rüzgar ve güneş enerjisi sistemleri,
- Linyit gazlaştırma teknolojileri ve Türkiye linyitlerinin gazlaştırılması yoluyla sentetik gaz üretilmesi,
- Gaz türbinleri yanma odalarının sentetik gaz yakabilir hale dönüştürülmesi,
- Plazma yardımcı sentetik gaz temizleme teknolojileri,
- Doğal gaz + hidrojen + biyogaz yakma teknolojileri,



- Karbondioksit tutma teknolojileri ve karbonik gazın EGR yoluyla (Enhanced Gas Recovery) ve mikro yosun üretimiyle değerlendirilmesi,
- Oksijenli yakma teknolojileri, H<sub>2</sub>/O<sub>2</sub> yakma teknolojileri,
- Biokütleden ve organik atıklardan sentetik gaz ve hidrojen eldesi teknolojileri,
- Kömür küllerinin geri kullanımı teknolojileri,
- Yoğunlaştırılmış güneş enerjisi teknolojileri,
- Mikro yosun üretme teknolojileri,

konularında çalışmalar yapılabilir.

### **Enerji Ekipmanlarının Yerli Üretimi Konusunda Türkiye Hangi Noktada ?**

İlk termik santralimiz olan **Silahtarağa Termik Santral**inin hizmete girdiği yıldan bu güne yüz yıllık bir süre geçmesine rağmen, enerji üretim tesisleri ana ekipmanlarının en önemli kısımlarından olan; termik, hidrolik, jeotermal, rüzgar, biyogaz santrallerinde kullanılan türbin (Gaz Türbini, Buhar Türbini, Hidrolik Türbin, Rüzgar Türbini) ve generatörler ile termik santral kazanları (atık ısı kazanları, akışkan yataklı kazanlar, PC kazanlar vb.) ve fotovoltaiik modül ve hücrelerin **yerli tasarımı ve imalatı ülkemizde yapılamamaktadır.**

Bununla beraber bir enerji üretim tesisinde on binlerce ekipman bulunmaktadır. Ana ekipmanların dışındaki yardımcı ekipmanlardan yurt içinde üretimleri yapılabilenler aşağıda belirtilmiştir.

- İnşaat ve çelik konstrüksiyonda temel ve detay mühendisliği, çelik konstrüksiyonun tamamı,
- Termik santrallerde; ithal edilen yüksek basınçlı alaşımli boruların bükme kaynak ve paketler halindeki üretimleri, kül/ kömür /kireçtaşı taşıma ve hazırlama sistemleri, YB/AB boru askı sistemleri ve ısıtıcıları, ekonomizerler, besi suyu tankları, yardımcı kazanların tasarım ve temini, GT/BT yakıt besleme, yağlama, soğutma sistemleri, vanalar, pompalar, elektrik motorları, su arıtma ve hazırlama sistemleri, yangın söndürme sistemleri,
- Enerji santrallerinde kullanılan AG ve OG kuvvet kabloları ile elektromekanik teçhizatın büyük bir kısmı, sıcaklık ölçerler, seviye ölçerler, trafolar, şalt sistemleri,
- Hidrolik barajlarda kullanılan her türlü kapak, vana, cebri boru vb. hidromekanik ekipman ile kumanda mekanizmaları ve kren, vinç vb. kaldırma makinaları,
- Rüzgar türbinlerinin çelik ve beton kuleleri ile kanatların her türlü üretimi, kanatların ham-madde üretimi, kanat bağlantı saplama ve somunları, kule bağlantı civataları ve galvanizli ankeraj üretimi, başta kaplin ve redüktör olmak üzere çeşitli makine elemanlarının imalatı,
- Güneş enerji sistemlerinde, güneş pillerinde kullanılan alüminyum çerçeve, cam ve kablo üretimi dışında PV modül malzemeleri üretilmemekte, ithal edilmektedir. PV Modül-Kristalin imalatı yapan birkaç firma bulunmaktadır.

Ülkemizin yatırım ve işletim deneyimleri, mevcut teknoloji alt yapısı ve özellikle imalat sanayimiz ve mühendislik seviyesi dikkate alındığında yerli ekipman üretiminin ülkemizde rahatlıkla yapılabileceği görülmektedir. Bunun için öncelikle doğru politikalar ve doğru teşvikler ile Türkiye'nin kendi iç piyasasını bu yeni anlayışa göre yönlendirmesi gereklidir. Yerli teknolojinin yaratılabilmesi, üretimin arttırılabilmesi ve yerli sanayimizin gelişimi için atılması gereken adımlar, TMMOB Makina Mühendisleri Odasınınca yayınlanan "Enerji Ekipmanlarının Yerli Üretimi" konulu Oda Raporunda ayrıntılı olarak anlatılmıştır.

## 14. ENERJİ VERİMLİLİĞİ

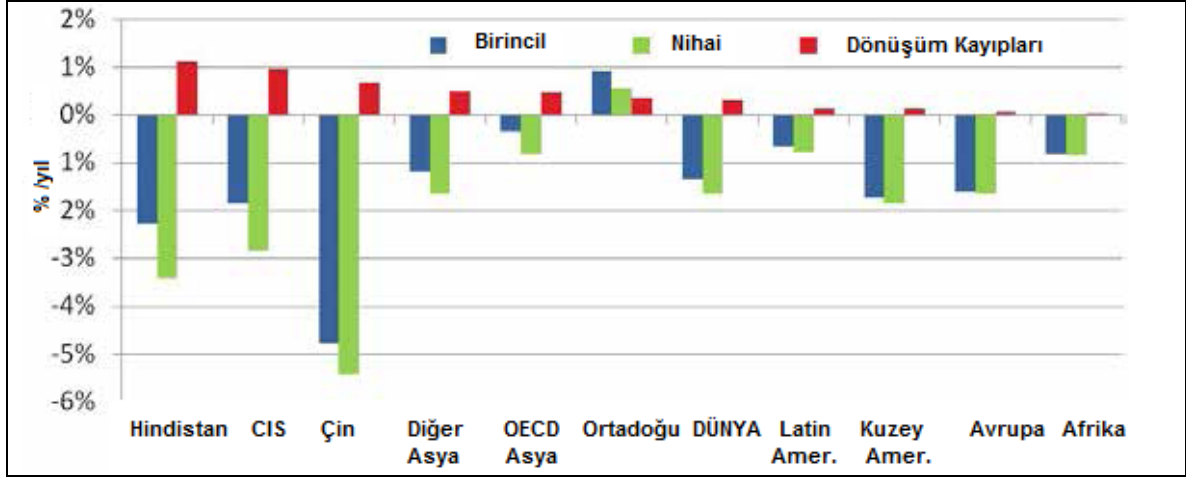
Türkiye’de enerji politikasına şimdiye kadar büyük oranda arz cephesinden yaklaşılarak, büyümekte olan talebin karşılanmasına çalışılmış, bu süreçte enerji verimliliğine, arz cephesine oranla görece düşük öncelik verilmiştir. Bütün dünyada olduğu gibi, Türkiye’de de; enerjinin güvenilir, zamanında, kesintisiz ve çevre uyumlu temin edilmesi politikası çerçevesinde yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarından enerji üretimine yönelmenin yanı sıra, ağırlık verilmesi gereken temel bir politika da enerji verimliliğinin artırılmasıdır.

Diğer yandan, son birkaç yıldır bir miktar gündemden düşmüş gibi gözükse de, günümüzde dünya enerji politikasının en önemli belirleyici ve şekillendirici unsuru, iklim değişikliğini tersine çevirmek üzere CO<sub>2</sub> emisyonunun azaltılmasıdır. Son yıllarda dünyanın hemen hemen tüm bölgelerinde enerji verimliliğindeki iyileşmeler sonucunda önemli boyutta enerji ve CO<sub>2</sub> tasarrufu sağlanmıştır.

Yakın geçmişte küresel olarak enerji verimliliğinde önemli kazanımlar olmuştur. 1990 yılındaki enerji yoğunluğu etkenleri (1990 yılındaki teknolojiler ve ekonomik yapı) aynen kalsa idi, 2011 yılındaki dünya enerji tüketimi 4.2 Gtep daha yüksek olacaktı. Bir başka deyişle 1990-2011 yılları arasında enerji verimliliği sayesinde küresel olarak sağlanan 4 Gtep tasarruf ile birincil enerji tüketimi yaklaşık %32 azalmıştır. Bu şekilde aynı zamanda 9,6 Gt CO<sub>2</sub>’nin de ortaya çıkması engellenmiştir. Birçok etkenin bileşiminden oluşan enerji yoğunluğundaki düşüş (Ortadoğu hariç) her bölgede farklı nedenlerle farklı gelişmelerle farklı seviyelerde oluşmuştur.

Nihai enerji yoğunluğu esas olarak, GSYİH birimi başına, enerji üretiminde enerji dönüşüm kayıpları ve enerji-dışı kullanımları hariç, nihai enerji sektörlerinde tüketilen enerjiye karşılık gelmektedir. Küresel nihai enerji yoğunluğu bu dönemde birincil enerji yoğunluğundan daha hızlı (yıllık %1,3’e karşılık yıllık %1,6) iyileşmiştir. Bu şekilde %20 daha fazla iyileşen nihai enerji yoğunluğu, enerji üretiminde artan dönüşüm kayıplarını karşılamıştır. Bu kayıplar güç üretimindeki verimsizlikten değil, bu dönemde refah artışı ile birlikte, küresel nihai tüketim içinde elektrik talebi oranının %13’ten %18’e çıkmasından (özellikle de Asya Bölgesinde) kaynaklanmıştır. Avrupa ve Kuzey Amerika’da ise yenilenebilirin artan payı (ağırlıklı olarak rüzgar ve güneş), gaz kombine çevrim santralleri ve kojenerasyon nedeniyle enerji dönüşüm kayıpları stabilize edilmiş ve birincil ve nihai enerji yoğunlukları aynı seviyede azalmıştır.<sup>1</sup>

<sup>1</sup> World Energy Perspective, Energy efficiency policies , What works and what does not, World Energy Council 2013



Şekil 14.1 Birincil ve Nihai Yoğunluklarındaki Değişimler (1990-2011)

Kaynak: Enerdata

Ekonomik yapıdaki değişimler nihai enerji yoğunluğunu etkilemektedir. Örneğin diğer tüm şartlar aynı olduğu kabulü ile hizmet sektörünün ekonomi içinde etkin olması nihai enerji yoğunluğunu azaltmaktadır. Dünya ortalaması olarak sanayi sektörü enerji yoğunluğu hizmet sektörüne kıyasla 6 kat fazladır. Yani sanayide bir birim katma değer üretmek için hizmet sektöründen 6 misli daha fazla enerji tüketilmektedir. OECD ülkelerinde bu fark, bölge veya ülkeye göre 4,5-6 arasında değişmektedir. OECD dışı ülkelerde ise sanayi sektörü enerji yoğunluğu hizmet sektörüne kıyasla 10 kat fazladır. Bu nedenle hızlı büyüyen ülkelerde ekonominin yapısal değişiminin etkisi önemlidir. Sanayi üretiminin ağırlıklı olduğu Çin, Hindistan, CIS (Bağımsız Devletler Topluluğu-Rusya ve diğerleri) ve Kuzey Amerika'da enerji yoğunluğunu azaltmak daha güçtür.

Elektrik üretim verimliliği dünyada 1990'dan 2011'e, %32'den ancak %35,5'a çıkmıştır. Diğer yandan OECD Asya ortalaması olan %40 ve kombine çevrim gaz türbinlerinin ağırlıklı olması nedeniyle İspanya'nın %46 olan elektrik üretim sistem verimleri de dünyada kaydedilen en iyi uygulamalardır. Ancak son yıllarda verimdeki bu iyileşme de yavaşlamaktadır (2000'den bu yana %1,5). Son yıllarda dünya düzeyinde, enerji iletim ve dağıtım kayıplarının, bölgeler arasında büyük farklılık göstermekle birlikte, oranı hemen hemen sabit kalmıştır (2011 yılında ortalama %9). Latin Amerika, CIS ve Afrika'daki bazı ülkeler, zayıf altyapı ve veya ödenmeyen faturalar nedeniyle artan kayıplarla karşı karşıyadır. (%15'in üzerinde).

Dünyada bir çok ülke artan oranda ulusal, sektörel enerji verimliliği hedefleri belirlemektedir. Bunda AB'nin Enerji Verimliliği Direktifinin getirdiği ulusal eylem planı hazırlama ve hedef belirleme zorunluluğunun önemli payı olsa da AB dışında da birçok ülkede enerji verimliliği hedefi belirlenmiştir.

AB için enerji verimliliği, enerji ve iklim politikasının en önemli bileşeni haline gelmiştir. AB iklim ve enerjiyle ilgili hedeflerini 2008 yılı Aralık ayında tekrar yenilemiştir. Buna göre 2020'ye kadar, 1990 rakamlarına göre, %20 sera gazı emisyonu azaltımı, enerji verimliliğinde %20 artış ve enerji kullanımında yenilenebilir enerjilerin payının %20'ye çıkarılması, kısaca 20/20/20 hedefi olarak kamu oyuna açıklanmıştır.

Ancak bütün gayretlere rağmen, AB'nin 2020 yılı itibarıyla tahmini enerji tüketimini %20 azaltma hedefinin gerçekleştirilemeyeceği görülerek, Aralık 2013 tarihinden itibaren uygulamaya girmek üzere Enerji Verimliliği Direktifi yayımlanmış ve daha önce belirlenmiş bu hedefin tekrar yakalanması için yeni enerji verimliliği önlemleri önerilmiştir.

Bu Direktif ile aşağıdaki önlemler öngörülmektedir;

- Devlet kuruluşlarının, enerji tasarruflu binaları, ürün ve hizmetleri satın alması ve enerji tüketimlerini ciddi biçimde azaltmak için kamu binalarının her yıl %3'ünün enerji verimliliği açısından yenilenmesi
- Son kullanıcıların, enerji arz hizmeti sunan şirketlerce eski kazanlarını değiştirmeleri veya evlerini yalıtmaları gibi verimliliğini artırarak enerji tüketimini azaltmaları konusunda teşvik edilmesi
- Sanayi kuruluşlarının enerji tasarrufu olanakları hakkında daha bilinçli olması, büyük ölçekli firmaların her 3 yılda bir enerji etüdü yaptırması
- Tüketicilere, enerji tüketimlerini daha iyi yönetebilmeleri için ölçüm ve faturalarda daha fazla bilgi sağlanması
- Enerji dönüşümü AB tarafından verimlilik açısından izlenmesi gerekirse performansı, artırma önlemleri önerilmesi ve kojenerasyon tesisleri ile ısı ve elektriğin birlikte üretilmesinin özendirilmesi
- Ulusal enerji düzenleyici otoriteler tarafından, son kullanıcılara nasıl ve hangi maliyetle enerji dağıtılacağına karar verilirken enerji verimliliğinin göz önüne alınması
- Yüksek bir teknik rekabet sağlamak için enerji hizmeti sağlayıcılarının belgelendirme sistemi içine alınması

Bu önlemlerle AB'nin 2020 yılında %20 enerji tasarrufu hedefini gerçekleştirmedeki ilerleme durumu 2014'de gözden geçirilecektir. Yetersiz olması durumunda, zorunlu ulusal enerji tasarrufu hedefleri önerilecektir.

Türkiye'de son yıllarda, henüz belirgin bir sonuç alınmamış olsa da enerji sektöründe arz tarafı yönetimi politikalarının yanı sıra, talep yönetimi ve enerji verimliliğini arz kaynağı olarak görülmesi için çok önemli adımlar atılmaya başlamıştır. Türkiye'de, Enerji Verimliliği Kanun'u ve onu takiben yayımlanan ondan fazla ikincil düzenleme ve tebliğleri ile bir mevzuat çerçevesi oluşturulmuştur. Ayrıca Şubat 2012'de, Yüksek Planlama Kurulu Kararı ile yürürlüğe giren Enerji Verimliliği Stratejisi ile 2023 yılında Türkiye'nin GSYİH başına tüketilen enerji miktarının (enerji yoğunluğunun) 2011 yılı değerine göre (baz değer verilmemiştir) en az %20 azaltılması hedeflenerek, aşağıdaki alanlar stratejik alanlar olarak belirlenmiş ve bu hedeflere bağlı olarak faaliyetler öngörülmüştür.

- Sanayi ve hizmetler sektöründe enerji yoğunluğunu ve enerji kayıplarını azaltmak
- Binaların enerji taleplerini ve karbon emisyonlarını azaltmak, yenilenebilir enerji kaynakları kullanan sürdürülebilir çevre dostu binaları yaygınlaştırmak
- Enerji verimli ürünlerin piyasa dönüşümünü sağlamak

- ❑ Elektrik üretim, iletim ve dağıtımında verimliliği artırmak; enerji kayıplarını ve zararlı çevre emisyonlarını azaltmak
- ❑ Motorlu taşıtların birim fosil yakıt tüketimini azaltmak; yük ve yolcu taşımacılığında demiryollarının ve şehir içinde toplu taşımanın payını artırmak; şehir içi ulaşımda gereksiz yakıt sarfiyatını önlemek ve çevreye zararlı emisyonlarını düşürmek
- ❑ Kamu kuruluşlarında enerjiyi etkin ve verimli kullanmak
- ❑ Kurumsal yapıları, kapasiteleri ve işbirliklerini güçlendirmek; ileri teknoloji kullanımını ve bilinçlendirme etkinliklerini artırmak; devlet teşvikleri dışında sürdürülebilir finansman ortamları oluşturmak

AB 2013 Türkiye İlerleme Raporu-Enerji Başlığı altında enerji verimliliği ile ilgili olarak aşağıda belirtilen ifadeler yer almaktadır.

*“Enerji verimliliği danışmanlık şirketlerinin yetkilendirmeleri devam etmiştir. Enerji Verimliliği Strateji Belgesinde tanımlanan hedeflerin gerçekleştirilmesi için, strateji belgesinin etkili bir şekilde uygulanması amacıyla hâlâ iddialı ve koordineli bir eylem planının oluşturulması gerekmektedir. Yeni kurulan Genel Müdürlüğün kapasitesinin, mümkünse (AB’ye üye birçok ülkede olduğu gibi) açık bir koordinasyon işlevi olan etkili bir kurum oluşturularak, güçlendirilmesi için ilave çabalara ihtiyaç duyulmaktadır. Enerji Verimliliği Kanunu ve ilgili mevzuat, 2012 Enerji Verimliliği Direktifi ile uyumlu değildir.”*

Yukarıdaki bu görüşlerin, 2012 yılında yayımlanan Raporumuzda yer alan aşağıdaki görüşlerimiz ile aynı paralelde olduğunu görüyoruz: *“Türkiye’de, Enerji Verimliliği Kanunu’ndan başlayarak çeşitli sektörlerle yönelik çok sayıda yönetmelikle bir mevzuat çerçevesi oluşturulmuş, eğitim faaliyetlerinin yaygınlaşması sağlanmış, KOBİ’ler ve sanayi kuruluşlarıyla sınırlı bir hibe programı başlatılmış olması gibi çok önemli olumlu gelişmelere rağmen, hâlâ enerji verimliliği üzerinde daha atak stratejiler geliştirmeye ve adımlar atılmasına ihtiyaç duyulmaktadır. Enerji Verimliliği Kanunu’nun yayımlanmasının üzerinden hemen hemen beş yıl geçmiştir. O günden bugüne yayımlanan yönetmeliklerin birçoğunda köklü değişim ihtiyacı doğmuştur. Ayrıca sayısallaştırılmış gelişim göstergeleri de henüz açıklanmadığı için sağlıklı bir değerlendirme yapılamamaktadır.”*

MMO tarafından çeşitli vesilelerle belirtilen görüşlerde bu ve benzeri eksiklikler çok kere vurgulanmasına rağmen, maalesef dikkate alınmamıştır. Meslek dernekleri, meslek odaları ve üniversitelerin mevzuattan başlayarak her aşamada daha fazla katılımcı olmalarına olanak tanınmalı, yapılan yapıcı eleştirilerin ve katkıların, bu kuruluşların üyelerinden; yani yaygın tabanlarından alınan geri beslemlerden kaynaklanmış olması nedeniyle mutlaka değerlendirmeye alınması gerektiği unutulmamalıdır.

10. Kalkınma Planı'nda da enerji verimliliği yukarıda bahsedilen muhtemel olumsuzlukları gidermek üzere ayrı ve özel bir politika olarak ele alınmıştır. Planda Enerji verimliliği; “782. Enerji Verimliliği kanunuyla enerjinin verimli kullanımını teşvik eden ve zorunlu kılan düzenlemeler getirilmiş, 2012 yılında yayımlanan Enerji Verimliliği Stratejisi Belgesiyle 2023 yılına kadar enerji yoğunluğunun en az %20 oranında azaltılması hedeflenmiştir.” şeklinde ifade edilmiştir.

Ayrıca Plan kapsamında **Enerji Verimliliğinin Geliştirilmesi Programı** olarak daha detaylı bir metin verilmiştir.

Enerji Verimliliği konusuna, 10. Plan'da diğer bölümlere göre göreceli olarak geniş yer ayrılması ve Enerji Verimliliği Stratejisi Belgesinde yer alan hedef ve eylemlere tekrar yer verilmesi, çalışmaların başarısı açısından oldukça olumlu olarak değerlendirilmektedir. Programda 6 bileşen belirlenmiştir. Bu bileşenlerin tamamı hem Strateji Belgesini ve hem de Enerji Verimliliği Kanunu'nu destekler niteliktedir

Ancak Enerji Verimliliği Stratejisi Belgesinde, 2011 yılından itibaren 2023 yılına kadar enerji yoğunluğunun en az %20 oranında azaltılması hedeflenirken; Enerji Verimliliğinin Geliştirilmesi Programında 2012-2018 arasında %8,8 (2011'de 0,2646 TEP/1000 \$<sub>2000</sub> ve 2018 için 0,243 TEP/1000 \$<sub>2000</sub>) olarak belirtilmiştir. Strateji Belgesinde ise herhangi bir baz değeri belirtilmemiştir. Planda ilk kez bir baz değeri (baseline) belirlenmiş olması çok olumludur. Ancak, 2023 yılındaki %20 nihai hedef göz önüne alındığında bu iki hedef arasında uyumsuzluk bulunmaktadır. Ayrıca hedefin TL olarak ve nihai tüketim sektörü temelinde belirtilmesi ile saptamalara yol açacak faktörlerden arındırılmış bir hedefin ortaya konulmasını sağlayabilirdi.

Ayrıca Enerji Verimliliğinin Geliştirilmesi Programında, 2018 yılına kadar kamu binalarının enerji tüketiminin, 2012 yılı baz alınarak suretiyle belirlenecek göstergeler düzeyinde ve verimlilik artışı uygulamaları ile %10 düşürülmesi hedef olarak konulmuştur.

Performans göstergeleri; birincil enerji yoğunluğu, referans senaryoya göre enerji tüketimindeki azalma ve kamu binalarının enerji tüketimindeki azalma olarak belirlenmiştir. Kamu binalarının enerji verimliliği hedefi belirtirken “belirlenecek göstergeler çerçevesinde” hedefin izleneceği belirtilmektedir. Enerji Verimliliği Stratejisi Belgesi yürürlüğe girdiği tarihten bu yana geçen zamana karşın, bu çalışmalar yapılmamış olup, ne zaman yapılacağı da belirsizdir. Bu nedenle bu hedefin gerçekleşmesi zor gözükmektedir.

Programda bazı eylemlerin bedeli düşünülmeden konulduğu düşünülmektedir. Örneğin düşük verimli motorların (on binlerce) daha verimli olanlarla değiştirilmesi, yalıtımı düşük ve/veya yetersiz yalıtıma sahip eski binalarda (6-7 milyon bina) standartlara uygun yalıtım yapılması gibi önlemler veya eylemlerin, önemli bütçeler gerektirmesi nedeniyle bir mali teşvik programı olmadan gerçekleştirilmesi ve yukarıdaki hedeflere ulaşılması zordur. En az 100-150 milyar TL'lik bir kaynak gerektirebilecek bu iyileştirmeler bir destek programı için belirtilen ifadeler yetersizdir.

Ayrıca, Bilim Teknoloji Yüksek Kurulu'nun 11 Haziran 2013 tarihindeki 26. toplantısında TÜBİTAK tarafından geliştirilen enerji sektöründe yerli imalat proje kararları çerçevesinde Enerji Verimliliğinin Artırılması Çalışmaları [2013/207] kararı kapsamında; binalarda ısı yalıtımı, bölgesel ısıtma sistemleri, atık ısı geri kazanımı, sokak aydınlatması, elektrikli ev aletleri, ulaşım araçları, elektrik motorları ve kompresörlerde enerjinin daha verimli kullanımının sağlanmasına yönelik tedbir alınması kararlaştırılmıştır.

Ayrıca, bu alanda somut Ar-Ge ve yenilik hedefleri ve bu hedeflerin gerçekleşmesi için gerekli kilometre taşlarının belirlenmesi amacıyla TÜBİTAK tarafından Enerji Verimliliği Teknoloji Yol Harita-

ları hazırlanmıştır. Bu kapsamda, arz odaklı teknolojiler tarafında atık ısı geri kazanımı, birleşik ısı güç ve üçlü üretim sistemleri ve elektrik motorları konusunda teknoloji yol haritaları; talep odaklı teknolojilerde ise LED esaslı iç ve dış aydınlatma, yeni nesil malzeme ve bileşen teknolojileri, akıllı bina teknolojileri ve sensör sistemleri teknoloji yol haritaları oluşturulmuştur. Bu kapsamda;

- Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı koordinasyonunda iş modeli ile destek paketlerinin geliştirilmesine,
- Düzenleyici mevzuat çalışmalarının yapılmasına,
- İlgili Bakanlık ve kuruluşların gerekli desteği vermesine karar verilmiştir.

TÜBİTAK *Enerji Verimliliği Teknoloji Yol Haritası Hedefler Listesi* aşağıdaki gibi belirlenmiştir;

- **Sanayide proses iyileştirme ve atık ısı geri kazanımı** ile %20 enerji verimliliği artışı sağlayan teknolojilerin geliştirilmesi
- **Bileşik ısı güç ve üçlü üretim sistemlerinin** konutlarda, sanayi ve güç santrallerindeki uygulamaları gözetilerek, değişik ölçeklerdeki sistemlerde (mini, mikro, konvansiyonel) toplam verimin %85'in üzerine çıkartılması için teknolojilerin geliştirilmesi
- Aydınlatmada etkinlik faktörü 150 lm/W'dan yüksek, azami ölçüde yerli teknolojiye sahip, ekonomik ömrü en az 50.000 saat olan enerji verimli **iç ve dış aydınlatma teknolojilerinin** geliştirilmesi
- Binalarda ve sanayide enerji verimliliğini destekleyecek **yeni nesil malzeme ve bileşen teknolojilerinin** geliştirilmesi
- **Binalarda kullanılan enerjinin azaltılmasına katkı sağlayacak teknolojilerin ve binalarda enerji performans yönetim sistemleri** için birleşik yöntemlerin geliştirilmesi
- Bina ve sanayide enerji tüketim miktarlarını azami ölçüde azaltacak şekilde, farklı kullanım alanlarına göre **enerjinin ölçülmesi, izlenmesi ve enerji verimliliğini artırıcı yönetim sistemlerinin** geliştirilmesi ve kolay kullanılabilir hale getirilmesi
- En az %93 enerji verimliliğine sahip, 50 kW ve üzeri güçlerde, EEF1 verim sınıflı yerli **elektrik motorların ve bütün kapasitelerdeki sürücülerin üretim teknolojilerinin** geliştirilmesi

Bina, sanayi, ulaşım, elektrik üretimi gibi alanlardaki enerji verimliliği konularını ve çalışmalarını düzenleyen bu yeni politika dokümanları özellikle tüketim noktasındaki enerji verimliliği çalışmalarını yönlendirmek üzere yeni bir dönem başlatmıştır. Bu çalışmalar, Odamızca olumlu olarak değerlendirilmektedir.

Enerji Verimliliği stratejisinin hedeflerini sağlamak için gerekli her türlü kaynağın seferber edilmesi ve geniş toplumsal ve kurumsal katılımlarla planlı çalışmaların yürütülmesi önümüzdeki on yılın önemli görevlerindedir. Bu görevin yerine getirilmesi için, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığının etkin koordinasyonu ve yönetimi gereklidir. Bu nedenle Bakanlık tarafından diğer ülkeler de olduğu gibi yıllık analiz ve değerlendirme çalışmaları yapılmalı, bulgular ve sonuçlar, her yıl toplumla paylaşılmalı, katılımcılık için toplumda gerekli motivasyon sağlanmalıdır. Motivasyon için de Odamız gibi bağımsız kuruluşların görüş ve önerilerine kulak verilmelidir.

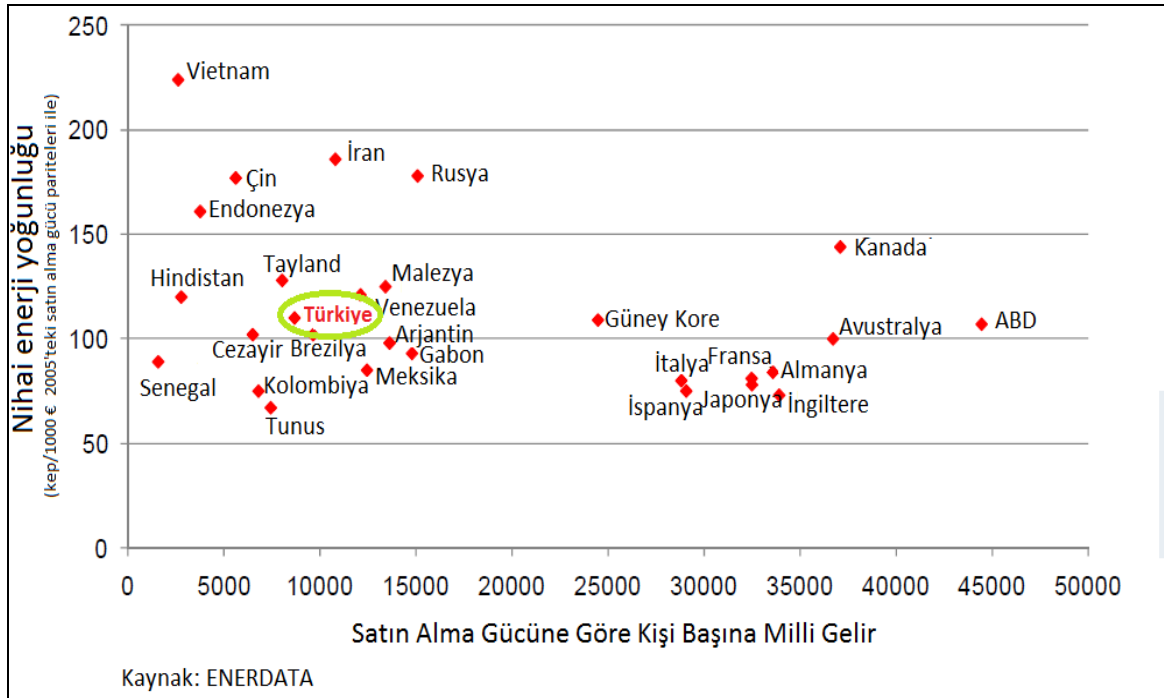


## Enerji Verimliliğinde Durum Değerlendirilmesi

Ülkemizde konut, sanayi ve ulaşımda yapılacak uygulamalarla yılda 14 milyar dolarlık tasarruf sağlanabileceği ve bu şekilde on yılda 140 milyar dolar değerinde tasarruf anlamına geldiği belirtilmektedir. 140 milyar tasarrufla 38 Atatürk Barajı projesi yapılabilir. Buradan da görebileceğimiz gibi enerjide yerli üretimi artırmanın yanı sıra verimli kullanmak da çok önemlidir. Bir ülkede kalkınma odaklı enerji tüketimi açısından gelişmişliğin ideal şartı; kişi başı enerji tüketiminin yüksek, enerji yoğunluğunun ise düşük olmasıdır.

2023 yılında Türkiye'nin yeni ihtiyaçları ile bağlantılı olarak, enerji tüketiminin %90 artacağı öngörülmektedir ki, bu değer OECD ortalamasının yedi katıdır. 2012 yılında cari açığın yüzde 71'inin enerji ithalatından kaynaklanmış olması ileriye doğru cari açığı ve enerjide dışa bağımlılığı azaltmak üzere konulan hedeflerin ekonomik büyüme için ne kadar önemli olduğunu ortaya koymaktadır.<sup>2</sup> Kişi başına enerji tüketimi ve özellikle de elektrik tüketimi, OECD ortalamasının yarısından azdır.

Diğer yandan, ülkemizin "Birincil Enerji Yoğunluğu" değeri ise tam tersi olarak OECD ortalamasının üzerindedir. Türkiye'nin enerji yoğunluğu değerlendirmelerinde; satın alma gücü paritesi göz önüne alınmadan yapılan kıyaslamalarda Japonya, Almanya gibi ülkelerden 2,5 misli daha enerji yoğun olsa da, satın alma gücü paritesine göre yapılan kıyaslamalarda Türkiye'nin pozisyonu kötü değildir. Ancak kişi başına gelir ve satın alma gücü paritesi ile düzeltilmiş değerlerle yapılmış kıyaslamalarda, Türkiye'nin gelişmiş ülkeler gurubu içine girebilmesi için epey yolu olduğunu göstermektedir (Şekil 14.2).



Şekil 14.2 Satın Alma Gücü Paritesine (€ bazında) Göre Nihai Enerji Tüketim Yoğunluğu Kıyaslaması

**Kaynak:** World Energy Council 2010-Energy Efficiency: A Recipe for Success

<sup>2</sup> 26. BTYK Toplantısı, Bilim Sanayi ve Teknoloji Bakanı Nihat Ergün konuşması

GSMH'de düşüş olduğunda (2012'de olduğu gibi), Türkiye'nin enerji tüketim altyapısı, örneğin enerji verimliliği düşük bina stoku ve elektrikli cihazlar, enerji yoğun sanayi üretim, toplu taşımanın payının çok düşük olduğu ulaşım hizmetleri ve yüksek yakıt tüketimli eski binek ve taşıtları ve yük ve yolcu taşıt filoları değişmediği için, enerji yoğunluğunu düşürmek mümkün olamamaktadır.

Sanayi ve bina sektörleri EV iyileştirmesi için en fazla imkânı sunan sektörlerdir; ayrıca sektörler arasında potansiyel enerji verimliliği kazancında farklılıklar olmasına rağmen, sanayi sektöründeki büyük miktardaki enerji tüketimi bu sektörü EV yatırımlarının teşviki için hedef sektör haline getirmektedir. Ayrıca, bina sektörünün daha yüksek oranda verimlilik kazancı sağlama potansiyeli mevcuttur; çünkü eski binalarda şimdiye dek fazla bir şey yapılmamıştır ve yeni binaların tabii olacağı bugün geçerli olan şartları belirleyen yönetmeliklerin öngördüğü şartlar, Avrupa'da benzer derece-gün şartlarına sahip ülkelere kıyasla %30 daha verimsizdir. 2000 yılı öncesinde yapılmış binalar, bugünkü yönetmeliklere göre yapılmış binalara kıyasla iki misli enerji harcamaktadır. Bina mevzuatında önemli bazı revizyonlar yapılmış, Binalarda Enerji Performansı Yönetmeliği çıkarılmış ve etiketleme yönetmelikleri yürürlüğe konmuş olmasına rağmen, mevcut enerji verimi düşük bina stoku ve buzdolabı, klima, kazan gibi kurulu cihazlar henüz elde edilmemiş büyük bir EV potansiyeli sunmaktadır. 6-7 milyon binanın enerji tüketimini yarıya yarıya azaltacak kapsamlı bir rehabilitasyon hareketine ihtiyaç vardır. Bu girişimin yüz binlerce iş yaratabilme potansiyeline de sahip olabileceği yurt dışındaki birçok uygulamadan çıkan sonuçlarla değerlendirilmektedir. Ulaştırımda ise metropollerde toplu taşımadaki yetersiz altyapının giderilmesi zorunludur. Üç tarafı denizlerle çevrili Türkiye'nin bunu etkili şekilde kullanması, karayollarının yük ve yolcu taşımacılığındaki (ölümcül kazalara da yol açan) yüksek payının azaltılması gereklidir.

Diğer taraftan, dünyadaki en yüksek artış ile CO<sub>2</sub> emisyonlarının 1990 yılına göre %124 artmış olması, Türkiye için olumsuz bir uluslararası puandır. Bu artışı dizginlemenin en önemli çaresi, bütün dünyada olduğu gibi %25 ve üzerinde olduğu belirtilen enerji tasarrufu potansiyelinin kullanılmasıdır.

Enerji Verimliliği Stratejisi ve diğer düzenlemeler nedeniyle bazı olumlu gelişmeler ve stratejinin bazı eylemlerinde özellikle mevzuat düzenlemesi konularında gelişmeler sağlanabilirse, uygulamalar için önümüzdeki yıllarda bazı gelişmeler olabilir. Sektörde uluslararası finansman ile desteklenen milyonlarca dolar tutarındaki çeşitli projeler çerçevesinde yürütülmeye başlanan kapasite geliştirme çalışmaları ile önümüzdeki dönemde enerji verimliliği konusunda artan farkındalığın etkilerinin daha fazla görülmesi beklenmektedir.

Ancak daha etkili çalışmalar için; enerji verimliliği çalışmaları için görevlendirilmiş olan YEGM'nin organizasyon yapısının güçlendirilmesi, sorun yaratan mevzuatın daha fazla katılımcılıkla sade ve uygulanabilir hale getirilmesi, mali desteklerin yeniden ve tüm sektörleri ve özellikle halkı destekleyecek şekilde yeniden düzenlenmesi ve artırılması, Türkiye'de son yıllarda çok yoğun olarak kullanılmaya başlanan uluslararası fonların, Türk halkının ve sanayicinin daha avantajlı şekilde kullanabileceği şekilde koordine edilmesi, tüm finansman programlarının analiz ve değerlendirmelerinin izlenmesi, enerji hizmet piyasasının etkin olarak yaygınlaşması için bürokratik engelleri azaltırken, bu alanda faaliyet gösteren/yetkilendirilmiş firmaların gerçek anlamda profesyonel sorumluluklarını yüklenmeleri sağlanmalıdır. Ayrıca Enerji Verimliliği Stratejisi ve 10. Kalkınma Planı Enerji Verimliliğinin Geliştirilmesi Programı eylemleri ekonometrik analizlerle tanımlanmalı, stratejik hedefleri gerçekleştirmek için gerekli tüm kaynaklar belirlenmelidir.

Sonuç olarak; enerji verimliliği enerji tüketimindeki azalma itibarıyla enerji sektörünü ilgilendirmektedir. Ancak bu sonuca gitmek için alınacak önlemlerin hemen hemen tamamı sektörü yöneten Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığının sorumluluk ve idare alanının dışındadır. Bu nedenle diğer sektörlerdeki verimlilik odaklı politika ve uygulamaların ilgili bakanlıklarca kendi politikaları kadar öncelikli olarak benimsenmesi gereklidir. Bu nedenle; ortak strateji, kapsamlı mevzuat ve yeterli mali kaynak enerji verimliliğinin sağlanmasındaki olmazsa olmazlardır. Karar vericiler tarafından “alçakta asılı meyve” olan enerji tasarrufu, artık görmemezlikten gelinmemelidir. Bunun için tüm kamu kurumları ve yerel yönetim yöneticileri enerji verimli yönetim ve yaşama pratiğini içselleştirmelidir.

Meslek dernekleri, meslek odaları ve üniversitelerin mevzuattan başlayarak her aşamada daha fazla katılımcı olmalarına olanak tanınmalı, yapılan yapıcı eleştirilerin ve katkıların, bu kuruluşların üyelerinden; yani yaygın tabanlarından alınan geri beslemelerden kaynaklanmış olması nedeniyle mutlaka değerlendirmeye alınması gerektiği unutulmamalıdır.

## 15. ÖNERİLER

### 15.1 Genel Politikalar

- 1.1 Enerjiden yararlanmak modern çağın gereği ve temel bir haktır. Bu nedenle, enerjinin tüm tüketicilere yeterli, kaliteli, sürekli, düşük maliyetli ve güvenilir bir şekilde sunulması; temel bir enerji politikası olmalıdır.
- 1.2 Enerji üretiminde ağırlık; yerli, yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarına verilmelidir. Enerji planlamaları, ulusal ve kamusal çıkarların korunmasına ve toplumsal yararın artırılmasını, yurttaşların, temel ve çağdaş bir insan hakkından yararlanması ve ucuz, sürekli ve güvenilir enerjiye kolaylıkla erişebilmesini hedeflemelidir.
- 1.3 TMMOB Makina Mühendisleri Odası, enerjiyle ilgili tüm kurumların çalışmalarında şeffaflaşmasını, bilgilerin yaygınlaşmasını, herkesçe erişilebilir ve kullanılabilir olması gerektiğini savunmaktadır. Kurumların yaptığı ikili anlaşmaların ticari sır içeren hükümleri belki kamuoyunun yaygın bilgisine sunulmayabilir; ancak hiçbir anlaşma ülke çıkarlarının üzerinde olamaz, hiçbir bilgi bir ülkenin kurumlarından ve yurttaşlarından saklanamaz. Ülke çıkarlarını koruma görevi de yalnızca gizlenen anlaşmaları imzalayan kamu görevlilerinin tekelinde olamaz.
- 1.4 Türkiye bugüne kadar enerji ihtiyacını esas olarak yeni enerji arzıyla karşılamaya çalışan bir politika izlemiştir. Dağıtımda, kaçaklarla birlikte %15 civarındaki kayıplar ve nihai sektörlerde yer yer %50'nin üzerine çıkabilen enerji tasarrufu imkanları göz ardı edilmiştir. Enerji ihtiyacını karşılamak üzere genelde ithal enerji kullanılmış ve ithalata dayalı yüksek maliyetli yatırımlar yapılmış, diğer yandan enerji kayıpları devam ederek, enerjideki dışa bağımlılık Türkiye için ciddi boyutlara ulaşmıştır. Bu nedenle bundan sonra izlenmesi gereken politikanın sloganı "*önce enerji verimliliği için yatırım yapılması, bu yatırımlarla sağlanan tasarruflar yeterli olmaz ise, yeni enerji üretim tesisi yatırımı*" olmalıdır.
- 1.5 Elektrik enerjisi faaliyetlerinin kamu hizmeti olduğu gerçeği kabul edilmeli ve yasalarda yer alacak hususlar buna göre düzenlenmelidir.
- 1.6 Enerji sektöründe bütünleşik kaynak planlaması zorunludur. Bu planlama; enerji üretiminin dayanacağı kaynakların seçimi, enerji tüketim eğilimlerinin incelenmesi, talep tarafı yönetim uygulamalarının üzerinde yoğunlaşma, enerjinin daha verimli kullanımı, çevreye verilen zararın asgari düzeyde olması, yatırımın yapılacağı yerde yaşayan insanların hak ve çıkarlarının korunması vb. ölçütleri gözetenek yapılmalıdır.
- 1.7 Enerji sektöründeki faaliyetlerde planlama gerekliliği kabul edilmelidir. Bu planlama, birincil enerji kaynağı kullanımında dışa bağımlılığın azaltılması, sürdürülebilirlik ve maliyet ve arz güvenilirliği unsurlarını içermelidir. Gerek kamu sektörü gerek özel sektör yatırımları için bu planlamaya uymak zorunluluğu getirilmelidir.
- 1.8 Türkiye'nin kendi ufkunu çizebilen, strateji oluşturabilen, dünya ekonomisinden ve dünyanın örgütlü baskısından neler gelebileceğini kestirmek, esnekliğe sahip olmak ve bir takım *kırmızı çizgilerini* çizebilmek, toplumun üretici ve yaratıcı güçlerini harekete geçirmek için mutlaka aklın seferberliği olan planlamayı yeniden düşünmek zorunludur. Planlama, eskimemiş, dışlileri fazla aşınmamış işlevsel bir araç olarak pek çok ulusal ekonomiye hizmet etmiş (ve) onları bir

tarif aşamasında yukarıya çıkarmış bir kaldıraç olarak, hâlâ kendi aklının ürünü olan politikaları sürdüren ülkelere hizmet etmeyi sürdürmektedir.

- 1.9 Biz de yapabiliriz! Yeniden deneyebiliriz ve denemeliyiz de. Planlamayı yeniden kurgulamalı ve uygulamalıyız. Sağlıklı envanter bilgilerine ulaşarak, yerli ve yenilenebilir kaynaklara ağırlık vererek, tutarlı ve gerçekçi girdi-çıkı analizleri yaparak, bütünlük kaynak planlaması yöntemlerini uygulayarak, enerji sektöründe yeni bir kurumsallaşma sağlayarak, Strateji Belgeleri, Beş Yıllık Planlar, Yol Haritaları, Eylem Planları hazırlayarak, enerji sektörünü geliştirebiliriz.
- 1.10 Enerji politikaları üretimden tüketime bir bütündür, bu nedenle bütüncül bir yaklaşım esas olmalıdır. Enerji sektöründe kamusal planlama, üretim ve denetim zorunludur. Ülkemizde enerji sektöründe 1980'lerden bu yana uygulanan politikalarla toplumsal ihtiyaçlar ve bunların karşılanabilirliği arasındaki açığı her geçen gün daha da artmaktadır. Ülkemiz gerçekleri de göz önüne alınarak, enerji sektörünün gerek stratejik önemi, gerekse kaynakların, kamusal çıkarlar gözetilerek, rasyonel kullanımı ve düzenleme, planlama, eşgüdüm ve denetleme faaliyetlerinin koordinasyonu açısından merkezi bir kamusal yapıya ihtiyaç vardır.
- 1.11 ETKB, enerji konusunda ülke ve toplum çıkarları doğrultusunda temel stratejiler, politikalar geliştirmek ve uygulamakla yükümlüdür. ETKB güçlendirilmeli, teknik yönden kuvvetli uzmanlar ve liyakatli kadrolar istihdam etmelidir. Güçlü bir ETKB'nin ülke çıkarlarına uygun politikalar geliştirmesi ve uygulaması sağlanmalıdır. Yetmiş ve nitelikli insan gücü, özelleştirme uygulamaları ve politik müdahalelerle tasfiye edilmemelidir. Enerjinin üretimi ve yönetiminde en temel unsur olan insan kaynağının eğitimi, istihdamı, ücreti vb. konular enerji politikalarında özenle dikkate alınmalıdır.
- 1.12 Planlama çalışmaları katılımcı ve şeffaf bir şekilde yapılmalı, çalışmalara ilgili kamu kurumlarının yanı sıra; üniversiteler, bilimsel araştırma kurumları, meslek odaları, uzmanlık dernekleri, sendikalar ve tüketici örgütlerinin, katılım ve katkıları sağlanmalıdır.
- 1.13 Tüm enerji sektörleri, petrol, doğal gaz, kömür, hidrolik, jeotermal, rüzgar, güneş, biyoyakıt vb. için Strateji Belgeleri hazırlanmalıdır. Daha sonra bütün bu alt sektör strateji belgelerini dikkate alan Yenilenebilir Enerji Stratejisi ve Faaliyet Planı ve Türkiye Genel Enerji Strateji Belgesi ve Faaliyet Planı oluşturulmalı ve uygulanmalıdır. Ülke ölçeğinin yanı sıra, il ve bölge ölçeğinde de enerji kaynak, üretim, iletim, dağıtım planlaması yapılmalıdır.
- 1.14 Bu amaçla, genel olarak enerji planlaması, özel olarak elektrik enerjisi ve doğal gaz, kömür, petrol vb. enerji kaynaklarının üretimi ile tüketim planlamasında, strateji, politika ve önceliklerin tartışılıp, yeniden belirleneceği, toplumun tüm kesimlerinin ve konunun tüm taraflarının görüşlerini ifade edebileceği geniş katılımlı bir "ULUSAL ENERJİ PLATFORMU" oluşturulmalıdır.
- 1.15 ETKB bünyesinde de, bu platformla eşgüdüm içinde olacak bir "ULUSAL ENERJİ STRATEJİ MERKEZİ" kurulmalıdır. Bu merkezde yerli kaynaklar ve yenilenebilir enerji kaynakları dikkate alınarak enerji yatırımlarına yön verecek enerji arz talep projeksiyonları beş ve on yıllık vadelerle 5, 10, 20, 30, 40 yıllık dönemler için yapılmalıdır.
- 1.16 Mevcut yasal düzenlemeyle oluşturulan yapının kurgusunda, yeni üretim yatırımlarının serbest piyasa koşullarında ve tümüyle piyasa katılımcılarının inisiyatifinde gerçekleşmesi şeklindedir. EPDK tarafından verilen lisans uygulaması süreci değiştirilmeli, belirlenen plan dahilinde yıllar

ra göre kurulacak yeni üretim kapasitesinin kaynak, verimlilik, maliyet, finans sağlama olanakları göz önüne alınarak yatırımların önü açılmalı, bu kapsamda gerekirse yatırımcıya tesis kurma izni verilmelidir. Özet olarak elektrik üretim tesisi yatırımlarının her aşaması kamu tarafından planlanmak, yönetilmek, yönlendirilmek ve denetlenmek kaydıyla, bu yatırımların doğrudan kamu ve özel sektör tarafından gerçekleştirilmesi, bu kapsamda kamunun da yatırım yapması kabul edilmeli ve yapması sağlanmalıdır. Gerek özel sektör gerek kamu sektörü yatırımları için bu planlamaya uymak zorunluluğu getirilmelidir.

- 1.17 EPDK, elektrik enerjisi üretim lisansı verdiği kuruluşa, elektrik üretim yetkisini verirken, bir ayrıcalık da vermektedir. Elektrik üretimine yönelik projelerde, hidrolik, kömür, jeotermal gibi kamuya ait olan doğal kaynaklar ile kamuya veya özel şahıslara ait araziler tahsis edilmekte ve bu amaçla kamulaştırılmaktadır. Lisans sahibine sağlanacak bu ayrıcalıkların karşılıksız olması beklenemez. Lisans sahibinin kamuya karşı yükümlülükleri de vardır. En önemlisi, projesini, taahhüt ettiği sürede ve biçimde gerçekleştirmektir. Her fırsatta söylendiği gibi, elektrik enerjisi, tüketimine ihtiyaç duyulduğu anda üretilmesi gereken bir metadır. Ve elektrik üretim tesisleri, çoğunlukla gerçekleştirilmeleri uzun süren ve tutarları yüksek yatırımlardır. Bu nedenlerden dolayı, elektrik enerjisi üretim tesislerinin gerektiği kadar ve gerektiği zamanda kurulması, ülke kaynaklarının etkin ve verimli biçimde kullanılması açısından da, önem arz etmektedir. Yani toplum açısından bakıldığında elektrik enerjisine ihtiyaç duyulduğunda yokluğu hissedilmemeli ve yatırımcı açısından bakıldığında, tesis kapasiteleri atıl kalmamalıdır. Bu nedenle, ülkenin elektrik enerjisi üretim kapasitesinin talep ile uyumlu bir seyir izlemesi gerekir. Bunu sağlayabilmek için de her projeye değil, yalnızca her açıdan yapılabilirliği ve yaşayabilirliği kanıtlanmış projelere lisans verilmelidir. Yapılabilir projelere (ön) lisans verilmesiyle, lisans aldığı halde uygulanmayan projelerin sayısı çok azalabilecek; hem yatırımcılar hem de ilgili kamu kurumları önlerini daha iyi görebilecek ve sonuçta yatırım ortamı rasyonelleşebilecektir.
- 1.18 Elektrik enerjisi üretim tesislerinin, ülkenin elektrik enerjisi ihtiyacını karşılamasına ek olarak, döviz kazancına (ya da tasarrufuna), fiziksel altyapının (yol, su, elektrik, telekomünikasyon vb.) geliştirilmesine, özellikle az gelişmiş yörelerdeki bölgesel ve yerel kalkınmanın hızlandırılmasına, bölgelerarası gelişmişlik farkının azaltılmasına ve iç göçün önlenmesine katkıda bulunması ve doğrudan ya da dolaylı istihdam yaratması gibi olumlu etkileri de olabilir. Canlılara zarar vermesi, yeraltı ve yer üstü su kaynaklarını kirletmesi, önemli miktarda atık oluşturması, gürültü yapması, toz çıkarması, çevresindeki araziye tahrip etmesi, ormanlara zarar vermesi, yerel halkı göçe zorlanması gibi olumsuz etkileri de olabilir. Kısacası, elektrik üretim tesislerinin topluma faydalarının yanı sıra toplumsal ve çevresel maliyetleri de olmaktadır. Kamu, elektrik üretim, iletim ve dağıtım tesislerinin inşası ve işletilmesi sırasında genel olarak kamu yararının, hidrolik kaynakların, ekosistemin ve mülkiyet haklarının kollanması için gerekli tedbirleri almak, bu tür tesislerin topluma faydasının azami düzeyde, maliyetinin de asgari olmasını hedeflemek durumundadır. Bu nedenle ETKB ve EPDK, lisans verdikleri ve verecekleri tesisin topluma faydalarının maliyetlerinden çok olduğundan emin olmalıdır.

Yapılması gereken, lisans başvurusunda bulunan projeleri ayrıntılı biçimde analiz etmek, her açıdan yapılabilirliği görülen projelerden topluma faydası maliyetinden daha yüksek olanlara öncelik vermektir. Daha açık bir ifadeyle, ilgili kamu otoriteleri, projeleri tüm yönleri ile analiz etmeli ve sonuçta, doğal ve toplumsal çevreye etkisi kabul edilebilir sınırlarda olan, teknik, finansal ve kurumsal açıları

dan yapılabilir olan projelerden, ülke ekonomisine faydası maliyetinden daha fazla olan projelere lisans vermelidir.

1.19 Projelerin ekonomik açıdan değerlendirilmesinde, pek çok ülkede özellikle kamusal kaynakların tahsis edildiği projelerin ekonomik değerlendirilmesinde, en çok kullanılan yöntem olan Fayda Maliyet Analizi (FMA) kullanılabilir. Gerektiğinde, Fayda Maliyet Analizlerine ek olarak, hakkaniyet/eşitlik, çevresel etki, sosyal etki gibi bir dizi kriteri birlikte dikkate alan Çok Kriterli Analiz gibi yöntemler de kullanılabilir.

FMA ile genelde kast edilen yatırım projelerinin ekonomik açıdan analizidir. Ticari analiz, projenin yatırımcı kuruluş açısından kârlılığını ölçerken, FMA, projenin, bölgenin ya da ülkenin ekonomik refahına katkısını ölçer.

FMA'nde yalnızca parasal olarak ifade edilebilen fayda ve maliyetler değil, sağlığa (beklenen ömür, yaşam kalitesi vb.) ve çevreye (manzara, gürültü vb.) etkisi ile yukarıda sözü edilen pozitif ve negatif dışsallıkları da değerlendirmelere katmak mümkün olabilmektedir.

1.20 Kamu yararı kavramının, soyut bir kavram olmaktan çıkarılıp; kamunun ve emekçi halkın çıkarlarını gözeten ölçülebilir değerlerle ifade edilmesiyle, kamulaştırma kararı, mahkeme kararı gibi, bu kavramın dayanak yapıldığı kararların da inandırıcılığı artabilecek ve konuya ilişkin tartışmalar tümüyle ortadan kalkmazsa bile en azından azalabilecektir.

1.21 TEİAŞ tarafından hazırlanan önümüzdeki dönemi kapsayan “Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyon (2010–2019) Çalışması” yenilenebilir enerji kaynaklarının azami olarak değerlendirilmesini hedeflemekte, yenilenebilir enerjiye dayalı üretim yatırımlarının düşük kapasitede tesisini öngörmektedir.

Yenilenebilir enerji kaynaklarının yerinden üretim kaynakları olması nedeniyle iletim ve dağıtım kayıplarını minimize edecek şekilde ve üretilen enerjinin azami olarak bölgede tüketimi sağlanacak şekilde planlaması yapılmamaktadır.

Şebeke bağlantısıyla ilgili mevcut sınırlamalar ve sistem kısıtlarının aşılmasına yönelik çalışmalar mevcut üretim, iletim ve dağıtım birimlerinde gerekli ölçüm ve izleme programları kullanılarak artırılmalı/kaldırılmalıdır.

Üretilen enerjinin iletimi/dağıtımını zorunlu ise; şebeke bağlantısı açısından izin verilebilir kapasiteler ve alanlar, ilgili kurumlar tarafından öncelikle belirlenmelidir.

1.22 Santral kurulacak yerlerin envanterleri önceden çıkarılmalıdır. Belirlenecek alanların, tarım, çevre ve imar vb. arazi kullanımı açısından diğer kullanım alanlarıyla çakışmamasına ve bölge halkının yaşam hakkını olumsuz yönde etkilememesine azami dikkat gösterilmelidir. ÇED süreçleri enerji yatırımlarının bölge halkının toplumsal yaşamına etkilerini de değerlendirecek bir içerikte yapılmalıdır. Plansız, çevre ve toplumla uyumsuz, yatırım yerinde yaşayan halkın istemediği projelerden vazgeçilmelidir.

1.23 Enerji sektöründe süregelen ve sorunlara çözüm getirmediği ortaya çıkan kamu kurumlarını küçültme, işlevsizleştirme, özelleştirme amaçlı politika ve uygulamalar son bulmalı; mevcut kamu kuruluşları etkinleştirilmeli ve güçlendirilmelidir. Özelleştirmeler durdurulmalıdır. Enerji

üretim, iletim ve dağıtımında kamu kuruluşlarının da, çalışanların yönetim ve denetimde söz ve karar sahibi olacağı, özerk bir statüde, etkin ve verimli çalışmalar yapması sağlanmalıdır.

Bu kapsamda; doğal gaz ve petrol arama, üretim, iletim, rafinaj, dağıtım ve satış faaliyetlerinin entegre bir yapı içinde sürdürülmesi için BOTAŞ ve TPAO, Türkiye Petrol ve Doğal Gaz Kurumu bünyesinde; elektrik üretim, iletim, dağıtım faaliyetlerinin bütünlük içinde olması için de, EÜAŞ, TEİAŞ, TEDAŞ, TETAŞ, eskiden olduğu gibi Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) bünyesinde birleştirilmelidir.

- 1.24 Hızla yükselen enerji fiyatları nedeniyle, düşük gelirli grupların çağdaş bir insan hakkı olan enerjiden yararlanma imkanlarının yok olduğu göz önüne alınarak, hane halkı geliri belirli bir düzeyin altında kalan ailelere, ayda 250 kWh, yılda 3.000 kWh elektrik ve yılda 1500 m<sup>3</sup> doğal gaz bedelsiz olarak sağlanmalıdır.
- 1.25 Enerji girdileri ve ürünlerindeki yüksek vergiler düşürülmelidir. Elektrik enerjisi fiyatı içindeki faaliyet dışı unsur olan TRT payı kaldırılmalıdır.

## 15.2 Doğal Gaz

- 2.1 Enerjiden yararlanmak modern çağın gereği ve temel bir haktır. Bu nedenle, doğal gazın tüm tüketicilere yeterli, kaliteli, sürekli, düşük maliyetli ve güvenilir bir şekilde sunulması temel bir enerji politikası olmalıdır.
- 2.2 Doğal gazın konutlarda ve sanayide kullanımının yaygınlaşmasının yanı sıra, yeni tesis edilecek santrallerde yakıt olarak kullanılmasıyla, talebinin daha da artacağı tahmin edilmektedir. Doğal gaz tüketim artışındaki en büyük etken, elektrik enerjisi üretiminin yaygın bir biçimde doğal gaza dayandırılmasıdır. Oysa dışa bağımlı yakıt miktarı ve enerji arz güvenliği riski düşürülmeli, doğal gaz ve ithal kömür dış alımı azaltılmalıdır. Elektrik üretimi içinde doğal gazın payı bugünkü %44'lerden kademeli olarak önce %40'lara, daha sonra %30'lara ve nihai olarak %25'ler düzeyine mutlaka düşürülmelidir. Elektrik üretiminde yerli kömür ve hidroliğin paylarının %25'er, doğal gazın payının %25, ithal kömürün payının en çok %5, rüzgar-jeotermal-güneş-biyoyakıt vb. yenilenebilir enerji kaynaklarının payının en az %20 olmasını hedefleyen politikalar uygulanmalıdır.
- 2.3 Doğal gazda lisans alıp, yatırımlarını süren santrallerin kurulu gücü 18.126,80 MW'tır. Başvuru, inceleme-değerlendirme ve uygun bulma aşamasındaki santrallerin kurulu gücü ise 20.997,04 MW'tır. Lisans iptali için başvuran toplam 9.692,06 MW güçteki projeler düşüldüğünde bile, proje stoku 29431,78 MW'a ulaşabilecektir. Bu kapasiteye mevcut doğal gaz santrallerinin 20269,90 MW gücü eklendiğinde, doğal gaza dayalı elektrik üretim santrallerinin kurulu kapasitesi 49.701,68 MW'a ulaşabilecektir. Bu rakam, bugünkü toplam kurulu gücün %77,6'sına eşdeğerdir. Ancak sektörü değerlendiren uzmanlar, bu proje stokunun ancak üçte birinin gerçekleşebileceğini, projelerin büyük çoğunluğunun finansman bulamama vb. nedenle iptal olacağını ifade etmektedir. Doğal gaz santral projelerinin yalnızca üçte birinin gerçekleşmesi durumunda bile, gaz santrallerinin kurulu gücünün 30.000 MW'a ulaşması halinde, gaz yakıtlı santrallerin gereksineceği yıllık gaz ihtiyacı ise yaklaşık 35 milyar m<sup>3</sup>'ü aşabilecektir. Bu rakam 2013 gaz tüketiminin dörtte üçünden fazladır.



Bu durumda kurulacak yeni doğal gaz yakıtlı elektrik üretim santrallerinin; ek 15-16 milyar m<sup>3</sup> gaz ihtiyaçlarının, hangi ülkeden, hangi anlaşmalarla, hangi boru hatlarıyla ve/veya LNG anlaşmalarıyla temin edileceği belirsizdir. Gaz üretici ülke ve kuruluşlardan, gerek boru hattı gerekse LNG olarak ithal edilecek ilave gaz arzının ülke içindeki tüketim noktalarına ulaştırılabilmesi için iletim şebekesinde yapılması gereken yatırımlar (yeni kompresör istasyonları, yeni basınç düşürme ve ölçüm istasyonları, yeni loop hatları vb.) ve bunların hangi zaman aralıklarında nerelerde gerçekleştirilebileceği soruları da yanıtıdır.

Enerjide dışa bağımlılığı daha da arttıracak olan yeni doğal gaz santral projelerine lisans verilmemelidir. Lisans alan projelerden yükümlülüklerini yerine getirmeyenlerin lisansları iptal edilmelidir.

- 2.4 Yurt içi doğal gaz arama ve üretim faaliyetlerinin yoğunlaşmasının gereği açıktır. Yerli doğal gaz üretimini de mutlaka arttırması gerekmektedir. Bu noktada, karasal alanların yanı sıra, denizlerdeki aramalara mutlaka hız verilmelidir. Bir “master plan” dahilinde, ülke karasında ve denizlerinde arama seferberliğine girilmelidir.
- 2.5 Öte yanda, Avrupa ve diğer tüketim noktaları için arz güzergahı olan ülkemizin, gerek kendi ihtiyaçları, gerekse diğer ülkeler ihtiyaçlarının karşılanması yönünden bir doğal gaz ticaret merkezi olma potansiyeli de bulunmaktadır. Bu doğrultuda, Türkiye'nin kuzey, doğu ve güneyindeki yakın/uzak komşularında bulunan doğal gaz kaynaklarının; Türkiye ve Avrupa pazarına ulaşabilmesi için bir merkez olması sağlanmalı, bu amaca yönelik olarak arz güvenliğini, fiyat istikrarını ve arz kaynaklarının rekabetini gerçekleştirmeye yönelik adımlar atılmalıdır.
- 2.6 Ulusötesi şirketlere verilecek boru hattı tesis ve işletme hakları, ileride ülkenin egemenliğine müdahale nedenlerini de doğurabilir. Bu nedenle, ülkemizin egemenlik haklarını ve iletimdeki BOTAŞ tekelini zaafa uğratacak olan hiçbir uluslararası projeye izin verilmemeli, TANAP, TURANG vb. projeler yeniden ele alınmalıdır. BOTAŞ ortak da olsa, başka bir devlete, o devletin ulusal ve çokuluslu kurumlarına ve ulus ötesi şirketlere, ülke toprakları üzerinde boru hattı tesis ve işletme hakkı verilmemelidir. Başka ülkelerdeki üreticilerin gaz ve petrolü, ülke çıkarlarına uygun olması ve ETKB ve BOTAŞ'ın uygun görmesi halinde, taşıma ücreti karşılığında mevcut ulusal gaz ve boru şebekesi üzerinden taşınabilir. Ancak Türkiye, taşınacak gaz ve petrolün kayda değer bir bölümünü de tercihli ticari şartlarda satın alma ve ulusal ihtiyaçların karşılanmasında kullanmanın yanı sıra ihraç etme imkanına da sahip olmalıdır.

Bu yaklaşımla, Rusya'nın deniz dibinde daha uzun metrajda boru döşenmesini öngören, yüksek maliyetli Güney Akım Hattı yerine Mavi Akım Boru Hattı'na yeni kapasiteler eklemesi ve fazla gaz arzını BOTAŞ'ın ulusal iletim şebekesi üzerinden ihraç pazarlarına iletmek de söz konusu olabilir.

- 2.7 Doğal gazla ilgili kurumlar çalışmalarında şeffaflaşmalı, bilgilerin yaygınlaşması, herkesçe erişilebilir ve kullanılabilir olması sağlanmalıdır. Doğal gaz temin politikalarının belirlenmesinde kapalı kapılar ardındaki gizli diploması yerine, ilgili tüm kesimlerin katılacağı ulusal strateji belirlenmesi çabalarına ağırlık verilmelidir. İthal edilen ve dışa bağımlı bir enerji kaynağı olan doğal gazın sektörel kullanım öncelikleri tartışmaya açılmalıdır.
- 2.8 Doğal gazla ilgili uygulama esaslarının belirlenmesinde ETKB ve Enerji Piyasası Kurumu'nun çalışmalarına meslek odalarının düzenli katkısı sağlanmalıdır.

- 2.9 Çağdaş bir enerji kaynağı olarak doğal gazı kullanmak da kamusal bir haktır ve kentsel dağıtım hizmetleri özel şirketler eliyle verilse de, kamusal bir hizmettir. Doğal gaz sistemi de, ülke girişlerindeki ölçüm istasyonları, iletim ve dağıtım şebekeleri, bu şebekelerdeki kompresör istasyonları, basınç düşürme ve ölçüm istasyonları, pig istasyonları, vana grupları vb. birçok bileşenden oluşur. Bu faaliyetlerde bir planlama, eşgüdüm ve denetim zorunludur. Sistemin parçaları haline bölünmesi, her bir parçanın, ithalat, iletim, toptan satış, dağıtım, depolama vb. faaliyetler üzerinden özelleştirilmesi ve çok sayıda özel şirket eliyle gerçekleştirilmesi de eşgüdümü zorlaştıracak ve planlamayı güçleştirecektir.
- 2.10 Ülkemizde hidrokarbon esaslı enerji kaynaklarında arz güvenliğini sağlamak ve sahip olduğu jeopolitik üstünlükleri, ülke, kamu ve halk çıkarları doğrultusunda kullanabilecek güçlü bir kamu enerji şirketine ihtiyaç bulunmaktadır. Enerji oyununda seyirci değil oyuncu olabilmek için; kısa, orta ve uzun vadeli stratejik karar ve uygulamalara ve bu uygulamaların dayandırıldığı uzun vadeli bir enerji politikasına ihtiyaç vardır.
- 2.11 Tüm dünyada petrol ve doğal gazın yapısı gereği birbirleriyle ayrılmaz bütünlüğü; arama ve üretimden, iletim ve tüketiciye, ulaşımda petrol ve doğal gazın değer zincirindeki halkalarının ayrılmaz olduğu göz önüne alınmalı ve dünyanın birçok ülkesinde olduğu gibi ülkemizde de, petrol ve doğal gaz arama, üretim, rafinaj, iletim, dağıtım ve satış faaliyetleri dikey bütünleşmiş bir yapıda sürdürülmelidir. Bu amaçla, TPAO ve BOTAŞ'ı da bünyesine alacak TPKD, Türkiye Petrol ve Doğal Gaz Kurumu oluşturulmalıdır.

Bu Kurum faaliyetleri itibarıyla;

- Yurt içi ve dışında petrol ve doğal gaz arama ve üretim faaliyetlerini,
- Petrol ve doğal gaz iletim hatları tesis ve işletme faaliyetlerini,
- Petrol rafinerileri kurma ve işletme faaliyetlerini,
- Petrol ve doğal gaz uygulamaları için mühendislik ve müşavirlik faaliyetlerini,
- Petrol ve doğal gaz teknolojileri araştırma, geliştirme faaliyetlerini,
- Petrol ve doğal gaz ticaret, ithalat, ihracat, toptan satış ve dağıtım faaliyetlerini,
- LNG terminalleri tesis ve işletme faaliyetlerini,
- Yer altı doğal gaz depolama kurma ve işletme faaliyetlerini,
- Petrol depolama tesisleri kurma ve işletme faaliyetlerini

gerçekleştirmeye uygun bir yapıda kurulmalıdır.

Arz güvenliği açısından iletimin kamu tekelinde olmasının yanı sıra, ithalat ve depolamada da kamunun ciddi bir ağırlığı olması gerekir. İletim, ithalat, toptan satış, LNG gazlaştırma ve depolama alanlarında faaliyet gösterecek BOTAŞ esaslı kamu şirketleri, kurulması önerilen Türkiye Petrol ve Doğal Gaz Kurumu bünyesinde faaliyet göstermelidir.

- 2.12 Oluşturulacak Türkiye Petrol ve Doğal Gaz Kurumu, çalışanların yönetim ve denetimde söz ve karar sahibi olacağı bir yapıda, kamu bünyesinde idari ve mali açıdan özerk bir şirket olmalı ve

gündelik siyasi çekişmelerden etkilenmeyecek, liyakat sahibi kamu yöneticileri tarafından yönetilmelidir.

- 2.13 Doğal gaz ithalat kısıtlamaları kaldırılmalı ve BOTAŞ'ın mevcut doğal gaz sözleşmelerinin özel kuruluşlara devri yönündeki ısrarlı dayatmalara son verilmelidir. Dünya Bankasının Türkiye doğal gaz sektörünü irdeleyen raporunda bile, gerçekçi olmadığı belirtilen, sözleşme devirleri son bulmalıdır. BOTAŞ'ın yeni anlaşma yapmasının yasaklanmasına karşın doğal gaz alım sözleşmelerinin hazırlık süreçlerinin zaman aldığı ve sona erecek sözleşmeler nedeniyle, önümüzdeki yıllarda arz açığı oluşması ihtimali göze alınarak, uygulanan doğal gaz ithalat yasağı son bulmalı, BOTAŞ'la talepte bulunan diğer kuruluşlara yeni doğal gaz alım sözleşmesi yapma ve ithalat hakkı verilmelidir.
- 2.14 Mevcut doğal gaz alım sözleşmeleri "takrir-i müzakere" konusu yapılmalı, anlaşmalarda fiyat iyileştirmeleri hedeflenmeli, alınmayan gazın bedelinin ödenmesine cevaz veren, gazın üçüncü ülkelere satılmasını önleyen hükümler iptal edilmelidir.
- 2.15 Gaz ihracatçısı kuruluşlarla yapılacak ayrı ticari anlaşmalarla satın alınan gaz bedellerinin mal ve hizmet ihracıyla ödenmesi sağlanmalıdır.
- 2.16 Gaz teslimatlarında ihracatçı ülkelere kaynaklanan eksiklikler ve aksamalar tazminat konusu olmalıdır.
- 2.17 Türkiye 2013 yılında 45,1 milyar metreküp gaz ithal etmiştir. Az sayıda ülkeye aşırı bağımlılık, ekonomik açıdan olduğu kadar, ulusal güvenlik açısından da sağlıklı bir durum değildir. Doğal gazda Rusya'ya ve İran'a bağımlılığın azaltılmasına yönelik çalışmalar yürütülmelidir. Türkiye, mutlaka çeşitli kaynak ülkeler arasında daha dengeli bir ithalat oranı sağlamak durumundadır. Güvenilir yeni kaynaklardan arz çeşitlendirilmesi sağlanmalıdır. Türkmenistan'dan ülkemize doğru boru hattı tesisi çalışmalarına ağırlık verilmelidir. Doğal gaz ithal edilecek ülkelere Irak'ın eklenmesine çalışılmalıdır. TPAO eliyle Türkmenistan, Kazakistan, Özbekistan, İran, Irak, Katar vb. ülkelerle ortak arama ve üretim anlaşmaları yapılmalıdır. Bu amaçla TPAO'ya gerekli siyasi, ekonomik destek verilmelidir.
- 2.18 ETKB tarafından arz güvenliği için gerekli önlemler alınmalı ve kriz durumları için uygulanabilir acil eylem planları hazırlanmalıdır.
- 2.19 Arz güvenliği ve fiyat istikrarı açısından artan doğal gaz tüketimine paralel olarak depolama kapasitesinin artırılması zorunludur. Bu projelerin fizibilite çalışmaları ve yatırım finansmanını bulmak uzun zaman aldığından acilen yeni yer altı depolama projeleri çalışmalarına başlanması gerekmektedir. Tuz Gölü Depolama Tesislerinin Projesi'nde yapım çalışmaları hızlandırılmalı, TPAO'nun Silivri Depolama Tesisi'nin kapasite artırımı imkanlarının artırılmasını öngören çalışmaları hızla sonuçlandırılmalı ve kapasite artırma yatırımı bir an önce yapılmalıdır.

Ülkemizde çeşitli derinliklerde tuz yatakları mevcuttur. Bu yatakların, bir yandan tuz ve diğer sanayi mamulleri üretme amaçlı entegre projelerinin yapılması ve ardından da (düşük basınçlı) gaz ve/veya sıvı yakıt deposu olarak kullanılmaları mümkündür. Bu konunun uzman kadrolar tarafından ele alınması ve tüm ülke ölçeğinde projelendirilerek, bir plan dahilinde TPAO tarafından devreye alınması yararlı görülmektedir.

- 2.20 Temel bir ihtiyaç olan doğal gaz fiyatları üzerindeki %18 KDV %1'e düşürülmeli, ÖTV kaldırılmalı ve ÖTV'den de KDV alınması uygulaması son bulmalıdır.
- 2.21 Doğal gaz brülörlerinin, kontrol ekipmanlarının, basınç düşürme istasyonları, filtre, ısıtıcı vb. ekipmanları, kompresör istasyonlarının yerli imalatı teşvik edilmeli, geliştirilmeli ve standartlaşma sağlanmalıdır.
- 2.22. Doğal gaz yakıtlı enerji santrallerinin tasarımı, yurt içinde yerli mühendislik kuruluşları eliyle yapılmalıdır. Bu santrallerin makine ve ekipmanlarının yurt içinde üretimine yönelik olarak araştırma kurumları, üniversiteler ve sanayi kesiminin katılımıyla gerekli AR-GE çalışmaları yapılmalıdır.
- 2.23 Doğal gaza ilişkin "Acil Durum Planı" hazırlanışı ve uygulamasına dair hükümler yasal düzenlemelerde yer almalı, buna dair Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı koordinasyonunda bir yapılanma tanımlanmalıdır.
- 2.24 Doğal gaz iletim şebekesinde gerek ülke gaz ihtiyacının karşılanmasında arz güvenliğini sağlamak için, gerekse üçüncü ülkelerden temin edilecek gazın Avrupa ve diğer ihraç pazarlarına taşıma ve ihraç edebilmek için, BOTASŞ eliyle, mülkiyeti ve işletilmesi BOTASŞ'ta olacak şekilde, yeni boru hatları, yeni loop hatları, kompresör istasyonları inşa edilerek, iletim şebekesinin kapasitesi artırılmalıdır.

### 15.3 Petrol Sektörü

- 3.1 Ülkemizin büyük ihtiyaç duyduğu önemli enerji kaynaklarından olan petrol ve doğal gazın öncelikle kendi öz kaynaklarımızdan sağlanması ve dışa bağımlılığın azaltılması ancak, yerli üretimin tüketimi karşılama oranının artırılmasıyla mümkündür. Bunun için de kara alanları yanında derin deniz alanlarında da petrol arama faaliyetleri daha fazla arttırılmalıdır.
- 3.2 ETKB tarafından arz güvenliği için gerekli önlemler alınmalı ve kriz durumları için uygulanabilir acil eylem planlarına işlerlik kazandırılmalıdır.
- 3.3 Tüm dünyada petrol ve doğal gazın yapısı gereği birbirleriyle ayrılmaz bütünlüğü; arama ve üretimden, iletim ve tüketiciye ulaşmada petrol ve doğal gazın değer zincirindeki halkalarının ayrılmaz olduğu göz önüne alınmalı ve dünyanın birçok ülkesinde olduğu gibi ülkemizde de, petrol ve doğal gaz arama, üretim, rafinaj, iletim, dağıtım ve satış faaliyetleri dikey bütünleşmiş bir yapıda sürdürülmelidir.
- 3.4 Mısır ve İsrail deniz alanlarında yer alan doğal gaz rezervleri Doğu Akdeniz'in önemini arttırmıştır. İsrail-Güney Kıbrıs-Lübnan ve Mısır eksenli paylaşım anlaşmalarında Türkiye'nin etkin olması ve Kuzey Kıbrıs Türk Cumhuriyetinin statüsünün uluslararası alanda belirlenmesi gerekmektedir. Bu tablo, TPAO'nun stratejik önemini ve kamu adına faaliyetlerini geliştirerek sürdürmesi gereğini vurgulamaktadır.
- 3.5 TPAO 1980'li yıllardan bu yana yurtdışında birçok ülkede yatırım yapmaktadır. TPAO'nun mevcut yurtdışı ortak arama ve üretim yatırımlarını arttırmak üzere gerekli siyasi ve ekonomik destek verilmelidir. Çalışanların yönetim ve denetimde söz ve karar sahibi olduğu, özerk, gündelik siyasi müdahalelerden uzak, şeffaf ve verimli bir yapıda işleyişi sağlanmalıdır.

### 15.4 Kömür ve Kömür Yakıtlı Santraller

- 4.1 "Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Stratejisi Belgesi'nde yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarının değerlendirilmesiyle ilgili olarak tüm yerli linyit ve taşkömürü kaynaklarının

2023 yılına kadar elektrik enerjisi üretimi amacıyla değerlendirilmesi hedefi belirlenmiştir. Yerli kömür potansiyelinin daha fazla gecikmeden harekete geçirilebilmesi için şu hususlar dikkate alınmalıdır.

Varlığı bilinen linyit kaynağının önemli bir kısmı TKİ ve EÜAŞ'ın; taşkömürü kaynaklarının tamamı ise TTK'nın ruhsatındadır. Geçmişte yaşanan sorunların tekrarlanmaması için bu kuruluşlar kamusal kimlikleri ve işlevleri korunarak özleştirilmeli, nitelikli kadrolarla takviye edilmeli, bu kuruluşlarda yandaş kayırmacılığın son verilmeli, personel alımında ve atamalarda liyakat ve kariyer gözetilmeli, çalışanlar yönetim ve denetim süreçlerinde söz ve karar sahibi olabilmelidir.

Yeni kömür kaynaklarının aranabilmesi için, hem MTA'nın aramalara etkin biçimde katılması sağlanmalı ve arama faaliyetinde bulunması için özel sektör de teşvik edilmelidir.

4.2 Afşin-Elbistan havzası, ölçeği itibarıyla, diğer kömür sahalarından ayrılmaktadır. A ve B santralleri tam kapasitede çalıştığında yılda yaklaşık 35 milyon ton olan havzadaki üretim, C ve D sektörlerindeki kömürlerle özel sektör sahalarından da aynı dönemde yararlanıldığında ve bu santrallerde de tam kapasitede üretim yapıldığında, yılda 100 milyon ton dolayına çıkacaktır. Kömür üretiminin bu düzeye çıkmasıyla havza, sanayi, ticaret ve turizm açısından hayli gelişecek ve yeni bir cazibe merkezine dönüşebilecektir. Bu durum, madencilik, su yönetimi, kentleşme, ulaşım, sağlık, eğitim gibi pek çok alanı doğrudan ilgilendirmektedir. Havza linyitlerinin sorunsuz olarak işletilebilmesi için çalışmaların baştan havza bazında planlanması, koordineli biçimde yürütülmesi ve örgütlenmenin ihtiyaçlara cevap verecek bir toplumsal kalkınma projesi içeriğinde olması gerekmektedir. Afşin-Elbistan sahasının, değerlendirilmek üzere yabancı ülke ve şirketlere devrini öngören niyet, plan ve uygulamalardan vazgeçilmelidir.

4.3 Siyasi iktidar, kömür yakan santralleri özleştirilmektedir. Bazı santraller (Kemerköy, Yatağan vb.) önümüzdeki 15-20 yıl içinde kömür rezervlerinin tükenecek olması nedeniyle devre dışı kalabilecektir. Bazı santrallerin (Elbistan, Soma, Tunçbilek gibi) bulunduğu yerlerde ise tek ruhsatta santrallerin ihtiyacından fazla kömür rezervi bulunmaktadır. Santral ve maden sahalarının birlikte özel sektöre satış yöntemiyle devri söz konusu olduğunda **Elbistan** başta olmak üzere, **Tunçbilek, Soma** gibi havzalarda ruhsat alanları ya bölünerek ya da bölünmeden devredilecektir. Ruhsatlar bölünmez ise rezervlerin bir bölümünün atıl kalması söz konusu olacaktır. Ruhsatlar bölünerek özleştirilmesi halinde ise kömür rezervlerinin her bakımdan uygun şekilde üretilmesinde en önemli şartlardan biri olan havza madenciliği yok olacaktır. Çözüm olarak, özleştirilmeden vazgeçilmesi, ruhsatların bölünmeden kamu kesiminin bünyesinde bırakılarak, kamunun etkin olacağı bir yatırım modelinin oluşturulması kaçınılmaz görünmektedir. Bunun dışında getirilecek her yeni radikal düzenlemenin beraberinde ileride kamu yararı açısından telafisi mümkün olmayacak bir dizi soruna yol açabileceği unutulmamalıdır.

4.4 2013'de elektrik üretiminin %12,2'sini karşılayan 3.962,60 MW kapasiteli ithal kömür santrallerine ek olarak 8.045,50 MW santral yapımı sürmektedir.

12.470 MW kapasitesindeki 19 adet ithal kömüre dayalı elektrik üretim santrali yatırımı; lisans başvuruları, başvuru, inceleme-değerlendirme ve uygun bulma aşamasındadır. Bu santrallerin de lisans alınmasıyla, yatırımları sürenlerle birlikte, ithal kömüre dayalı santrallerin yaratacağı ilave kapasite 20.515,50 MW'a ulaşacaktır. Bu rakama mevcut 3.912,60 MW kurulu güç de eklendiğinde varılacak

kapasite 24.428,10 MW'a ulaşacak, mevcut Türkiye kurulu gücünün yüzde kırkına yakın güçte ithal kömür santrali kurulması söz konusu olacaktır. Sektör uzmanları ithal kömüre dayalı santrallerde de, proje stokunu abartılı bulmakta ve birçok projenin gerçekleşmeyebileceği değerlendirmesinde bulunmaktadır.

- 4.5 Enerjide dışa bağımlılığı daha da arttıracak olan yeni ithal kömür yakıtlı santral projelerine lisans verilmemelidir. Lisans alan projelerden yükümlülüklerini yerine getirmeyenlerin lisansları iptal edilmelidir. Öncelikle, yerel linyitler değerlendirilmelidir.
- 4.6 Yerel linyit yakabilecek, yerli mühendislik kapasitesiyle tasarımı yapılmış, yerli imkânlarla imal edilmiş, yerli personelle montajı yapılmış, yerli personelle işletilen termik santrallerin sayısı hızla arttırılmalıdır. Bu doğrultuda ülkemiz, kendi enerji sektörüne, kendi yatırımcısı, imalatçısı, akademisyeni, mühendislik ve müteahhitlik hizmetleriyle sahip çıkmalıdır. Daha çok yerli linyit/kömür hatta biyokütle yakan, temiz ve verimli teknoloji kullanan termik santraller inşa edilmeli, yeni yazılım ve donanımlar kullanılarak yerli tasarımlar yapılmalı, kendimiz imal etmeli, kendimiz monte etmeli, kendimiz çalıştırmalı ve işletmeliyiz. Daha çok yerli imkân, yerli mühendislik, yerli tasarım, yerli müteahhitlik hizmeti ve yerli emek kullanılmalıdır.
- 4.7 Yerli firmalara sağlam/nitelikli yerel mühendislik kadroları gerekir. Salt yabancı mühendislikle bir yere varılmaz. Kendi mühendislik kadroları olmayan yerli firmaların, ne kadar büyük olurlarsa olsunlar, uzun dönemde başarılı olmaları mümkün değildir. Enerji piyasasında yatırımcı veya müteahhit olarak çalışacak firmaların, yatırım projelerinin temel mühendisliğini yapabilecek sağlam genç, bilgili ve donanımlı mühendis kadrolarına ihtiyaçlarını karşılamaya yönelik olarak eğitim programlarında gerekli düzenlemeler yapılmalıdır.
- 4.8 Kömür yakıtlı santrallerde akışkan yataklı teknolojiler kullanılmalı, yeni kurulacak santrallerde, AB standartlarında baca gazı arıtma tesislerinin ve yüksek verimli elektrofiltrelerin bulunması şart olmalıdır. Mevcut santrallerde de, baca gazı arıtma tesisleri ve elektrofiltreler ivedilikle kurulmalıdır. Doğal gaz yakıtlı santrallerinin sınırlı olan su kaynaklarını daha da azaltacak su soğutmalı sistemler yerine, hava soğutmalı sistemler kullanması sağlanmalıdır. Termik santrallerimizde gerekli revizyon, bakım, onarım, iyileştirme, kapasite artırımı çalışmaları hızla sonuçlandırılmalı, atıl durumdaki kapasiteler devreye alınmalı, kömüre dayalı termik santrallerin teknik verimleri ve emre amadeliği yükseltilmeli, bu santraller tam kapasitede çalıştırılmalıdır. Santrallerde çevre kirliliğini azaltacak önlemler alınmalıdır. Öte yandan kamu kaynakları kullanarak rehabilite edilen santrallerin özelleştirilmesi uygulamasına son verilmelidir.
- 4.9 Termik santrallerin atık ısısının bölgesel ısıtma amacıyla kullanım imkânları araştırılmalı, teknik ve ekonomik olarak mümkün olduğu yerlerde uygulamaya geçilmelidir.

## 15.5 Hidroelektrik

Odamız, ülkemizdeki hidroelektrik enerji potansiyelinin öncelikli olarak değerlendirilmesi gerektiğini yıllardır savunan bir meslek örgütüdür. Hidroelektrik enerjinin sürekliliğinin sağlanması için, hidroelektrik potansiyelinin gerçekçi olarak belirlenmesi; ekosisteme saygılı olarak hayata geçirilebilmesi için de, teknik kriterler, bilimsel ve hukuki gereklilikler temelinde toplumsal önceliklere göre değerlendirilmesi gereklidir.

Bu anlayışla, önerilerimiz aşağıda sıralanmıştır.

#### 5.1 Su hayattır:

- Hayatın vazgeçilmez unsuru olan su, kamu malı olarak görülmeli, suyla ilgili tüm faaliyetler kamusal hizmet olarak tanımlanarak toplumsal bir değer olarak kabul edilmeli ve su metalaştırılmamalıdır.
- Sağlıklı bir yaşam sürdürebilmek için herkesin sağlıklı ve güvenli suya ulaşabilmesi sağlanmalıdır.
- Su hizmetlerinde ve yönetiminde, hizmetin kamusal özü korunarak toplumsal katılımçılık sağlanmalıdır.
- Su, hiçbir şekilde şirketlerin insafına ve denetimine bırakılmamalıdır.
- Su kaynaklarının kullanımında ve paylaşımında öncelik ekolojinin korunmasına verilmelidir.
- Hidrolik enerji üretiminin planlanması sadece düşü ve mevcut su potansiyeli üzerinden yapılamaz. Hidroelektrik santrallerle ilgili planlama sürecinde, havza bütününde havzanın doğal, kültürel, sosyolojik ve ekonomik değerlerinin birlikte değerlendirilmesi gerektiği zorunluluğu dikkate alınmalıdır.
- HES projeleri planlanırken, öncelikle doğal su yatağındaki canlıların yaşamlarının bozulmadan devamı için gerekli olan suyun sağlanmasına öncelik tanınmalıdır. Her düşü ve su olan yere HES yapılması akılcı ve gerçekçi değildir.
- Havza özelinde, doğal, kültürel, sosyal, ekonomik etkenler de dikkate alınarak, su potansiyelinin öncelikli kullanımları belirlenerek HES'ler planlanmalıdır.
- DSİ Genel Müdürlüğüne fizibilitelein incelenmesi aşamasında, proje bazında değil, bütüncül havza planlaması temelinde karar alınması sağlanmalıdır.
- Mikro HES'lerin günümüz itibarıyla gerek çevresel gerekse diğer koşullar göz önüne alınarak diğer projelere etkileri değerlendirilmelidir.
- Bütüncül havza planlaması yapılabilmesi için DSİ Genel Müdürlüğü üzerindeki siyasi baskı kaldırılmalıdır.
- Su kaynakları projeleri planlanırken, bilimsel ölçütlere uygun su ölçümlerine dayalı olarak, havzadaki mevcut ve gelecekte olabilecek tüm su gereksinimleri bir bütün olarak değerlendirilmek suretiyle bütüncül havza planlaması yapılmalıdır.
- İşletme aşamasında ise havza optimizasyonu yapılarak kaynakların en verimli şekilde kullanımını sağlanmalıdır.

5.2 HES'ler, sosyolojik, ekolojik ve kültürel yapılar üzerinde doğrudan etkili olduğundan, bütün aşamaları için mutlaka mühendislik ölçüt ve esasları uygulanmalıdır.

Bu bağlamda;

- Bina gibi yapıları projelendirenler için belli ölçütler getirilirken, daha büyük ve daha geniş alanda etkili olan HES projelerini hazırlayan meslek disiplinleri ve meslek insanları için hiçbir ölçüt bulunmaması konunun yasal idari yönden yeniden düzenlenmesini gerektirmektedir.
- HES projelerinde proje müellifi/müelliflerine ait hiçbir isim bulunmaması, projelerin kimler tarafından hazırlandığının belli olmaması, yanlış uygulamalarda sorumlu muhatap bulunamamasına yol açmaktadır. Her projenin sorumlusunun belli olmasının sağlanması, HES projelerini hazırlayanlara ilişkin bilgilerin proje dosyalarına mutlaka konulması gerekmektedir.
- Hazırlayanı belli olmayan ya da yetkisiz kişilerce hazırlanan projelerin değerlendirmeye alınması görev ihmali olduğundan bu tür uygulamalar durdurulmalıdır.

5.3 HES'ler için hazırlanan raporların kontrolleri DSİ tarafından yapılmaktadır. Ancak, 4628 sayılı Yasa sonrasında projelerin büyük bir çoğunluğunun, bilimin ve mühendisliğin gerektirdiği kurallara uyulmadan, uzman olmayan kişilere yasak savmak amacıyla hazırlanmış olduğu, raporlarda düzeltilmesi istenen kısımlara ilişkin düzenlemelerin de dikkate alınmadığı bilinmektedir. Kurumların projeler ve uygulamalara yönelik eleştirilerinde ifade edilen sorunlar giderilemeyince, sorumluluk şirketlere bırakılarak projelere koşullu uygun görüşler verilebilmektedir. Bu yapılarla ilişkin sorumluluk hiçbir şekilde şirketlere bırakılamaz. Bırakılıyor ise denetimden söz edilemez. Kaygılar taşınan projelerin inşaat aşamasında ya da inşaat aşaması sonrasında can ve mal kayıplarına neden olacak olayların yaşanması kaçınılmaz olacaktır. Bu bağlamda;

- HES projeleri için DSİ ve mülga EİE tarafından yapılan bütün eleştirilerin dikkate alınması ve gerekli düzeltmelerin daha fizibilite aşamasında fizibilite revizyonu olarak yapılması sağlanmalıdır.
- DSİ kendi projelerine mühendislik hizmeti alımı konusunda belli zorunluluklar (çalışacak meslek disiplinleri gibi) getirmektedir. Aynı zorunluluklar, HES projelerini hazırlayanlar içinde uygulanmalıdır.
- Teknik eleştiriler dikkate alınmadan verilmiş olan lisansların inşaatları başlamış olsa bile durdurulmalıdır.
- Kurumsal eleştiriler giderilmeden projelere uygun görüş verilmemeli ve sorumluluk hiçbir şekilde şirketlere bırakılmamalıdır. Şirketler, “hazırladığımız raporlar DSİ tarafından incelendi ve uygun bulundu bu yüzden sorun yok”, DSİ ise “yatırımcı fizibil olmayan projeye yatırım yapar mı mutlaka inceler” ön yargısından vazgeçmelidir.
- Denetim sağlanabilmesi için proje ve uygulama sorumluluğu salt yatırımcı şirketlere bırakılmamalıdır.
- HES projelerinin bütün aşamaları için kamusal bir denetim sağlanmalıdır.

5.4 HES'ler suya bağlı yapılar olduğundan, suya ilişkin değerler HES'lerin kurulu güçleri ve enerji üretim miktarı üzerinde belirleyici olmaktadır. Kısa zamanda uygulamaya konulan yaklaşık



1.500 HES'in mevcut ölçüm ağı ile planlanması ve projelendirilmesi mümkün değildir. Bu anlamda, HES'lerin su hesapları için gerekli olan ölçüm değerleri eksiktir ya da yeterli değildir. Birçok HES'in sanal su değerleri üzerinde inşa edilmesi, su hesaplarının hatalı/yanlış olması ciddi sorunlar yaratmaktadır. Bu bağlamda;

- Su değerleri doğru olmayan, HES'lerin kurulu güçleri hatalı olacağından bu tesisler için üretimi yapılamayacak enerji miktarlarından söz edilmektedir. Bu projelerden çoğu hiç enerji üretemeyecek ya da kayda değer enerji üretemeyerek atıl durumda kalacağından, sorunlu projeler elenerek hemen durdurulmalıdır.
- Mevcut mevzuata göre planlama aşamasından sonra HES projelerinin denetimi hiçbir aşamada yapılmamaktadır. Bilimsel açıdan uygun olabilecek ve ekolojik dengeye zararları en aza indirilebilecek HES'ler için akım gözlemlerinin sağlıklı bir biçimde yapılması zorunludur. Eğer proje yerini temsil eden istasyon/istasyonlar yoksa uzun süreli akım ölçümü yapılan istasyon/istasyonlar ile eş zamanlı (ve en az beş yıl) akım gözlemleri yapılarak proje ve işletme çalışmalarının yapılması gerekmektedir.
- Su ölçümlerindeki eksiklikleri gidermek adına sanal su ölçüm değerleri üretilmektedir. Bu ölçümlerin kimler tarafından (ölçümleri yapanların teknik yeterliliği olup olmadığı belli olmadığı gibi yapana ilişkin hiçbir bilgi de yoktur) yapıldığı belli değildir. Su ölçümünü ya da su hesaplarını yapanı belli olmayan ya da yetkisiz kişilerce yapılan ölçümler projelerde kabul edilmemelidir.
- Su ile ilgili hesaplamaları sadece rapor formatı tamamlamak adına ortaya konan projelerin, suya bağlı işletme çalışmalarının yanı sıra taşkın hesaplamaları da doğru olmayacağından, tesis istenen enerjiyi üretemeyeceği gibi, sel ve taşkınların yaşanması kaçınılmaz olacağından bu gibi projelerin inşaatlarına izin verilmemelidir.
- Su hesapları, ölçümlere dayanmayan ve yanlış olan bütün HES'lerin lisansları askıya alınarak inşaatları durdurulmalıdır.
- Su yapılarına ilişkin projelerde yetkili kurumlarca yapılan su ölçümleri esas alınmalıdır

5.5 Tesisin oturacağı zeminin jeolojisi yapının imalat özelliklerini belirlemektedir. Bu bağlamda;

- Jeolojik raporların, sadece formatı tamamlamak adına hazırlandığı, jeolojik yapıya uygun yapılar inşa edilmediği durumlarda; zemine bağlı inşaat hatalarından kaynaklı kazaların yaşanması kaçınılmaz olacağından, bu tür olumsuz sonuçların yaşanmaması için gerekli denetim araçları oluşturulmalıdır.
- Jeolojik-jeoteknik alandaki denetim, proje aşamasının başından itibaren yerinde ve saha koşullarda gerçekleştirilmesi bir zorunluluk olmalıdır. Bu konudaki eksiklikler mutlaka giderilmelidir.

5.6 Bütün sektörlerde olduğu gibi HES'ler için hazırlanan ÇED'ler de sorunludur. Adeta idari bir işleme dönüştürülen ÇED'in gerçekten "çevresel etkinin değerlendirildiği" bir rapor olduğunu söyleyebilmek mümkün değildir. ÇED'ler için özünden uzak sadece formaliteyi tamamlamak,

toplumsal baskılamayı ertelemek ya da susturmak için işleyen süreçler olarak işlemektedir. Hukuk sürecinin de zorlandığı bu süreçte;

- ÇED süreci, herhangi bir yatırımda, planlama aşamasından sonra başlatılmalı, bilimsel, teknik ve hukuki gerçeklere dayalı, kamu yararını esas alan ve katılımcı bir süreç işletilmelidir.
- Teknik yeterliliği olmayan kişilerce hazırlanmış projeler esas alınarak ÇED hazırlanamaz. Bu anlamda, HES'ler için hazırlanan ÇED'lerin teknik yeterlilik durumu belirsiz olduğundan ÇED'lerin kabulü de söz konusu olamaz. ÇED raporları masa başında sadece raporda olması gereken bir doküman başlıkları şeklinde değerlendirilerek hazırlanmaktadır. Bu tür uygulamalar durdurulmalıdır.
- Günümüzde ÇED, bir formalitenin yerine getirilmesi olarak işlem gördüğünden, yatırımcılar için gereksizce işleri geciktiren işlemler olarak algılanmaktadır. ÇED formalite olmaktan çıkarılmalıdır.
- Havzalardaki yapılar birbirinden bağımsızmış gibi ayrı ayrı değerlendirmeye alınmaktadır. Yapılar ayrı ayrı değil birlikte ele alınıp, ÇED değerlendirmeleri bütünlük olarak yapıp, kümülatif çevresel etkiler belirlenerek ortaya konup kararlar oluşturulmalıdır.
- Kurumlar arasındaki koordinasyon eksiklikleri giderilerek bilgi akış hızı artırılmalıdır.

5.7 Hidroelektrik enerjinin ileri yıllar nüfus artışına bağlı olarak uzun erimli planlanması da önem taşıyan başka bir husustur. HES Projesi'nin gündeme geldiği bölgedeki su potansiyeli değerlendirilirken, gelecekteki nüfus artışı/projeksiyonları da göz önüne alınarak, su potansiyeli, suyun değişik ihtiyaçlar için kullanım miktarları (içme, kullanım, tarım, sanayi, enerji vb.) ve buradan hareketle HES için gerekli olan su miktarı yerel ve bölgesel anlamda göz önüne alınmak durumundadır. İçme suyu gibi, toplumsal ihtiyaçlar ve doğal yaşama engel olmayacak su paylaşımı sağlandıktan sonra arta kalan su ile HES projeleri geliştirilmelidir. Bu bağlamda;

- Tesislerle ilgili ruhsat ve izinlerinin alınması, projelerin incelenmesi, kabulü, izlenmesi ve değerlendirilmesine ilişkin usul ve esaslar bir bütün olarak düzenlenmelidir.

5.8 Su yapılarına ilişkin denetim hiçbir aşamada tam anlamıyla işlememektedir. Denetime ilişkin Yönetmelik hükümleri, mevcut işleyişleri ile, işin özünden uzak sadece toplumsal baskılamayı ertelemek ya da susturmak için işleyen süreçlerdir. Bu bağlamda;

- HES'lere ilişkin denetimler, daha ilk başvurudan başlamak üzere bir projeye karar verilebilmesi için en önemli aşama olan ve projenin tüm taraflara ve ülke ekonomisine etkisinin araştırıldığı planlama/fizibilite aşamasında ciddiyetle denetlenerek projenin hayata geçirilebilirliğine doğru şekilde karar verilmesi sağlanmalı ve bu denetimler inşaat sürecince ve işletme sonrasında da devam etmelidir.
- Denetim, kamusal kaynakları koruma, verimli kullanılmasını sağlama, bilim ve mühendislik gereklerinin yerine getirilip getirilmediği noktasında yapılmalıdır.
- İlgili idareler, görev alanlarıyla ilgili denetim ve yaptırım konusunda gerekli duyarlılığı göstermelidir.

- Kamu ya da tüzel kişilerin, inşaat ve işletme aşamalarında uyulması gereken kurallar ve ilgili denetim mekanizmalarına uymaları sağlanmalıdır.
- Proje aşamasında projeye ilişkin sorumluluk şirkete bırakıldığı için tesisin üretime geçmesi aşamasında da tespiti yapılamayan imalatlara dair durumlar şirketin sorumluluğuna bırakılmaktadır. Herhangi bir su yapısı için tespiti yapılan hatalı üretimlere ya da tespiti yapılamayan konuların sorumluluğunun firmaya bırakılması denetim olarak adlandırılmaz. Bu konulardaki sorumluluğunun, şirketlere bırakılması bir denetim işi olamayacağından bu tür uygulamalar durdurulmalıdır.
- Herhangi bir kontrol ve denetime tabi olmayan HES'lerin kazı malzemeleri, dere yataklarına boşaltılmaktadır. Bu kazı malzemeleri başka alanlara taşınması gerekirken dere yatağı boyunca yine çevrenin ve birçok ağacın zarar görmesine neden olduğundan bu uygulamalar durdurulmalıdır.
- İnşaatlar maliyetten kaçmak adına hiçbir koruma kuralına uymayarak yapılmaktadır. Bu tür imalatlara izin verilmemelidir.

5.9 “4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu” ile bu Kanuna istinaden çıkarılan “Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği” ve “Su Kullanım Hakkı Anlaşması İmzalanmasına İlişkin Usul ve Esaslar Hakkında Yönetmelik” ile birlikte HES uygulamaları tamamen denetimsiz duruma getirilmiştir. Yapılan düzenlemeler ve izlenen politikalarla, su enerjisinden yararlanmada ülke kaynaklarının en verimli şekilde kullanımı değil, bireysel/şirket karlarının/çıkarlarının korunması hedeflenmektedir. Bu durumun hidroelektrik enerjisinden verimli şekilde yararlanarak enerjide dışa bağımlılığı azaltacak bir adım olarak algılanamayacağı açıktır. Bu bağlamda;

- Bu konuda yapılan yasal düzenlemeler sorunları daha da karmaşık hale getirmektedir. Yasal değişiklikler mevcut sorunları gözeterek çözüme ilişkin olmalıdır.
- 4628 sayılı Kanun'la ortaya konan HES'ler ile mevcut uygulamalar dikkate alınarak değerlendirildiğinde, Elektrik Piyasasında Lisanssız Enerji Üretimine İlişkin Yönetmelik kapsamında çok sayıda proje gündeme gelecektir. Yetersiz denetim nedeniyle çok vahim sorunlarla karşı karşıya kalınması söz konusu olabilecektir.

5.10 Derelerin doğal hayatının devamını sağlayacak can suyu (sucul yaşamın devamı için bırakılması gereken minimum su miktarı) için mevcut uygulamaların bilimsel bir yaklaşımı yoktur. Bu bağlamda;

- Bu yaklaşımlar sadece yasak savma usulü tamamlama şeklinden çıkarılmalıdır.
- Can suyunun tespiti bütün tesisler için, akış aşağısı ve akış yukarısı koşulları incelendikten sonra karar verilerek doğal hayatın devamı garanti altına alınmalıdır.
- Özellikle küçük sulara ilişkin ölçümler yeterli olmadığında can suyuna ilişkin hesaplar göstermelik olacağından, can suyu hesaplarında yeterli süreli ölçümlerin yapılması sağlanmalıdır.

- Birçok proje için önerilen can suyu miktarları alüvyonlu tabakayı doldurabilecek miktarlarda bile değildir. Can suyu miktarlarının belirlenmesinde dere yatağının özellikleri de değerlendirmeye alınmalıdır.
- Can suyu hiçbir şekilde pazarlık konusu yapılmamalıdır.
- Can sularının hidroelektrik santral inşaatları bittikten sonra denetlenmesi ve kontrolünün yapılmasının şartları belirlenmelidir.
- Can suyu bırakılmasında çok değişik birbirleriyle çelişen uygulamalarla karşılaşmak mümkündür. Örneğin aynı havzada, yakın yerler için ortalama debisi iki kat olan bir yerden, ortalama debisi yarısından daha az olan yere göre daha az can suyu bırakılmasına izin verilmektedir. Şu ana kadar yapılan uygulamalarda can suyunun belirlenmesiyle ilgili herhangi bir düzenleme ve standart yoktur. Bu konudaki eksiklikler giderilmelidir.
- Can suyu miktarlarının belirlenmesi ve can suyunun kontrol edilmesiyle ilgili bir mevzuata ve denetime ihtiyaç vardır. Bu konudaki eksiklikler bir an önce giderilmelidir.
- İşletmede olan mevcut HES'ler özellikle sucul yaşam için tekrardan can suyu bakımından değerlendirmeye alınmalıdır.
- Can suyunun yetersiz olduğu tespit edilen üretim tesisleri için su miktarlarının artırılması amacıyla çalışmalar başlatılmalıdır.
- Can suyuna ilişkin denetimler yerinde yapılmalıdır.

Projelerin parçası olarak ortaya konan balık geçitleri işlevsel olmayıp sadece yasak savmak adına yapılmaktadır. Bu bağlamda;

- Balık geçitlerinin işlevsel olmasına özen gösterilmelidir.

5.11 İletim hatlarıyla havza trafo merkezlerine bağlanacak santraller için bütüncül planlamalar yeterli olmadığından iletimde ve bağlantıda sorunlar yaşanmaktadır. Bu bağlamda;

- Üretim, iletim ve dağıtım birbirinden ayrılmaz şekilde planlanmalıdır.
- Bu bakımdan iletim hatları içinde ÇED uygulamaları havza bütünselliği içerisinde değerlendirilmelidir.

5.12 Mevcut hidroelektrik santrallerinin işletilmesinde hidrolojik öngörüler ile su potansiyelleri belirlenerek işletme planları oluşturulabilir ve aynı nehir üzerinde yapılan biriktirmeli enerji tesisleri koordineli olarak işletilebilir. Bu bağlamda;

- Birbiri ardına dizili olan projelerin işletmeleri koordineli yapılmalıdır. Fazla gelen sular dolu savaklardan bırakılmadan enerji üretimi amacıyla kullanılması için işletme planları hazırlanmalı, "havzada yer alan işletmedeki projelerin membadaki şirketlerin karının maksimize edileceği değil ülke kaynaklarının verimli kullanımının sağlanacağı ve verimin maksimize edileceği şekilde çalışmalar" yapılmalıdır.

5.13 Hidroelektrik potansiyel olarak ifade edilen rakamların genel yaklaşım olarak ortaya konmuş olduğu açıktır. Bu rakamların çevresel, ekolojik ve su kullanım öncelikleri dikkate alınarak yenilenmesi durumunda gerçek hidroelektrik potansiyel değerleri hesaplanabilir. Bu bağlamda;

- Türkiye'nin bütün akarsularının her noktası HES için parsellenmiş durumdadır. Bu rakamların toplanması durumunda bile ekonomik hidrolik potansiyel olarak ifade edilen 165 milyar kWh değere yaklaşamayacağı açıktır. Bu değerler yenilenmelidir.
- Ayrıca gelişen sürecin her yapı için bir çevresel etki değerlendirmeyi zorunlu kıldığı gerçeği dikkate alındığında, önceden çevresel hiçbir çalışma yapılmadan hidrolik güç potansiyelleri olarak ifade edilen yerlerin çoğunun, hidrolik güç olarak kullanılamayacağı gerçeği göz ardı edilmeden çalışmalar yenilenmelidir.

5.14 HES'lerin oluşturduğu baskılanmalar ve kural tanımazlıklar sonucu halk toplumsal direniş göstermekte ve mahkemelere gitmek zorunda kalmaktadır. Mahkeme süreçleri inşaat süresini aşan zamana yayılabilmektedir. Bu bağlamda;

- Mahkeme süreci uzun sürdüğünden dolayı, mahkemelerin iptal kararı vermesi durumunda bile, inşaatlarında büyük kısmı tamamlanmış olduğundan mahkeme kararının uygulanması sorunu çözecek işlemler olamamaktadır. Bu nedenle mahkeme sürecinde işlemler durdurulmalıdır.
- Mahkemenin işlemlerini durdurmasında bile yeni düzenlemelerle (hileli işlemler) inşaatı devam etmenin yolları aranmaktadır. Hileli işlemler engellenmelidir.
- Mahkeme süreci uzun işleyen bir süreçtir. Bu nedenle mahkeme kararları çıktığında tesis tamamen tamamlanmış ve geri dönülmesi durumunda bile zararların telafisi mümkün olmayan durumlar ortaya çıkmaktadır. Bu durumlar için önlemler geliştirilmelidir.
- Dava açma, avukatlık, bilirkişilik ve dava ücretleri mağdur olan vatandaşın karşılayamayacağı değerlere ulaştığından mahkeme süreçleri de vatandaş açısından çoğunlukla istendiği gibi sürdürülememektedir. Bu konuda vatandaşa yardımcı olacak mekanizmalar oluşturulmalıdır.
- Birbirinden çok farklı bilirkişi raporları ise sorunun bir başka boyutudur. Bilirkişilik konusunda TMMOB'nin ilkeleri doğrultusunda önlemler geliştirilmelidir.

5.15 Anayasa'nın 17/1. maddesine göre; "... Herkes yaşama, maddi ve manevi varlığını koruma ve geliştirme hakkına sahiptir..." Anayasa'nın 56/2 maddesi de "...çevreyi geliştirmek, çevre sağlığını korumak ve çevre kirlenmesini önlemek Devletin ve vatandaşların ödevidir." kuralını koymuştur. Bu anlamda;

- Çevre hakkı söz konusu olduğunda, Anayasa'da hak ve ödev ikiliği örtüştüğünden, Çevreyi korumak için dava açmanın, sadece bir hak değil aynı zamanda Anayasal bir görevin de yerine getirilmesi olduğu bilinmelidir.

#### 5.16 Son söz;

- Doğal varlıklar üzerindeki etkinin değerlendirilebilmesi için suyun doğal varlık olarak ekosistemin bir parçası olduğu gerçeği göz ardı edilmeden bir bütün olarak ele alınmalıdır.
- Mühendislik kriterlerinden uzak olarak ortaya konan yanlış HES projeleri durdurularak, havza bütününde ekolojik gereksinimler ve toplumsal fayda gözetilerek HES projeleri yeniden değerlendirilmelidir.
- HES'ler konusunda yapılan tartışmalar, işin özünden uzaklaştırılarak taraf ya da karşıtlık noktasına getirilmemelidir.
- Yanlış ve hatalı projelerin inşa edilmesi sonrasında telafisi mümkün olmayan ekolojik, kültürel, toplumsal ve benzeri sorunların yaşanmasının kaçınılmaz olacağı bilindiğinden bu uygulamalar durdurulmalıdır.
- Ekolojik gerçekler ve kamu yararı göz ardı edildiği sürece ortaya konan HES projeleri enerji gereksiniminin karşılanmasına katkısı olmayacağı gibi, oluşacak zararların karşılanması için de yeni kaynaklara gereksinim doğacağı bilinmelidir.
- 4628 sayılı Yasa sonrası “sanal değerler” üzerinde inşa edilen HES'lerin, ulusal enerji politikalarının belirlenmesinde güvenilir kaynak olarak kabul edilememelidir.
- Gerçek anlamda hidrolik enerji potansiyeli ekolojik, sosyolojik, kültürel ve doğal yaşam dikkate alınarak sanal olmayan gerçekçi ölçümlere göre yeniden belirlenmelidir.
- Üretim, iletimle ilgili de bütünleşik planlama yapılmadığından, bağlantı ve iletimde yaşananların çevresel sorunlara neden olmasının önlenmesi ve yeni ekonomik kayıplara da neden olunmaması için bu konularda önlemler geliştirilmelidir.
- Özellikle biriktirme hazneli su yapılarında yaşanacak kazaların çok büyük can ve mal kayıplarına neden olacağından önlemler geliştirilmelidir.
- ÇED faaliyetlerinin denetlemesi yapılmamaktadır. Bu konuda tam kapsamlı denetim mekanizmaları oluşturulmalıdır.
- Baraj yerlerinin seçiminde, tarihi eser ve kültürel varlıkların korunmasına özen gösterilmelidir.
- Tesislerin ölü yatırımlar haline dönüşmemesi için gerekli önlemler hemen alınmalıdır.
- Mahkeme kararıyla durdurulan projelerin lisansların yenilenmesi için hileli yollara başvurulması engellenmelidir.
- HES'ler genel enerji politikalarının ayrılmaz bir parçası olduğundan bütüncül politikalar ve planlamalar içerisinde değerlendirilmelidir.
- Toplumsal yaklaşımlardan uzak, ekolojik, kültürel değerleri yok sayan, sadece piyasanın kurallarına göre şekillendirilen ve yönetilen bu HES süreci toplumsal kaygılar giderilene kadar durdurulmalıdır.

## 15.6 Rüzgar

- 6.1 Çok sık yapılan mevzuat değişiklikleri ve belirsizlikler yatırımları geciktirmektedir. Mevzuat kararlılığı sağlanmalıdır.
- 6.2 Rüzgâr projelerinde gerekli izinlerin alınması projelerin geliştirilmesi için gerekli sürenin büyük kısmını almaktadır. Bu konuda özellikle kurumlar arası koordinasyon eksiklikleri giderilmeli, uygulama prosedürleri sadeleştirilmeli, açık ve anlaşılır kılavuzlar hazırlanarak, izinlerin daha kısa sürede alınabilmesi sağlanmalıdır.
- 6.3 2012/15 sayılı Başbakanlık Genelgesinde belirtilen; her türlü devir, irtifak hakkı tesisi ve kiralama işlemleri için ilgili kamu kurum ve kuruluşlarınca Başbakanlıktan izin alınması lisanslı projelerde ciddi oranda gecikmelere neden olmaktadır. Hazine ve orman arazi tahsisleri ile ilgili kurumlardan izinlerin, kamu ve ülke çıkarlarının korunması ilkesine sadık kalarak, gecikmelere sebep olmadan verilebilmesi konusunda düzenleme yapılmalıdır.
- 6.4 Ön lisans başvurularında, *son üç yıl içinde elde edilmiş en az bir yıl süreli ölçüm yapılması* zorunluluğu getirilmiştir. Ancak halen birçok yatırımcı rüzgâr ölçüm direklerinin dikilmesi konusunda bile yukarıda belirtilen *Genelge* gereğince Başbakanlıktan izin beklemektedir. İzinlerin gecikmesi ölçümlerin zamanında tamamlanamamasına ve başvuruların yapılamamasına yol açacaktır. İzin başvurularının değerlendirme ve sonuçlandırma süreci hızlandırılmalıdır.
- 6.5 İstanbul ve Gelibolu'da rüzgar projelerinin yasaklanması ile ilgili daha önce hazırlanan Tebliğ taslağı gelen tepkiler üzerine geri çekilmiş ancak bu konuda bazı esneklikler içeren bir genelge hazırlığının sürdüğü yapılan toplantılarda yetkililer tarafından ifade edilmiştir. Rüzgâr enerjisi potansiyeli açısından yüksek olan bu bölgelerde mevcut lisanslı projelerin ve yeni başvuruların yapılamayacak olması halinde, ciddi miktarda rüzgâr kaynağı değerlendirilemeyecektir. RES kurulması öngörülen bölgelerde yaşayanların da görüşleri alınarak, orman varlığına, verimli tarımsal arazilere, sit alanlarına ve yerleşim yerlerine zarar vermeyecek çözümler geliştirilmelidir.
- 6.6 6446 Elektrik Piyasası Kanunu Geçici 9 (1) maddesine göre *üretim lisanslarında belirtilen inşaat öncesi süre içerisinde, üretim tesisinin inşaatına başlanması için yerine getirilmesi gereken yükümlülüklerini tamamlayamamış tüzel kişilere, verilen 6 aylık ek süre 2 Mayıs 2014 tarihinde sona erecek ve mücbir sebepler dışında bu süre içerisinde de yükümlülüklerini yerine getiremeyen tüzel kişilerin lisansları iptal edilecektir.* Orman ve hazine arazilerinde başbakanlıktan izin alma, bazı belediyelerin birleşme nedeniyle seçim sonrasında ortadan kalkacak olması nedeniyle oluşan yasal karmaşa vb. nedenleriyle bazı rüzgar projelerinde izinlerin belirtilen süre içerisinde tamamlanamayacağı belirtilmektedir. Bu konu ayrıntılı incelenerek adil bir çözüm üretilmelidir.
- 6.7 Milli Park, Tabiat Parkı, Tabiat Anıtı ile Tabiatı Koruma alanlarında, Muhafaza Ormanlarında, Yaban Hayatı Geliştirme Sahalarında, Özel Çevre Koruma bölgelerinde ilgili Bakanlığın, Doğal Sit alanlarında ise ilgili koruma bölge kurulunun olumlu görüşü alınmak kaydıyla yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretim tesislerinin kurulmasına izin verilecek olması ülkenin doğasının tahrip edilmesine, flora ve fauna kaybına ve yerli halkla yeni bir çatışma alanının yaratılmasına yol açabilecek bir husustur. Bu tür alanlarda verilecek izinlerde objektif kriterler belirlenmeli ve RES projelerinde yer seçiminden-proje fizibilitesi-montaj-işletme aşama-

- larına kadar tüm süreçte çevre öncelikle göz önüne alınarak değerlendirilmeli, halkın kabulü, diyalog ve danışma önemsenmelidir.
- 6.8 Rüzgâr santrallerinin radar sistemlerine etkileri konusunda yapılacak teknik etkileşim analizinin ön lisans kapsamına alınması olumlu bir adımdır. Ancak teknik etkileşim analizinin santral sahalarının belirlenmesi ile ilgili mevcut kurallar, RES sistemleri ve radar uygulamaları konusunda son gelişmeler ile uluslararası uygulamalar göz önüne alınarak ve rüzgâr kaynağının azami değerlendirilmesini mümkün kılacak şekilde yapılması sağlanmalıdır.
- 6.9 Rüzgâr santrallerinin sayıları ve türbin yükseklikleri arttıkça kuşlarla etkileşim ve başta nesli tükenmekte olan göçmen kuşların zarar görme olasılığını da gündeme getirmektedir. Ülkemizde özellikle göç yolları, kuş üreme, beslenme ve dinlenme alanları vb. civarında yer alacak rüzgâr santrallerinde kuşların yaşam alanlarının zarar görmemesi için başta yatırımcılar olmak üzere tüm ilgili taraflarca azami özen gösterilmelidir. Ayrıca santralin bulunduğu alan özellikleri göz önüne alınarak kuş-türbin çarpışmaları olasılığının önlenmesi için gerekli önlemler (*kuşların göç rotaları izlenerek türbinlerin mümkün olduğunca uçuş yollarına paralel olacak şekilde inşa edilmesi, türbin görünürlüklerinin artırılması, türbin grupları arasında uçuş yollarına destek olacak koridorların bırakılması, kuş geçişleri sırasında çarpışmaların azaltılabilmesi için radar/sesli uyarı sistemleri kurulması, inşaat süreçlerinin kuşların üreme dönemi vb. hassas zaman aralıklarından kaçınacak şekilde düzenlemesi vb.*) alınmalıdır.
- 6.10 Geçtiğimiz yılda yaşanan orman yangınları ormanlık alanlarda yer alan RES tesisleri için ek tedbirler alınmasını gündeme getirmiştir. RES için açılan yollar orman yangınlarına daha kolay ve erken müdahale için avantaj sağlamaktadır. Bununla birlikte santralde çalışan personele yangın çıkması halinde *yangının olası etkileri ve yapılacak görevler ile İşçi Sağlığı ve İş Güvenliği ile ilgili Tüzük ve Yönetmelikleri* konusunda gerekli periyodik eğitimler verilmelidir. Bunların yanı sıra özellikle hassas bölgelerde yangına müdahale etmek için gerekli ekipmanların bulundurulması sağlanmalıdır.
- 6.11 2013 Aralık sonu itibariyle Türkiye rüzgâr enerjisi kurulu gücü 2759,15 MW 'a ulaşmıştır. Bu hedefe göre 2020 yılına kadar 17.240,4 MW rüzgâr santrali kurulması gerekmektedir. Mevcut teknoloji ortalama yatırım fiyatları ile 1 MW rüzgâr santralin kurulum maliyetinin 1.200.000 Euro olduğu düşünülürse bu kadar yatırım için yaklaşık 21 Milyar €'luk kaynak gerekmektedir. Bu kadar büyük bir kaynağın azami oranda yurt içinde kalmasının sağlanması için gerekli çalışmalar yapılmalıdır. Bu amaçla rüzgâr enerjisine özgü üç spesifik alana (*rüzgâr kaynak değerlendirmesi (karakterizasyon ve tahmin yöntemleri dahil), rüzgâr türbin teknolojisi ve tasarımı, tedarik zinciri ile ilgili konular*) özel ilgi gösterilmelidir. Bu alanlarda mevcut durum ve ihtiyaçlar belirlenmeli, türbin teknolojilerindeki gelişmeler göz önüne alınmalı, kapsamlı yol haritaları oluşturulmalıdır.
- 6.12 Yenilikçilik, rekabetçi ekonomik yapının en önemli unsurlarından biridir ve yeniliklerin büyük kısmı bilgi ve teknoloji üreten AR-GE faaliyetlerinden kaynaklanmaktadır. Bu nedenle uzun dönemli ulusal bir bilim teknoloji politikası oluşturulmalı, kısa dönem ara hedefler dahil uzun dönem hedefler ve yol haritası oluşturulmalıdır. Araştırma geliştirme faaliyetleri, teknoloji geliştirmenin işlevsel bir aracı olup, yeni ürünün tasarımı ve imalatında olduğu kadar, ürün geliştirmede de büyük öneme sahiptir. AR-GE altyapısı olmadan bir işletme ürünlerini küresel rekabete açamaz, rekabet gücü sağlayacak bir ürün yelpazesi gerçekleştiremez. Bu nedenle, üniver-



site-sanayi-devlet üçgenindeki ilişkiler güçlendirilmeli, bilimsel ve teknolojik yatırımların yapılabilmesini sağlayan ortamlar yaratılmalı ve sağlıklı bilgi akışı sağlanmalıdır. AR-GE faaliyetlerinin sonuçları uygulamaya geçirilmelidir.

- 6.13 Rüzgâr enerjisine yönelik her alanda (türbin tasarımı, mühendislik hesapları, tedarik süreci, imalat, testler, kalite ve belgelenme, rüzgâr ölçümleri ve değerlendirmesi, santral tasarımı, lisans başvuru ve gerekli izinlerin alınması süreci, inşaat, kabul, enerji tahmini vb.) çalışma yapanların/yapmayı planlayanların envanteri çıkarılarak, çalışma alanlarına yönelik veri tabanı oluşturulmalıdır.
- 6.14 Yerli üretime üretilen enerji tarifesi üzerinden teşvik verilmesi bu konuda yerli imalat yapan firmalara doğrudan yarar sağlamayan bir uygulamadır. Yerli üretimin desteklenmesi konusunda verilecek temel destekler bu tür imalatı yapan firmaların doğrudan faydalanmalarını sağlayacak finansal ve vergi teşvikleri, araştırma ve geliştirme destekleri, yatırım yapacak imalatçıların yatırımlarında kolaylık sağlanması, imal edilen türbinlerin güvenilirliğini ve kalitesini gösterecek ve tüketici güveninin oluşmasını sağlayacak test ve sertifikasyon programlarına katılım için destekler vb. sağlanmalıdır.

## 15.7 Jeotermal Enerji

- 7.1 Jeotermal kaynaklı elektrik üretimi için mevcut 600 MW kapasite en kısa sürede bilimsel esaslara ve teknolojik gerekliliklere uygun olarak değerlendirilmelidir. Yeni jeotermal kaynak araştırmalarına ağırlık verilmelidir. Jeotermal kaynaklar değerlendirilerek on binlerce evin jeotermal enerjiyle ısıtılmasının önü açılmalıdır. Jeotermal kaynağın entegre kullanımıyla doğrudan ve dolaylı yararlanma olanakları optimize edilerek maksimum fayda sağlanmalıdır.
- 7.2 Yasa, ruhsat isteminde bulunan kişi ya da kuruluşların arama ve işletme açısından donanımlı ya da kararlı olmalarına bir ölçüt getirmemiştir. Yasa, uygulayıcılara, kişi ve kuruluşların bu kadar çok sayıda ruhsat edinmesi durumunda “amacını ve ciddiyetini” sorgulama ve kanıtlatma araçlarını sağlamamıştır. Yasa'nın bu sorgulamayı olanaksız kılan bir başka zaafı da İl Özel İdareleri yetkilendirilerek, otoritenin il sayısına bölünmüş olmasıdır. Kamu yönetiminin, jeotermal kaynak için başvuru yapan kişi ya da kuruluşun, ülkenin başka yerlerinde kaç ruhsat başvurusunun olduğunu ya da kaç ruhsat edindiğini sorgulamasına imkân verecek düzenleme yapılmamıştır.
- 7.3 Gerçekte, kayıtlar ve siciller tek merkezde, Ankara'da MİGEM'de yapılmaktadır. Ancak MİGEM'in bir yorum yapma, yetki kullanma, sorgulama ve eleme yetkisi yoktur. Yasa'ya göre MİGEM yalnızca kayıt tutucudur. MİGEM işlem ve uygulamalarında bütünlük ve eşgüdüm sağlanmalıdır.
- 7.4 Biyolojik bir kirleticinin varlık ve etkisini hangi sıcaklıklarda sürdürebileceği, kimyasal bir kirleticinin bulaşmasının böylesi kapalı bir sistem için ne anlam taşıyacağı sorgulanmamaktadır. Yasa ve yönetmelikte mineralli su işletmelerinde, kaplıca ve tedavi merkezi kaptaj ve kuyularının çevresinde alınması gereken koruma önlemleriyle, elektrik santralini beslemek üzere işletilen sahalar arasında bir ayrım yoktur. Denetim görevini yüklenmiş olan teknik kadrolar arasındaki yaklaşım farklılıkları, farklı uygulamalara neden olabilecektir. Bu konuda uygulama birliğini sağlamak için bir an önce yasal düzenleme yapılmalıdır.

- 7.5 Jeotermal sahalara sahip olma, oralarda çalışma yapabilme ve işletmeci olabilme açısından da yasanın sonucu olan bir karmaşa vardır. Örneğin İl Özel İdareleri ruhsat sahibi ve yatırımcı ve işletmeci olabilmektedir. Ama aynı alanda karar verici, hak ve sorumlulukları belirleyici ve ko-ruyucu ve denetleyici konumundadır. MİGEM ne arama ve ne de işletmeci olamamakta, MTA yalnızca aramacı olabilir, işletmeci olamamakta; ama İl Özel İdareleri hepsini yapabilmektedir. Sonuçta, bugün her konuda tek yetkili kamu otoritesi de İl Özel İdareleridir. Bugünden şirket kurup sondajlara başlayan İl Özel İdareleri vardır. Bu sorunlu yapı dönüştürülmeli, kurumların yetki ve sorumlulukları tanımlanmalıdır.
- 7.6 Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı kararlarına esas oluşturacak iş ve işlemleri tamamlamak ile faaliyetlerin yürütülmesi, kamusal denetim ve eşgüdümün sağlanması amacıyla, jeotermal enerji kaynaklarıyla ilgili yapılan faaliyetleri 5686 Kanun ve ilgili yönetmelikleri çerçevesinde yönetmek, yönlendirmek ve uygulamaları denetlemek için, ETKB bünyesinde Jeotermal İşleri Genel Müdürlüğü kurulması önerisi, ilgili kesimlerce değerlendirilmelidir.
- 7.7 Jeotermal arama ve işletme hakkına sahip şirketlerin faaliyetleri esnasında elde ettikleri jeo-kimya, jeolojik, jeofizik, sondaj, üretim çalışmalarına ilişkin her türlü verilerin kurulacak Jeotermal İşleri Genel Müdürlüğü arşivlerine intikalini sağlayarak, Ulusal Jeotermal Veri Arşivini oluşturmak, bu verileri usulüne ve aslına uygun muhafaza ederek mevzuatının öngördüğü şekilde açık bilgi haline gelenleri isteyen gerçek ve tüzel kişilerin istifadesine sunarak ülkemizin jeotermal potansiyelinin daha doğru değerlendirilmesinin zemini oluşturulmalıdır.
- 7.8 Jeotermal kaynak yönetimi, benzeri pek çok alandan çok daha fazla meslek ve uzmanlık alanı katkısını gerektirmektedir. Aramadan başlayıp kullanım aşamasına kadar jeoloji, jeofizik, maden, petrol, makina, çevre, kimya, ziraat, elektrik, inşaat vb. mühendislik dallarından, ekonomistlerden, sağlık uzmanlarından, peyzaj mimarlarından, meteoroloji uzmanlarından katkı alınmadan bu kaynaklar yönetilemez. Ama Yasa'da bu durum dikkate alınmamıştır. Sonuçta, ortak varlığımız olan bu doğal kaynağın en doğru, sürdürülebilir ve en uygun düzeyde kullanımını zorlayacak bir kurallar dizisi oluşmamıştır. Bu yüzden meslek grupları arasında çatışmalar olasıdır. Kaynakların korunması ve geliştirilmesi için ilgili tüm tarafların görüşleri alınarak mevzuatta gerekli değişiklikler yapılmalıdır.
- 7.9 Petrol ve doğal gaz arama sektörüne benzer şekilde, jeotermal arama sektöründe kullanılan sondaj ve kuyu tamamlama ekipmanları çoğunlukla aynıdır. Petrol, gaz ve jeotermal sondajlarında ve kuyu tamamlamada ortak olarak kullanılabilen bu ekipmanlar çok özel olup pahalı ekipmanlardır. Petrol arama işlerinde kullanılan ekipmanlara 6326 sayılı Petrol Kanunu'nun 112. maddesiyle getirilen ithalat rejimine dair düzenleme ve kolaylıkların jeotermal sondajların yapımında kullanılan ekipmanların satın alınması, kiralanması veya kullanılması için de getirilmesinde yarar vardır. 5686 sayılı Jeotermal Kanunu'nda düzenleme yapılarak jeotermal sondajlar içinden vergi, resim ve harçlardan muafiyet verilmesi ve ithalat kolaylığı sağlanması sektörün gelişmesine yardımcı olacaktır.
- 7.10 Jeotermal arama sondajlarında, kullanılan kulelerin yakıt maliyetleri toplam sondaj kuyusu maliyetinin derinliğe bağlı olarak %12-15'sine tekabül etmektedir. Jeotermal Arama faaliyetlerinde kullanılan sondaj makinelerinde kullanılan akaryakıtta özel tüketim vergisi (ÖTV) muafiyeti getirilmeli, böylece arama sondajlarının artmasına, jeotermal potansiyelin daha iyi ortaya konulmasına yardımcı olunmalıdır.

- 7.11 Jeotermal enerjinin ısıtma amaçlı kullanımlarıyla ilgili teknik düzenlemeler, TMMOB Makina Mühendisleri Odası'nın işbirliğiyle hazırlanmalı, proje ve uygulamaların, Oda tarafından yetkilendirilmiş mühendisler eliyle yapılması sağlanmalıdır.

## 15.8 Güneş Enerjisi

- 8.1 Ülkemiz güneş enerjisi potansiyelinin tam olarak değerlendirilebilmesi için, ilgili tüm kesimlerin (kamu, üniversite, meslek odaları, uzmanlık dernekleri ve platformları vb.) temsilcilerinin katılımıyla Güneş Enerjisi Stratejisi ve Planı hazırlanmalıdır.
- 8.2 Enerjiyle ilgili yasalarımızda güneş enerjisi çok az ve yetersiz bir yer tutmaktadır. Güneş enerjisi kullanımının geliştirilmesi tartışmalarının sadece elektrik açısından ele alınması doğru değildir. Türkiye hemen her bölgesinde güneş enerjisinin ısıtma ve soğutma amaçlı olarak termal kullanımı için çok önemli potansiyele sahiptir. Bu konuda gelişen yerli teknoloji de olmasına rağmen sadece elektrik üretimine odaklanmak, bu önemli kaynağın göz ardı edilmesine ve yeterince değerlendirilmemesine yol açmaktadır. Yenilenebilir Enerji Kaynakları Yasası'ndaki yatırımların özendirilmesi için bu teşvik yönetmeliği elektrik üretiminin dışındaki ısı uygulamaları da kapsayacak şekilde yeniden düzenlenmelidir.
- 8.3 Yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımına yönelik AR-GE faaliyetlerinde yoğunlaşılmalı ve üniversitelerimizden etkin bir şekilde yararlanılmalıdır. Üniversitelerimizde yaygın şekilde *Yenilenebilir Enerji Araştırma Merkezleri* kurulmalıdır. Bu merkezlerin koordineli çalışmaları sağlanmalıdır.
- 8.4 Konutlarda tüketilen enerjinin %80'i ısınmaya harcanmaktadır. Bu nedenle güneş mimarisi önemsenerek uygulanmalı, öncelikle büyük şehirlerden başlanarak yeni yapılmakta olan binalarda, şehir ve imar planlarında binaların güneş mimarisine uygun şekilde tasarımı ve yapımı ile yalıtıma büyük önem verilmelidir. Ek maliyet getirmeden %30'lara varan enerji kazancı sağlayan mimari özellikler kullanılmalıdır. Bu konuda ilgili meslek odalarıyla işbirliği içinde bilgilendirme -bilinçlendirme çalışmaları yapılmalıdır. Güneş enerjisinden pasif düzenlemelerle yararını maksimize eden mimari pratiklerin yaygınlaştırılması için üniversitelerimize önemli görevler düşmektedir. Güneş enerjisinin bina ısıtılması-soğutulması ve endüstriyel proseslerde kullanılması ithal enerjinin azaltılması için çok önemlidir. Teşvik edildiği takdirde ısıtma sistemleri desteklenerek ithal doğal gazla olan bağımlılığımızı azaltabilmek mümkündür.
- 8.5 Ülkemizde güneş enerjili sıcak su sistemlerinin yaygınlaşmasıyla güneş kolektörlerinin tüketici bazında kullanımı teşvik edilmelidir. Endüstriyel tesislerde, nüfusun ve enerji tüketiminin yoğun olduğu büyük kentlerde, özellikle çok katlı binalarda yerel yönetimlerle işbirliği yapılarak güneş kolektörlerinin yaygın kullanımı konusunda çalışmalar yapılmalı, güneş kolektörleri ve aksesuarlarında KDV %1'e düşürülmelidir. Düşük gelir gruplarının sıcak su ihtiyaçları ve hatta ısıtma desteği olarak güneş enerjisi sistemi kullanabilmelerini desteklemek üzere kamu tarafından doğrudan maddi destek sağlanmalıdır.
- 8.6 Kentlerimizin ekolojik, çevresel değer ve varlıklarının zarar görmesini engelleyip sürdürülebilirliğini sağlayacak bir planlama gereklidir. Güneşe, doğal enerjilere ve yerel ekolojik sistemlere uygun kent planları yapılmalı, mevcut planlar dönüştürülmeli ve kamu tarafından denetlenmelidir. Enerji gereksinimini, başladığı noktada azaltabilmek amacıyla, kent planlamasında ve

kentsel dönüşüm uygulamalarında, yerleşimler özgün doğal, topografik, coğrafi koşulları özümseyen bir anlayışla analiz edilmeli, yerleşimlerde güney cephelerin seçimi sağlanmalı, tükettiği enerjiyi doğal kaynakları ve atıkları ile enerji üretebilen mahalle ve kentler tasarlanmalı, yapıların iklimlendirme (ısıtma-soğutma) gereksinimleri göz önüne alınacak biçimde tasarlanması özendirilmelidir

- 8.7 Nisan 2010 tarihli “Binalarda Enerji Performansı Yönetmeliği,” yenilebilir enerjilerden daha fazla faydalanılacak şekilde revize edilmelidir. Bu Yönetmelik'in ilişkili olduğu kat mülkiyeti gibi kanunlarla olan çelişkileri giderilmeli, yeniden düzenlenmelidir.

Güneş enerjili sıcak su kullanımının daha az yaygın olduğu bölge ve kesimlerde kat mülkiyeti açısından sorun yaratan, çatılara güneş enerjisi sistemleri konulması konusunda ortaya çıkan sorunları çözüme kavuşturan yasal düzenlemeler yapılmalıdır. Çatılarda güneş enerjisi uygulamalarının görsel kirlilik yaratmaması için yasal düzenlemeler yapılarak uygulamaya geçilmelidir.

Güneş enerjisinin kullanımını destekleyecek hususlara, 05.12.2008 tarihli Binalarda Enerji Performansı Yönetmeliğinin 22. maddesinde yenilenebilir enerjinin binalarda kullanımı kapsamında yer verilmiştir. Bu madde güneş enerjisini daha açık ve net olarak destekleyecek şekilde yeniden düzenlenmelidir. İfadelerdeki esneklikler giderilerek güneş enerjisinin güçlü olduğu bölgelerde güneşten sıcak su ısıtması ve ısıtma soğutma sistemi desteği yeni binalarda zorunlu uygulama haline getirilmelidir.

Ülkemizde güneş enerjili sıcak su sistemlerinin yaygınlaşması ile güneş kolektörlerinin tüketici bazında kullanımı teşvik edilmelidir. Endüstriyel tesislerde, nüfusun ve enerji tüketiminin yoğun olduğu büyük kentlerde, özellikle çok katlı binalarda yerel yönetimlerle işbirliği yapılarak güneş kolektörlerinin yaygın kullanımı konusunda çalışmalar yapılmalı, güneş kolektörleri ve aksesuarlarında KDV %1'e düşürülmelidir. Düşük gelir gruplarının sıcak su ihtiyaçları ve hatta ısıtma desteği olarak güneş enerjisi sistemi kullanabilmelerine desteklemek üzere kamu tarafından doğrudan maddi destek sağlanmalıdır.

- 8.8 Metre kareye güneş enerjisi miktarı Avrupa ortalamasının iki katı olduğu güneş ülkesi Türkiye'de güneş enerjili eko-mimari uygulamaları başlatılmalıdır. Konutlarda doğal enerji üreten sistemlere geçilmelidir. Yapıların çatılarında güneş pili uygulamaları başlatılmalıdır. Yeni yapılan binalarda güneş ısı sistemleri zorunlu hale getirilmeli, bu sistemlerin eski yapılarda uygulanabilmesi özendirilmelidir. Toplu konutlar ve yapı adaları güneş enerjili, ekolojik olarak tasarlanmalı ve uygulanmalıdır. Tüm toplu konutlar ve kooperatifler için zorunlu hale getirilmeli, toplu konutların bu yasal düzenlemeye uygun yatırım yapması sağlanmalıdır. Bu konuda ilgili meslek odalarıyla işbirliği içinde bilinçlendirme çalışmaları yapılmalıdır.

- 8.9 Güneş enerjisi kolektörlerinin TSE standartlarının eksiklikleri giderilerek güncellenmeli, paket ve toplu sistemlerin üretimi ve montajı konusunda yeni standartlar üretilerek uygulamaya geçirilmelidir.

- 8.10 Güneş enerjisi sistemlerinin testlerinin yapıldığı akredite laboratuvarların ulusal düzeyde oluşturulması ve yaygınlaştırılması için gerekli girişimler yapılmalı, yurt dışındaki laboratuvarlara ödenen test ücretlerinin yurt içinde kalması sağlanmalıdır.

- 8.11 Avrupa ülkelerinde olduğu gibi pompalı güneş enerjisi sistemlerinin kurulmasının yaygınlaşmasına yönelik düşük KDV uygulanması, bu sistemi kullanan binalar için çevre temizlik veya emlak vergisinden bir sürelik muafiyet sağlanması vb. uygulamalarla teşvik edilmesi gereklidir. Ayrıca imar yönetmelikleri de buna göre revize edilmelidir.
- 8.12 Türkiye`de güneş enerjisinden su ısıtma sektörü son yıllarda gittikçe artan oranda, Uzakdoğu (Çin) kaynaklı ithal ürünlerin baskısı altındadır. Çin devletinin ihracat konusunda sağladığı özel ve yüksek destekleri arkasına alan Çinli firmalar, her yıl %50 – %100 gibi katlayan oranlarda satışlarını ülkemizde artırmaktadır. Sektörde meydana gelen üretim kaybı, pazar küçülmesi, niteliksiz ürünlerin ülkeye girmesi gibi konuların önlenmesi için devlet kurumlarının konuyla ilgilenmeleri ve gereken tedbirlerin alınması gerekmektedir. Yerli üretimi özendirerek, koruyacak ve geliştirecek tedbirler alınmalıdır. Özellikle güneş enerjisinin ısı olarak kullanımını teşvik eden özel yasa ve mevzuat düzenlemeleri hızla yürürlüğe koyulmalıdır
- 8.13 Eğitim kurumlarında ısıtma, soğutma, sıcak su, elektrik gibi enerji tüketimini etkileyen faktörlerde yenilebilir enerji kaynaklarının kullanımına başlanması ve yaygınlaştırılması sağlanmalı ve böylelikle yeni nesillerin yenilebilir enerjilerin kullanımına yatkın, bilinçli bireyler olması sağlanmalıdır.
- 8.14 Bütün dünyada olduğu gibi Türkiye`de de “Güneşkent” uygulamaları başlatılmalı. Çevre ve Şehircilik Bakanlığı tarafından gerekli çerçeve belirlenmeli, yasal altyapısı oluşturulmalı, teşvikler sağlanmalıdır.
- 8.15 Çevre ve Orman Bakanlığı (eski), ORKÖY projesiyle orman köylerine yönelik olarak köylünün maddi destekli ve üç yıl vadeli olarak güneş enerjisi sistemi sahibi olması için çalışmaktadır. Bu projenin benzeri ova köyleri, kasabalar, ilçeler ve şehirlerin kenar mahalleri için de uygulanmalıdır. Kırsal alanlarda pişirme amaçlı kullanılan güneş ocaklarının yaygınlaştırılması için çalışmalar yapılmalıdır.
- 8.16 Jeotermal ve rüzgar enerjisinin mevcut olduğu bölgelerde güneş enerjisiyle entegre sistemler oluşturulmalıdır.
- 8.17 Kamusal kullanıma açık ve kamu idareleri tarafından düzenlenip, işletilen tüm açık alanlar, parklar caddeler ve sokaklar güneş enerjisiyle aydınlatılarak tanıtıma yer verilmelidir. Kentlerdeki kamu binalarında ve öncelikle okullarda ivedilikle güneş sistemlerine geçilmesine ilişkin arayışlara hız verilmelidir.
- 8.18 Yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanım bilincinin gelişmesi amacıyla merkezi kamu yönetiminin politik iradesi ve yönlendirmesiyle meslek odaları, üniversiteler, kamu kurum ve kuruluşları, yerel yönetimlerin katkı ve destekleriyle tüm il ve ilçelerimizde örnek proje ve uygulamaların gerçekleştirilmesi sağlanmalıdır.
- 8.19 Güneşten elektrik enerjisi elde edilmesi hususunda uzun vadede başarılı sonuçlar alınabilmesi için öncelikle ülkemizdeki teknolojinin geldiği seviye tespit edilmelidir. Daha sonra AR-GE faaliyetlerinin kapsamı ve yöntemi belirlenmeli, takiben pilot tesis, sonra üretim tesisleri ve ima-

lat montaj aşamaları planlanmalıdır. Pilot tesis aşaması dahil olmak üzere, uygulamalar yatırımcılara açılmalıdır. Güneş enerjisinden elektrik üretecek tesislerde kullanılacak yerli katkı oranına göre verilecek teşvik ve destekler, yerli teknolojinin geliştirilmesine katkı sağlayacaktır. Ancak bütün bu aşamalar, gerçekçi bir planlama ve sanayi sektörüyle işbirliği halinde yürütülmeli gerekli olduğu yerlerde, özümsemek kaydıyla teknoloji transferine olanak sağlanmalıdır.

- 8.20 Gelişmiş ülkeler fotovoltaik panellerin AR-GE faaliyetlerine önemli bütçeler ayırmaktadır. Üretim safhası için araştırmacılar, çeşitli yöntem ve teknikler üzerinde çalışmalar yapmakta ve bu çalışmalar sonucunda fotovoltaik panellerinin verimlerinde artış sağlanmaya çalışılmaktadır. Ülkemizde de AR-GE faaliyetlerinin desteklenmesi, çeşitli üniversitelerdeki merkezlerin çalışmalarının koordine edilmesi ve bu konudaki kaynak israfının önüne geçilmelidir.
- 8.21 Güneş santrallerinin kurulması için kullanılacak arazilerin özelliklerinin çok iyi tanımlanması ve bu arazilerin envanterinin ETKB tarafından öncelikle belirlenmesi, bu sahalara iletim ve dağıtım sistemlerine bağlantı için imkânların önceden hazırlanması sağlanmalıdır.
- 8.22 Kanun'da 31.5.2015 tarihine kadar işletmeye girecek güneş santrallerinin yurt içinde gerçekleşen imalatına ödenecek yerli katkı ilavesi konusunda öngörülen beş yıllık süre oldukça kısadır. Sanayinin gelişmesi ve belli bir olgunluğa ulaşabilmesi için yerli üretime yönelik desteğin hem bileşen üretimi hem de özgün tasarım yerli ürün gelişimi için bu desteğin belirlenmiş hedeflere yönelik olarak uzun vadeli planlanması gerekmektedir.
- 8.23 Yerli üretimin özendirilmesi açısından yerli üretim katkısıyla ödenecek ek tarifenin (Cetvel 2) aksamın tamamının yerli olarak sağlanması halinde ödenmesi yerine kademeli geçiş yapılacak şekilde değişiklik yapılarak uygulanması konusunda gerekli değişiklik yapılmalıdır.
- 8.24 Yerli güneş enerjisi endüstrisinin (pv/odaklayıcı sistem) gelişimini doğrudan destekleyecek ve imalat endüstrisi için uygun bir ortam yaratacak (yerli iş gücüne ödenen ücretlere vergi kredisi veya muafiyetleri, güneş teknolojisi alıcı ve satıcılarına uygulanacak KDV veya gelir vergisi indirimleri, ARGE destekleri, yerli üretimi yapılan türbinlerin kalite ve güvenilirliğini teşvik edecek test ve sertifikasyon programları vb.) ilave destekler de sağlanmalıdır.
- 8.25 Tarım arazileri ve güneş santrallerinin ortak özelliği her ikisinin de büyük, eğimi az ve güneş alan arazilere ihtiyaç duyulmasıdır. Güneş enerjisi maliyetlerinde son yıllarda hızla düşen maliyetler nedeniyle bu tesisler hızla yaygınlaşmaktadır. Benzer bir büyüme ülkemizde de yaşanırsa tarım alanları da hızla tehdit altında olabilecektir. Bu nedenle bu tesislerin planlanması konusunda azami dikkat gösterilmelidir. Tarım arazileri, ormanlık alanların, meraların, SİT ve ören alanlarının yok olmamasına dikkat edilmeli, bu alanların tehdit edilmemesi konusuna azami önem verilerek planlama yapılmalıdır.

## 15.9 Biyoyakıtlar

9.1 Biyokütle, diğer yenilenebilir enerji kaynaklarından farklı olarak, hem elektrik hem yakıt üreten ve kırsal kesimde ciddi anlamda sosyo ekonomik katkı yaratan bir kaynaktır. Pek çok gelişmiş ve gelişmekte olan ülkenin enerji politikalarında geniş yer edinmiştir.

Ülkemiz zengin biyokütle kaynaklarına sahiptir. Biyokütleden enerji üretimi enerji portföyümüzü zenginleştirecek kıymetli bir seçenektir.

Biyokütleden elde edilen biyoyakıtlar başta tarım olmak üzere enerjiden çevreye, ulaştırmadan ekonomiye kadar pek çok sektörün kesişen konusudur. Yerli tarım ürünlerinden ve atıklardan üretilen biyoyakıtların ülke ekonomisine inanılmaz katkıları (pek çok sektörde istihdam ve iş hacminde genişleme, yeni vergi imkanları vb.) bulunmaktadır. Türkiye, sahibi olduğu zengin biyokütle kaynaklarını, “enerji arz güvenliğinin sigortası, kırsal kesimin refahı” vizyonu ile değerlendirmelidir.

Gaz, sıvı ve katı olmak üzere sınıflandırılabilen biyoyakıtlar, otomobillerde, ağır vasıtalarda, uçaklarda, trenlerde, gemilerde ulaştırmada yakıtı olarak kullanılmasının yanı sıra doğal gazın kullanıldığı her alanda (elektrik, ısınma, pişirme, soğutma) kullanılabilir.

Sıvı biyoyakıtlardan biri olan biyoetanol, benzinle ve son yıllarda motorinle de harmanlanarak kullanılabilen, biyodizel ise motorinle harmanlanarak kullanılabilen veya doğrudan motorin yerine kullanılabilen bir biyoyakıttır.

Gaz yakıtlar, biyogaz, sentez gazı olarak adlandırılmaktadır. %50-70 metan içeren biyogaz temizlenerek doğal gaz niteliğinde kaynak elde edilmektedir. Dolayısıyla biyogaz elektrik üretiminde kullanılmakla birlikte zenginleştirilerek doğal gazın kullanıldığı her alanda (elektrik, ısı, yakıt) kullanılmaktadır.

Bu amaçla;

- a. Biyogazın temizlenmesine (biyogazdan doğal gaz elde etmeye) yönelik yatırımlar teşviklerle desteklenmelidir.
- b. Biyogazla çalışan araçların kullanımı teşvik edilmelidir.

9.2 Ülkemizde yerli hammaddeyle üretilen biyoetanol ve biyodizelin sırasıyla 2013'te %2, 2014'te %1 oranında zorunlu kullanılacak olması, gecikmiş; ancak olumlu bir uygulamadır. Sektörün sağlıklı gelişimi için aşağıdaki hususların önemsenmesi ve hayata geçirilmesi ayrıca gereklidir.

- a. Gıda ürünlerini biyoyakıt üretimine kaydırmadan ve zarar verici bir arazi dönüşümüne neden olmadan, biyo çeşitliliğimize dokunmadan, tarımsal potansiyelimiz aktifleştirilerek biyoyakıt üretimi önemsenmelidir.
- b. Planlı bir enerji tarımını da içeren biyoyakıt programıyla istikrarlı adımlarla yol alınmalı, hedeflere uygun stratejiler, eylem planları geliştirilmelidir.
- c. Hammadde üreticisinden, biyoyakıt kullanıcılarına kadar sektördeki aktörler için uygun destekleme politikaları belirlenmeli ve sektör için bir izleme mekanizması oluşturulmalıdır.

İzleme çalışmalarının sonuçlarına göre strateji ve eylem planları belli aralıklarla revize edilmelidir.

- d. İlgili tüm tarafların temsil edildiği “Biyoyakıt Teknoloji Platformu” kurulmalı, üniversite-sanayi işbirliğiyle yerli teknolojilerin gelişimi ve sürdürülebilirliği sağlanmalıdır.
- e. Gıda dışı hammaddelerden biyoyakıt üretimi yani ileri kuşak biyoyakıt üretimleri için AR-GE bütçeleri oluşturulmalı, bu alandaki faaliyetler desteklenmelidir.
- f. Ülkemizde emisyon emen alanlar olan ormanların artırılması çalışmalarının sistematik bir şekilde başlatılmasıyla CO<sub>2</sub> emisyonunun azaltılması hedeflenmelidir. Odun ile ısınmanın yaygın olduğu ülkemizde ormanların kurtarılması için enerji ormanları uygulaması gündeme getirilmelidir. Orman alanlarındaki köy ve kasaba evlerinin daha az yakıtla ısınacak şekilde rehabilitasyonunun yapılması için teknik ve mali destek sağlanmalı; yakıt verimliliği yüksek, çok amaçlı sobaların geliştirilmesi ve kullanımının yaygınlaştırılması çalışmaları yapılmalıdır.
- g. Havacılık sektörü ve savunma sanayinde ulaştırma yakıtı olarak biyoyakıtların kullanımı konusunda ülke projeleri oluşturulmalıdır.
- h. Biyoyakıtlar pek çok bakanlığın da içerisinde olmasını gerektiren bir konudur. Bakanlıkların ilgili kurum ve kuruluşlarının, belirli bir koordinasyon içerisinde çalışmaları sektörün sağlıklı gelişmesi için şarttır. Bu konuda koordinasyonu sağlayacak yasal bir düzenleme yapılmalıdır.
- i. Biyoyakıt çalışmaları kırsal kalkınma çalışmalarıyla entegre edilmelidir.
- j. Piyasadaki biyoyakıtların yerli tarım ürünlerinden üretildiğinin tescil edilmesi için mekanizmalar geliştirilmeli, izleme sistemi kurulmalıdır.
- k. İthal ham maddeyle üretilen biyoyakıtların ülkeye hiçbir katma değeri yoktur. İthal ham maddeyle üretilen biyoyakıtlar sadece ithalat yapılan ülkelerin çiftçilerini ve ekonomilerini destekler. Farklı isimlerle anılan biyoyakıt ve ham maddelerin (örneğin; yağ asidi metil etil esteri, yağ asidi etil esteri, kanola, kolza, palm yağı, palmye yağı, jatropa, castor bean, hint yağı, etanol, etil alkol vb.) ithali konusunda duyarlı olunmalı, kullanım amaçları sorgulanmalı ve izlenmelidir. Bu tür hammaddelerin biyoyakıt üretmek için ithal edilmesinin önüne geçilecek düzenlemeler yapılmalıdır.

## 15.10 Politikalar ve Enerji Ekipmanlarının Yerli Üretimi

- 10.1 Binalarda mimari tasarım, ısıtma/soğutma ihtiyaçları ve ekipmanları, yalıtım ihtiyaçları ve malzemeleri, elektrik tesisatı ve aydınlatma konularında normları, standartları, asgari performans kriterlerini ve prosedürleri kapsayan yönetmelikler; EİE, Bayındırlık ve İskan Bakanlığı ve meslek odalarının katılımıyla hazırlanarak yürürlüğe konulmalı, uygulamalar denetlenmelidir.
- 10.2 Yerli ve yenilenebilir enerji kaynakları potansiyelinin tam olarak değerlendirilmesi için ihtiyaç duyulan enerji ekipmanlarının yurt içinde üretimi temel bir politika olmalıdır. EPDK analizlerine göre Türkiye 2010-2030 döneminde yapılacak enerji yatırımlarının toplamı 225-280 milyar Dolar olarak tahmin edilmektedir. Bu büyük tutarın azami bölümünün yurt içinde kalabilmesi



için, enerji üretim ekipmanlarının yerli üretiminin yanı sıra enerji yatırımlarında ihtiyaç duyulan tasarım, avan ve detay mühendislik, teknik iş gücü ve müteahhitlik hizmetlerinin yerli kuruluşlarca yurt içinden karşılanması esas olmalıdır.

- 10.3 Enerji santralleri konusunda ülkemize uygun teknoloji geliştirilmeli, projelendirme ve tasarım konularına destek verilmelidir. Ülkemizde yeterli ve donanımlı teknik eleman ve iş gücü bulunmasına rağmen projelendirme ve tasarım konularında yabancı firmalara büyük bedeller ödendiği, dikkate alınarak, bu durumun aşılması için üniversite ve sanayi işbirliğiyle projelendirme konularında çalışılmalıdır.
- 10.4 Ülkemizdeki elektromekanik imalatların uluslararası standartlara uygunluk testlerini yapabilecek bölgesel laboratuvarlar kurulmalıdır. Bu konuda AR-GE çalışma grupları oluşturulmalı, üniversitelerle işbirliği içinde projeler üretilmelidir. Seçilecek olan hedef ürünler için oluşturulacak AR-GE'ye imalatçı kârlarından ayrılacak bir fon ile kaynak temini sağlanmalıdır. Onaylı üretici şartnamesi ve akredite olmuş özerk laboratuvarlar vasıtasıyla da kalite yönünden ilerleme sağlanmalıdır.
- 10.5 Enerji üretiminde yerli teknoloji, makina, ekipman üretim çalışmaları desteklenmelidir. TÜBİTAK, üniversiteler, üretici sanayi kuruluşları, meslek örgütlerinin katılımıyla rüzgar türbinlerinin ve elektronik aksamının, hidrolik türbinlerin, jeotermal enerji ekipman ve cihazlarının, güneşten elektrik üretim panellerinin, yoğunlaştırılmış güneş elektrik üretim sistemlerinin, termik santral kazan ve ekipmanlarının, buhar ve gaz türbinlerinin Türkiye'de üretimine yönelik çalışmalar bir Master Plan dahilinde ele alınmalı, bu plana uygun olarak hazırlanacak yol haritaları ve eylem planlarıyla yerli üretim desteklenmelidir.
- 10.6 Enerji sektörüne makina ekipman üreten sanayilerin kümelenmesi teşvik edilmeli ve işbirliği ağları geliştirilmelidir. Enerji Ekipmanları Sanayi Müsteşarlığı vb. bir organizasyonla kamu, yol gösterici ve yönlendirici olmalıdır.
- 10.7 Enerji konularında bilim ve teknoloji geliştirme altyapılarının güçlendirilmesi için kamusal ve özerk bir kuruluş olarak Türkiye Enerji Bilimleri ve Teknolojileri Geliştirme Merkezi kurulmalıdır. Bu merkezin öncülüğü ve denetimi altında;
  - TÜBİTAK'ın enerjile ilgili enstitülerinin yeniden yapılandırılması ve üniversitelerin enerji enstitüleriyle veya ilgili platformlarıyla ilişkilendirilmeli,
  - Enerji alanında doktora ve doktora sonrası programlarının ve yurt dışı merkezlerle ortak çalışma imkanları desteklenmeli,
  - Kamu ve özel sektörün enerji alanındaki AR-GE çalışmalarının çekicileştirilmesi ve eşgüdümü sağlanmalı,
  - En kısa zamanda Türkiye'de geliştirilmesi mümkün olan teknolojileri kullanarak doğal gaz ikamesi odaklı, hem yerli kaynak sorununa hem de yerli enerji teknolojisi sorununa kısmi çözüm arayan program ve projeler uygulanmalıdır.

- 10.8 Üniversitelerde genç mühendislere/akademisyenlere daha çok master/doktora/doktora sonrası çalışması imkanları verilmeli, onlara daha çok yazılım/donanım sağlanmalı, yerli teknolojilere/yerli yakıt kullanımı için üniversitelerde akademik/bilimsel araştırmalara daha çok destek verilmelidir.
- 10.9 TÜBİTAK Marmara MAM benzeri akademik bilimsel araştırma kuruluşlarımızın sayısı artırılmalıdır. Muğla, Adana, Mersin, Harran üniversitelerinde “Güneş Enerjisi Teknolojileri” Afşin Elbistan’da “Linyit/Kömür Yakma Teknolojileri,” İzmir ve Çanakkale’de “Rüzgar Santralleri,” Ege Bölgesinde “Jeotermal Enerji,” Güney Doğu Anadolu Bölgesi’nde “Hidrolik Enerji,” Çukurova ve GAP Bölgesi’nde “Biyoyakıt” Araştırma Merkezleri kurulmalıdır.

## **Kaynakça**

1. Türkiye'nin Enerji Görünümü Raporu, 2010, 2012, TMMOB Makina Mühendisleri Odası
2. Türkiye'nin Enerji Görünümü Sunumları, 2010-2014, TMMOB Makina Mühendisleri Odası
3. Enerji Raporu, 2011, 2012, 2013 Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi(DEK-TMK)
4. Enerji Raporu, 2011 Sunumu, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi(DEK-TMK)
5. Elektrik Özelleştirmeleri konulu TMMOB Elektrik Mühendisleri Odası sunumları ve Raporları
6. Hidroelektrik Santraller Raporu, 2011, TMMOB
7. ETKB web sitesi, raporları ve sunumları
8. EPDK web sitesi, raporları ve sunumları
9. BOTAŞ web sitesi, raporları ve sunumları
10. TEİAŞ web sitesi, raporları ve sunumları
11. PİGM sunumları
12. PETFORM sunumları
13. GAZBİR sunumları
14. TUREB raporları ve sunumları

## **EK. HES PROJELERİNİN TOPLUMSAL VE ÇEVRESEL ETKİLERİNİN DEĞERLENDİRİLMESİ**

### **1. Projenin ve Hedeflerinin Tanımlanması**

Proje sahibi, ulusal enerji politikalarını ve yatırım programlarını göz önünde bulundurarak projenin gerekliliğini, amaçlarını ve projenin ulusal, bölgesel ve yerel ekonomiye ve sosyal kalkınmaya katkılarını açıklamalıdır.

Proje, çevresel etki oluşturabilecek tüm bileşenleri ile birlikte tanımlanmalıdır. Bu bağlamda, proje uygulamasının zaman çizelgesi ve kaynak (su, personel, ekipman vb.) ihtiyaçları ile birlikte projenin inşaat ve işletme aşamalarında gerçekleştirilecek proje faaliyetlerinin de ortaya konması gerekmektedir. Proje faaliyetleri, projenin gerçekleşmesi için gerekli tüm faaliyetler (malzeme ocakları, ulaşım yolları vb.) ile proje sonucu doğrudan (iletim hatları, ulaşım yolları vb.) veya dolaylı (tarımsal sulama, yeni yerleşim alanlarının oluşması vb.) olarak ortaya çıkan proje ve faaliyetleri de içermelidir.

#### **1.1 Mevzuat**

##### **Ulusal Mevzuat**

ÇED sürecinde, ülkemizde çevre ile ilgili yürürlükte olan kanunlar ve yönetmelikler göz önünde bulundurulmalıdır. Ayrıca baraj ve hidroelektrik santral projeleri ile ilgili mevcut kanun ve yönetmelikler de dikkate alınmalıdır. Mevzuat zaman içinde değişebildiği için ÇED sürecinde yürürlükte olan mevzuat araştırılmalı ve göz önünde bulundurulmalıdır. Mevcut durumda, aşağıda sunulan çevre ile ilgili kanun ve yönetmelikler ÇED raporlarının hazırlanmasında göz önünde tutulmalıdır.

##### **Kanunlar**

- Çevre Kanunu
- İş Kanunu
- Su Ürünleri Kanunu
- Yeraltı Suları Hakkında Kanun
- Milli Parklar Kanunu
- Kültürel ve Doğal Varlıkların Korunması Kanunu
- Sit Alanları Kanunu
- Kıyı Kanunu
- Orman Kanunu
- Mera Kanunu
- Toprak Koruma ve Arazi Kullanımı Kanunu
- İmar Kanunu
- Zeytinciliğin Islahı ve Yabanilerinin Aşılattırılması Hakkında Kanun
- Belediye Kanunu

## Yönetmelikler

- Çevresel Etki Değerlendirmesi Yönetmeliği
- Çevre Kanununca Alınması Gereken İzin ve Lisanslar Hakkında Yönetmelik
- Hava Kalitesi Değerlendirme ve Yönetimi Yönetmeliği
- Isınmadan Kaynaklanan Hava Kirliliğinin Kontrolü Yönetmeliği
- Sanayi Kaynaklı Hava Kirliliğinin Kontrolü Yönetmeliği
- Çevresel Gürültünün Değerlendirilmesi ve Yönetimi Yönetmeliği
- Su Kirliliği Kontrolü Yönetmeliği
- Yeraltı Sularının Kirlenme ve Bozulmaya Karşı Korunması Hakkında Yönetmelik
- Su Ürünleri Yönetmeliği
- Atık Yönetiminin Genel Esaslarına İlişkin Yönetmelik
- Atıkların Düzenli Depolanmasına Dair Yönetmelik
- Katı Atıkların Kontrolü Yönetmeliği
- Tehlikeli Atıkların Kontrolü Yönetmeliği
- Tıbbi Atıkların Kontrolü Yönetmeliği
- Atık Yağların Kontrolü Yönetmeliği
- Ambalaj Atıklarının Kontrolü Yönetmeliği
- Atık Pil ve Akümülatörlerin Kontrolü Yönetmeliği
- Ömrünü Tamamlamış Lastiklerin Kontrolü Yönetmeliği
- Patlayıcı Ortamların Tehlikelerinden Çalışanların Korunması Hakkında Yönetmelik
- Parlayıcı, Patlayıcı, Tehlikeli ve Zararlı Maddelerle Çalışan İşyerlerinde ve İşlerde Alınacak Tedbirler Hakkında Tüzük
- Hafriyat Toprağı, İnşaat ve Yıkıntı Atıklarının Kontrolü Yönetmeliği
- Toprak Kirliliğinin Kontrolü ve Noktasal Kaynaklı Kirlenmiş Sahalara Dair Yönetmelik
- Toprak Koruma ve Arazi Kullanımı Kanunu Uygulama Yönetmeliği
- Tarım Arazilerinin Korunması ve Kullanılmasına Dair Yönetmelik
- Sulak Alanların Korunması Yönetmeliği
- Yaban Hayatı Koruma ve Yaban Hayatı Geliştirme Sahaları ile İlgili Yönetmelik
- İş Sağlığı ve Güvenliği Yönetmeliği
- İşçi Sağlığı ve İş Güvenliği Tüzüğü
- Çalışanların İş Sağlığı ve Güvenliği Eğitimlerinin Usul ve Esasları Hakkında Yönetmelik
- İş Sağlığı ve Güvenliğine İlişkin Tehlike Sınıfları Listesi Tebliği
- Çevre Sağlığı Denetimi ve Denetçileri Hakkında Yönetmelik
- Sulama Alanlarında Arazi Düzenlemesine Dair Tarım Reformu Kanunu Uygulama Yönetmeliği

- Deprem Bölgelerinde Yapılacak Binalar Hakkında Yönetmelik
- Afet Bölgelerinde Yapılacak Yapılar Hakkında Yönetmelik
- Enerji Kaynaklarının ve Enerjinin Kullanımında Verimliliğin Artırılmasına Dair Yönetmelik

## ***1.2 Ülkemizin Taraf Olduğu ve ÇED Kapsamında Göz Önüne Alınması Gereken Uluslararası Sözleşmeler***

### **Avrupa Vahşi Yaşamının ve Doğal Habitatlarının Korunması Sözleşmesi - Bern Sözleşmesi**

Bu sözleşme, vahşi bitki ve hayvan türlerini doğal yaşam alanlarıyla birlikte korumayı amaçlamakta olup, özellikle tehlike altında ve hassas türlere önem vermektedir. Ülkemiz bu sözleşmeye 1984 yılında taraf olmuştur.

### **CITES Nesli Tehlike Altında Olan Yabani Hayvan ve Bitki Türlerinin Uluslararası Ticaretine İlişkin Sözleşme**

CITES Sözleşmesi, nesli tehlikedeki yaban hayatının uluslararası ticaretini kontrol edebilmek için, bu tür alışverişlerde hükümetlerin iznini şart koşan, dünya çapında bir sistem geliştirmiştir. Ülkemiz bu sözleşmeye 1996 yılında taraf olmuştur.

### **Özellikle Su Kuşları Yaşama Ortamı Olarak Uluslararası Öneme Sahip Sulak Alanlar Sözleşmesi - Ramsar Sözleşmesi**

Sözleşmenin ana amacı "sulak alanların ekonomik, kültürel, bilimsel ve sosyal olarak büyük bir kaynak teşkil ettiği ve kaybedilmeleri halinde bir daha geri getirilmeyeceği" esasını vurgulamaktır. Ülkemiz bu sözleşmeye 1994 yılında taraf olmuştur.

### **Biyolojik Çeşitlilik Sözleşmesi (Rio Konferansı)**

Biyolojik Çeşitlilik Sözleşmesi'nin amacı, "biyolojik çeşitliliğin korunması; bu çeşitliliğin unsurlarının sürdürülebilir kullanımı; genetik kaynaklar ve teknoloji üzerinde sahip olunan bütün hakları dikkate almak kaydıyla, bu kaynaklara gereğince erişimin ve ilgili teknolojilerin gereğince transferin sağlanması ve uygun finansmanın tedariki de dahil olmak üzere, genetik kaynakların kullanımından doğan yararların adil ve hakkaniyete uygun paylaşımıdır." Ülkemiz bu sözleşmeye 1997 yılında taraf olmuştur.

### **Akdeniz'in Kirliliğe Karşı Korunması Sözleşmesi**

Sözleşmenin ana amacı Akdeniz'in her tür kirliliğe karşı Akdeniz'e kıyısı olan ülkeler tarafından korunmasını sağlamaktır. Ülkemiz bu sözleşmeye 1981 yılında taraf olmuştur.

### **Karadeniz'in Kirliliğe Karşı Korunması Sözleşmesi**

Sözleşmenin ana amacı Karadeniz'in her tür kirliliğe karşı Karadeniz'e kıyısı olan ülkeler tarafından korunmasını sağlamaktır. Ülkemiz bu sözleşmeye 1994 yılında taraf olmuştur.

## **Paris Dünya Kültürel ve Doğal Mirasının Korunmasına Dair Sözleşme**

Sözleşme, "daimi bir temel üzerine ve modern bilimsel yöntemlere uygun olarak, istisnai değerdeki kültürel ve doğal mirasın kolektif korunmasına matuf etkin bir sistemi kuran yeni hükümleri, bir sözleşme biçiminde kabulünün zorunlu olduğunu" belirtmektedir. Ülkemiz bu sözleşmeye 1983 yılında taraf olmuştur.

### *Avrupa Birliği (AB) Direktifleri*

Baraj ve hidroelektrik santrali projeleri için hazırlanacak ÇED Raporlarında ilgili AB Direktiflerinin dikkate alınması da faydalı ve yol gösterici olacaktır.

Söz konusu Direktifler, tüm AB kanunlarını içeren EUR-Lex web sitesinde mevcuttur.

(<http://www.europa.eu.int/eur-lex/lex/en/index.htm>)

### **1.3 Mevcut Çevre Özellikleri ve Etki Alanının Belirlenmesi**

ÇED çalışması kapsamında proje kaynaklı etkiler proje özelliklerinin yanı sıra, mevcut çevre özelliklerine bağlı olarak da ele alınmalı ve önemleri belirlenmelidir. Dolayısıyla, mevcut çevre özellikleri ile ilgili çalışmalar, ÇED sürecinin başlaması için hazırlanacak Proje Tanıtım veya ÇED Başvuru Dosyası çalışmaları ile birlikte başlamalıdır.

ÇED Başvuru Dosyası ve Proje Tanıtım Dosyası, ÇED çalışmalarının temelini oluşturan en önemli dokümanlardır. Bu nedenle; ÇED Başvuru Dosyası ve Proje Tanıtım Dosyası, etki değerlendirme çalışmalarının kapsam ve hedefinin belirlenmesinin yanı sıra, çalışma için ön görülen etki değerlendirme sistematığının temel yapı taşlarını içermelidir.

Proje aktivitelerinin belirlenmesi, ilk aşamayı oluşturur. Proje aktivitelerinden sonra; Değerli Ekosistem Bileşenleri (DEB), Etki Alanı (EA) ile birlikte bu temel yapı taşlarının önemli iki ögesini oluşturur. DEB'ler; etki değerlendirme çalışmasının hedefini belirler ve projeden etkilenmesi muhtemel bilimsel, ekonomik ve sosyo-kültürel olarak önem arz eden çevre bileşenlerini içerir. EA ise ÇED çalışmasının fiziksel sınırlarını oluşturmaktadır.

ÇED Çalışmalarının hukuksal ve çevre yönetimi sınırları, mevzuat ve projeye özgü standartlar ile belirlenir. Bu amaçla, ilgili mevzuat listesi ve projeye özgü standartlara yönelik bilgiler oluşturularak ÇED Başvuru Dosyası ve Proje Tanıtım Dosyası ekinde sunulmalıdır.

Mevcut durum çalışmalarının odağını oluşturan DEB'lerin belirlenmesinde önemli husus, proje aktiviteleri ve bu aktivitelere bağlı etkiler ile bu etkilerin meydana geliş yollarıdır (akarsu yatağında debi azalması, buna bağlı olarak su kalitesinin değişimi ve sucul flora ve fauna üzerine olan etkiler gibi). DEB'lerin belirlenmesine ilişkin detaylı yaklaşım Dünya Bankası işbirliğinde hazırlanan KÇED Kılavuzu'nda yer almaktadır.

Etki Alanının (EA) belirlenmesinde önemli husus ise projenin kendi bileşenlerine ek olarak projenin doğrudan ve dolaylı olarak etkileşimde bulunabileceği geçmiş, mevcut ve planlan diğer proje ve aktivitelerin belirlenmesidir. Proje ve etki alanındaki DEB'lere yönelik mevcut özelliklerin belirlenmesi için gerekli veri toplama ve arazi çalışmaları gerçekleştirilmelidir.

Bu kapsamda, mevcut biyolojik ve fiziksel özellikler, belirlenen DEB'leri içerecek şekilde sahaya özgü ve mevsimsel farklılıkları, mevcut antropojenik etkileri yansıtmaya yönelik olarak çalışılmalı ve mevcut durum etki değerlendirmesine esas teşkil edecek şekilde ortaya konmalıdır. Ayrıca, yörenin sosyoekonomik özellikleri de incelenmeli ve proje öncesindeki durum tespit edilmelidir.

Mevcut şartların belirlenmesi çerçevesinde, su kaynaklarının incelenmesi için seçilen EA yeraltı ve yüzey suyu sistemini ve yakın çevrede mevcut olan kuyular ve akarsuları içine alacak şekilde seçilmeli, alan ve çevresine ait jeolojik, hidrojeolojik ve hidrolojik özellikler, toprak özellikleri, biyolojik ve meteorolojik özellikleri kapsayan, ayrıntılı fiziksel ve biyolojik durum belirlenmelidir. Sosyoekonomik özellikler proje ölçeği ve kapladığı alandaki mevcut arazi kullanımı ve doğal kaynakların sosyo-ekonomik değerine paralel olarak yerel, bölgesel ve ulusal düzeyde incelenmelidir. Arazi çalışmalarının programlanması, metodolojilerin ve EA sınırlarının belirlenmesi, yerel halk, diğer ilgili paydaşlar ve uzmanlara danışılarak gerçekleştirilmelidir.

Baraj ve HES projelerine yönelik olarak Bakanlıkça hazırlanması istenen ve projelerin bulunduğu havza içerisindeki diğer projeler ile birlikte irdelenmesini gerektiren Ekolojik/Ekosistem Değerlendirme Raporu ile Su Hakları Raporu da mevcut durum çalışmaları kapsamında hazırlanması gereken diğer iki rapordur.

Etki Alanına yönelik olarak yapılan çalışmalar kapsamında; mevcut durum özellikleri ile çevresel ve sosyo-ekonomik hassasiyet ve risk oluşturan diğer unsurlar Coğrafi Bilgi Sistemi (CBS) ortamına aktarılarak hassas özelliklerin (hassas ekosistemler, benzersiz ve yüksek peyzaj değeri taşıyan alanlar, yüksek erozyon etkileri, su kaynakları, hassas jeolojik yapılar, arkeolojik ve kültürel varlıklar vb.) konumsal analizleri yapılmalıdır. Bu bağlamda, mevcut veya planlanan projeler da birlikte değerlendirilmelidir. Proje ile ilgili planlama ve çevre yönetimi çalışmaları CBS analizleriyle paralel olarak gerçekleştirilmelidir. ÇED raporunun içeriği, ÇED süreci içindeki aşamalardan biri olan ve Bakanlık tarafından verilen, projeye özel rapor formatında daha detaylı olarak ortaya çıkacaktır. Bu formatta mevcut çevre özellikleri ve etki alanının tanımlanması ve ilgili detayların sunulması gereken bir bölüm mevcuttur.

## **1.4 Alternatifler**

### **Giriş**

Baraj ve hidroelektrik santral projeleri planlanırken en uygun uygulama alternatifinin seçimi planlama sürecinin en önemli kararını oluşturmaktadır. Baraj ve hidroelektrik santral proje alternatifleri aşağıda belirtilen hususlar göz önünde bulundurularak değerlendirilmelidir:

- Enerji üretim, yatırım ve işletme maliyetlerinin karşılaştırılması
- Çevresel etkilerin karşılaştırılması (hava, su, toprak, biyolojik kaynaklara ve sosyoekonomik çevreye etkiler)

- Su altında kalacak alanlar ve olası etkileri (orman arazileri, askeri alanlar, korunan alanlar, tarım arazileri, yerleşim alanları gibi sular altında kalacak arazilerin özellikleri ve büyüklükleri ve etkilenecek hane sayısı), fiziksel kayıplar ve fiziksel olarak yer değiştirecek nüfus
- Bölgesel ulusal kalkınmadaki faydalarının karşılaştırılması

Alternatiflerin analizi ve karşılaştırması mevcut bilgilere, etkilerin kapsamına ve projenin hassasiyetine bağlı olarak nitel ve/veya nicel değerlendirme ile yapılabilir. Baraj ve hidroelektrik santral projelerinin ÇED'lerinde proje tipi, yer seçimi, baraj tipi ve büyüklüğü, işletme koşulları ve eylemsizlik alternatifleri ele alınmalıdır.

### ***Proje Tipi Alternatifleri***

Projenin planlama aşamasında değerlendirilmesi gereken alternatiflerden en önemlisi enerji üretim tipinin seçimidir. Enerji üretim projeleri bağlı oldukları mevcut kaynaklara, üretim ekonomisine, çevresel etkilerine ve farklı proje alternatiflerinin fizibilitelerine göre değerlendirilmelidir. Bu değerlendirme sırasında yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımının sürdürülebilir kalkınmayı destekleyeceği göz önünde bulundurulmalıdır.

Bu bağlamda, su, güneş, rüzgar, biyokütle (atık yakma) gibi yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanılması ile gerçekleştirilen enerji üretimi, fosil yakıtların (doğal gaz, ağır akaryakıt (HFO), kömür ve linyit) yakılmasına bağlı olarak çalışan termik santraller ile sağlanan enerji üretimi ve nükleer santraller ile yapılan enerji üretimi değerlendirilebilir. Genel anlamda, bunlar arasında pratikte en yaygın olarak uygulanan hidro, termik ve nükleer enerji üretimi karşılaştırılmaktadır.

### ***Yer Seçimi Alternatifleri***

Barajlar ve hidroelektrik projeleri için en önemli faktör genelde barajın yeridir. Alternatif baraj yerleri değerlendirilirken teknik ve ekonomik şartların yanı sıra çevresel koşulların da göz önünde tutulması gereklidir. Bu bağlamda, doğru bir zamanda başlayan ÇED çalışmaları değerlendirilen baraj yerleri hakkında yeterince çevresel veri toplanması ve değerlendirilmesine imkan sağlayacaktır. Bu değerlendirme, söz konusu alanların çevresel hassasiyetlerinin en erken zamanda belirlenmesi ve projenin planlama çalışmalarında göz önüne alınmasını sağlayacaktır. Böylece, proje yeri ile ilgili çevresel şartlar ve etkilerle ilgili maliyet ve hassasiyetler alternatif değerlendirmesi içinde göz önünde tutularak, sonradan ortaya çıkabilecek sorun ve maliyetler doğru yer seçimi ile engellenmiş olacaktır.

Aşağıda belirtilen konular, ÇED sürecinde alternatif proje alanlarının değerlendirilmesi sırasında dikkate alınmalıdır:

- Olası alanların tanımlanması (Hem tercih edilen hem de alternatif alanları kapsayacaktır.)
- Bu alanların mevcut su kullanımı ve kalitesi, mevcut arazi kullanımı, ekolojik, jeolojik ve sosyo-kültürel hassasiyetler, koruma altında bulunan ve/veya yasaklı alanlar ve taşıdığı potansiyel etkiler (yerinden edilecek insan sayısı vb.) göz önünde bulundurularak karşılaştırılması
- Önemli çevresel sınırlamaları olan alanların tespit edilmesi ve değerlendirilmesi
- Etkilenen halkın görüşlerinin alınması



- Tercih edilen alanın tercih ediliş nedenleri

### ***Baraj Tipi, Büyüklüğü ve İşletme Koşulları Alternatifleri***

Dünya Büyük Barajlar Komisyonu tarafından yayımlanan rapor ve öneriler doğrultusunda, baraj ve hidroelektrik enerji üretimi projelerinde, projenin büyüklüğü sadece teknik değil, ekonomik ve çevresel açıdan da değerlendirilmelidir. Bu yaklaşımla, baraj tipi ve büyüklüğü alternatifleri ekonomik, finansal, çevresel ve sosyo-ekonomik kısıtlar da göz önünde bulundurularak ele alınmalıdır.

Farklı baraj gövdesi tipleri (kaya dolgu ya da beton tipi gibi) farklı etkilere neden olacak ve farklı maliyetlere ve inşaat tekniklerine sahip olacaktır. Etki alanının kapsamı, alternatif proje büyüklükleri ile doğrudan değişecektir, bu da farklı tipteki arazi kayıplarının ve yerleşim alanı kayıplarının artmasına veya azalmasına neden olacaktır.

İşletme aşamasında ortaya çıkabilecek olumsuz çevresel ve sosyal etkilerin en alt seviyeye indirilmesi için alternatif işletme koşulları da değerlendirilmelidir. Bu işletme koşulları projenin, özellikle de hidrolik enerji üretimi (hidroelektrik santrali) projelerinin akış aşağısına yapacakları etkiler açısından çok önemli bir faktördür.

### ***Eylemsizlik Alternatifi***

Eylemsizlik alternatifi, projenin gerçekleşmemesi durumunu irdeleyen bir alternatiftir. ÇED raporu kapsamında bu alternatfin referans noktası olarak alınması açısından değerlendirilmesi önemlidir. Böylece, projenin hayata geçirilmemesi durumunda, projeden sağlanabilecek hangi faydaların ve projeden kaynaklanacak hangi etkilerin ortadan kalkacağı değerlendirilebilecektir.

### ***1.5 Etkiler***

Etkilerin belirlenmesinde takip edilecek temel yaklaşım, öncelikle değerlendirme konusu projenin çeşitli bileşenlerinden (örneğin arazi edinimi/kaybı, emisyonlar) etkilenebilecek DEB'leri (örneğin hava, su) tespit etmektir. Daha sonra, kümülatif etkileri de içeren tüm etkilerin belirlenmesi açısından bölgedeki mevcut ya da planlanan başka proje ve eylemlerin belirlenen DEB'ler üzerine olabilecek muhtemel etkileri tespit edilecektir. Çalışmanın ilk aşamasında gerçekleştirilecek iyi bir kapsam belirleme süreci, etki değerlendirme çalışmalarının en olası etkiler ve bunların takip edeceği yollar üzerinde odaklanmasını sağlayacaktır. Baraj ve hidroelektrik santrali projelerinde değerlendirilmesi gereken başlıca hususlar ve etkiler aşağıdaki şekilde sıralanabilir:

- Fiziksel çevre üzerine etkiler
- Toprak kalitesi, erozyon ve arazi kullanımı
- Zemin emniyeti
- Depremsellik ve sismik risk
- İklim ve sera gazı oluşumu
- Hava kalitesi
- Gürültü

- Hidroloji ve su kullanımı
- Su kalitesi ve sediman
- Atıklar
- Patlatma
- Biyolojik çevre üzerine etkiler
  - Flora ve vejetasyon
  - Karasal fauna
  - Sucul fauna
- Sosyoekonomik çevre üzerine etkiler
  - Kamulaştırma ve yeniden yerleşim
  - Ekonomi ve demografi
  - Altyapı ve ulaşım
  - Sağlık koşulları
  - Peyzaj ve orman varlığı
  - Tarihi ve kültürel varlıklar
  - İçme ve kullanma suyuna müdahale



**Resim 1.** Uzungöl'de HES protestosu

ÇED çalışması kapsamında ele alınan etkiler, inşaat ve işletme aşaması olarak iki aşamada ele alınmaktadır. Projenin kapanış sonrası etkileri de genelde ÇED çalışmaları kapsamında değerlendirilmesi gereken hususlar arasında yer almakla birlikte baraj ve hidroelektrik santrali projeleri için bu aşama daha ikincil öneme sahiptir. Bahse konu projelerin ekonomik ömürleri genelde minimum 50 yıl olarak hesaplanmakta olup, projenin faaliyetinin sonuçlanmasından sonraki etkiler genelde daha düşük ölçekli ve çoğunlukla olumsuz olmayan etkilerdir. Yukarıda belirtilen başlıca muhtemel etkilerden bazıları projenin her iki aşaması için de değerlendirilmesi gereken bir husus durumundayken bazıları sadece inşaat veya sadece işletme aşamalarında ortaya çıkmaktadır. İlerleyen kısımlarda belirtilen etkiler, proje aşamalarına/aktivitelerine bağlı olarak verilmiştir. Kümülatif etkilerin belirlenmesi açısından, KÇED kılavuzunda belirtilen kriterler de ayrıca ele alınmalıdır.

### **1.5.1 İnşaat Aşamasındaki Olası Etkiler**

#### **Fiziksel Çevre Üzerine Etkiler**

##### ***Toprak kalitesi, erozyon ve arazi kullanımı***

İnşaat faaliyetleri, özellikle kazı ve dolgu çalışmaları, üst toprağın sıyrılması ve temel kazısı arazinin erozyon ve heyelan etkilerine hassasiyetini artırır. Benzer şekilde, çıplak ya da bozulmuş arazilerdeki inşaat araçları ve kamyon trafiği erozyonu ve sediment taşınımını hızlandırmaktadır.

Bunun yanında, inşaat makinelerinden kaynaklanan sızıntılar, döküntüler, yağ ve varsa kimyasal maddeler toprak kirliliğine ve dolayısıyla toprak kalitesinin düşmesine neden olabilir.

Proje inşaat faaliyetlerinin gerçekleştirileceği alanlarda arazi kullanımı özellikleri tamamen değişecektir. Projenin sürekli işlev göreceği bölümler ve tesislerinde (baraj gövdesi, kalıcı idari binalar vb.) arazi kullanımı geri dönüşü olmayacak şekilde değişecektir. Bu ve rezervuar alanı dışında kalan faaliyet alanları işlemler tamamlandıktan sonra tekrar doğaya kazandırılmalıdır.

##### ***Zemin emniyeti***

İnşaat işleri ve özellikle kazı dolgu alanlarında, yüksek şev eğimleriyle çalışılan alanlarda ve patlatma kullanılan durumlarda zemin eğimi ve inşa edilen ünitelerde yapılarıdaki duraylılık mevcut jeolojik özellikler risk sınıfları ve proje tasarım ve inşaat kriterlerinin uygunluğu açısından incelenmelidir.

##### ***Hava kalitesi***

İnşaat aşamasında meydana gelen gaz ve toz emisyonları (kırma-eleme ve beton santrali dahil olmak üzere) ÇED kapsamında değerlendirilmelidir. İnşaat faaliyetlerinden kaynaklanan toz ve gaz emisyonlarının tahmin edilmesi için hava kalitesi modelleme programları kullanılabilir. Oluşan toz, yakın yerleşimlerde yaşayanlar, civardaki flora ve fauna türleri ve tarımsal faaliyetler üzerinde olumsuz etki yaratabilir.

##### ***Gürültü***

İnşaat aşamasında gürültüye sebep olacak faaliyetler (patlatma, iş makineleri gürültüsü vb.) çevredeki yerleşimleri rahatsız edebilir. Gürültü seviyelerinin değerlendirilmesi için inşaat faaliyetlerinin kümülatif gürültü seviyeleri, gürültü eşik değerleri ile birlikte değerlendirilmelidir. Bu bağlamda, inşaat

trafiği, inşaat alanında mobil inşaat makinelerinin (yükleyiciler, kazıcılar, deliciler, kamyonlar, pompalar, vantilatörler vb.) kullanımı ve (eğer varsa) boş alanlarda yapılan kırma, yükleme, eleme, taşıma ve boşaltma gibi faaliyetler de dahil olmak üzere açık alanda yürütülen inşaat faaliyetlerinden kaynaklanan gürültü seviyeleri hesaplanmalıdır.

### ***Hidroloji, su kullanımı ve su kalitesi***

Baraj ve HES projelerinin inşaatı için temel olarak nehir baraj sahasında kuru bir alanda çalışmak amacıyla tünellere/kanallara yönlendirilir. Dolayısıyla, herhangi bir su tutulması veya depolanması söz konusu değildir. Bu bağlamda, nehirdeki akış seyri önemli bir şekilde etkilenmezken bahse konu alan dışında su kullanımı üzerinde de önemli bir etki beklenmemektedir. Diğer taraftan su kalitesi üzerine, özellikle bulanıklık açısından önemli etkiler olabilmektedir.

Temel kazısı, çevre yollarının inşaatı, agregaların işlenmesi ve beton işleri gibi inşaat faaliyetleri akarsuyun akış aşağısında bulanıklığa, sediment artışına ve suyun alkaliliğini değişmesine neden olacaktır. Bu bağlamda, beton işlerinden kaynaklanacak sular uygun şekilde nötralize edilmedikleri ve gerekli alanlarda sediman tutma yapılmaması durumunda su kalitesinin bozulması söz konusu olabilecektir. Şantiyelerden kaynaklanacak evsel atık sular uygun şekilde arıtılmadıkları ve akarsuya deşarj edildikleri takdirde su kalitesinin bozulmasına sebep olurlar.

### ***Atıklar***

Arazinin hazırlanması sırasında gerçekleştirilecek hafriyat sonucunda meydana çıkacak malzeme üst toprak (bitkisel toprak) ve alt toprak malzemelerden oluşacaktır. Bu malzemelerin bir kısmı dolgu amaçlı ve üst toprak peyzaj amaçlı kullanılabilirken bir kısım kullanılamaz malzemenin sürekli depolanması gerekebilir. Ayrıca, inşaat artığı malzemeler (inşaat atıkları), inşaat makine ve ekipmanlarının bakım ve onarımından kaynaklanabilecek tehlikeli atıklar ve diğer evsel katı atıklar olumsuz çevresel etkilere sebep vermemeleri için uygun şekilde (geçici depolama, düzenli depolama, mevcut bir düzenli depolama tesisine taşınma vb.) bertaraf edilmelidir.

### ***Patlatma***

Baraj inşaatı nedeniyle proje ünitelerinin inşasında veya malzeme ocaklarının işletilmesinde kullanılacak patlayıcı türünün belirlenmesi gerekir. Buna göre bu patlayıcı maddenin nereden temin edileceği, nasıl taşınacağı, nerede depolanacağı konularında bir plan ve program yapılmalıdır. Patlayıcı kullanımı kesinlikle ehil kişiler tarafından yapılmalıdır. Patlatma esnasına kullanılacak patlayıcı madde miktarının belirlenmesi, uygun patlatma paterni ile yapılır. Patlatma paterni içerisinde, delik boyu, delik çapı, bir delikte kullanılacak patlayıcı miktarı belirlenir. Titreşim ve kaya fırlamaları etkileri dikkate alınmalıdır. Patlatma öncesi can ve mal güvenliği açısından gerekli önlemler alınmalıdır.

### ***Malzeme ocakları ve ulaşım yolları***

Proje kapsamında açılacak olan malzeme ocaklarının sayısı, ruhsat durumu, ocakların alan büyüklükleri, işletme alan büyüklükleri ve koordinatları, yıllara bağlı planlanan üretim miktarları, uygulanacak üretim yöntemleri, basamak yüksekliği, genişliği, şev açısı, basamak sayısı, ocakların başlangıç ve nihai durumlarının imalat haritaları vaziyet planı üzerinde gösterilmelidir. Malzemelerin nakliye güzergahları, altyapının inşası ile ilgili işlemler ve kullanılacak ekipmanlar da ele alınmalıdır.



**Resim 2.**Entegre Ünitelerin Etkileri Birlikte Değerlendirilmeli

İnşaat aşamasında kullanılacak ulaşım yolları projenin entegre bir parçası olarak düşünülmesi gereken bileşenler olup, hava kalitesi, gürültü, kaza riski gibi olumsuz etkilere sebep olabilecektir. Bu bağlamda, bahse konu yolların güzergâhları belirlenme, bu güzergahlar üzerinde yolların inşaatı ve kullanımı aşamasında ortaya çıkabilecek etkiler değerlendirilmelidir. Bu etkilerin başlıcaları; bahse konu güzergah boyunca arazi kullanımındaki değişiklik, trafik yükü, gürültü, habitatlar, hava kalitesi, su kalitesi ve peyzaj üzerine etkiler olacaktır.

### **Biyolojik Çevre Üzerine Etkiler**

#### ***Flora ve vejetasyon***

İnşaat alanlarında üst toprak tabakasının sıyrılmasından, kazı ve dolgu faaliyetlerinden ve inşaat trafiğinden dolayı bitki örtüsü ve habitat zarar görmekte ve yer yer elden çıkmaktadır. Baraj projelerinde biyolojik kaynaklar üzerindeki en önemli etki, genelde arazinin su altında kalmasından kaynaklı olarak alan kullanımındaki değişiklik sonucu açığa çıkan ve bir kısmı geri döndürülemez nitelikteki etkilere sahiptir. Bu etkilerle ilgili daha ayrıntılı bilgiler, barajda su tutulması safhasının etkileriyle birleştirilerek işletme aşamasının etkileri başlığı altında incelenmiştir.

#### ***Karasal fauna***

İnşaat aşamasında, genelde daha doğal alanlar olan baraj yerlerinde artan insan faaliyeti ve özellikle inşaat çalışmalarından kaynaklanan gürültü yakın çevredeki doğal yaşamı rahatsız edecektir. Ayrıca, emisyonlar ve su kirliliği gibi nedenlerle çevredeki doğal yaşam ortamları olumsuz etkilenebilecektir.

#### ***Sucul fauna***

İnşaat faaliyetleri esnasında sucul fauna üzerine olan etkiler genelde su kalitesi ve nehrin sediman yükündeki muhtemel artışlardan dolayı ortaya çıkmaktadır. Bu bağlamda, inşaat faaliyetlerinden kay-

naklanacak su kalitesi üzerine olası etkilerin minimize edilmesi inşaat aşamasında sucul fauna üzerine önemli olumsuz etkiler oluşmasını engelleyecektir. Sucul fauna üzerindeki önemli etkiler genelde; akarsu ortamlarının rezervuar oluşumu sonucunda durgun su ortamlarına dönüşmesi, nehrin üzerinde balıkların muhtemel akış yukarı ve aşağı erişimini kesen bir yapının oluşturulması ve akış aşağı kesimde yeterli çevresel akımın bulunması ile ilgilidir. Bu etkilerle ilgili daha ayrıntılı bilgiler barajda su tutulması safhasının etkileriyle birleştirilerek işletme aşamasının etkileri başlığı altında incelenmiştir.

## **Sosyoekonomik Çevre Üzerine Etkiler**

### ***Ekonomi ve demografi***

Proje bölgesindeki yerleşim alanlarının demografik yapısı, projenin gerçekleştirilmesi ile ortaya çıkabilecek göç hareketlerinden etkilenebilir. Proje çalışanları için inşaat şantiyelerinin kurulması inşaat aşamasından başlayarak bölgenin demografisinin değişmesine neden olabilir. Projenin boyutuna bağlı olarak bu değişikliğin önemi artacaktır. Ayrıca, proje ile yöredeki ekonomik aktivitenin canlanması söz konusu olacak ve yöre halkı için proje inşaatı süresince iş imkânları ortaya çıkacaktır.

### ***Peyzaj ve ulaşım***

İnşaat faaliyetlerinden dolayı inşaat faaliyetlerinin gerçekleştirildiği alanlarda peyzaj öğelerinde değişiklikler ortaya çıkacak ve olumsuz görsel etkiler olabilecektir. Bu etkiler, özellikle bu alanların yakınından geçen yollarda ve alanı görecekte şekilde bulunan yerleşimlerde ortaya çıkar. Bu bağlamda, önemli peyzaj özelliği olan, rekreasyon amaçlı olarak kullanılan alanlar ve inşaat aşamasında ortaya çıkabilecek görsel etkiler göz önüne alınmalıdır.

İnşaat aşamasında mevcut devlet, il ve köy yollarının kullanılması da söz konusu olabilir. Böyle bir durumda bu yollardaki trafik yükündeki değişim, yöre halkının ulaşım imkânlarına olabilecek, genelde geçici olan, etkiler de değerlendirilmeli özellikle kaza olasılıklarına karşı önlemler geliştirilmelidir.

### ***Tarihi ve kültürel varlıklar***

İnşaat faaliyetlerinin gerçekleştirileceği (ve baraj gölünün oluşacağı) alanlarda tarihi ve kültürel varlıkların bulunup bulunmadığı irdelenmelidir. Böyle bir bulgu olması durumunda bu varlıklar üzerine olabilecek etkiler ve önemli olumsuz etkiler için alınması gereken önlemler değerlendirilmeli ve ortaya konmalıdır.

Bunun yanı sıra, inşaat aşamasında şans bulguları için (özellikle kazı çalışmaları esnasında şans eseri, daha önce tespit edilmemiş, tarihi veya kültürel bir esere rastlanması) nasıl bir mekanizma işletileceği ortaya konmalıdır.

Baraj ve hidroelektrik santral projelerinden kaynaklanacak diğer sosyoekonomik etkiler projenin su tutma ve işletme aşamalarında ortaya çıkabilecek etkiler kısmında ele alınmıştır.

## 1.5.2 Su Tutulması ve İşletme Aşamalarındaki Olası Etkiler

### Fiziksel Çevre Üzerine Etkiler

#### *Toprak kalitesi, erozyon ve arazi kullanımı*

Projenin sürekli ünitelerinin oluşacağı ve rezervuarın kaplayacağı alanlarda arazi kullanımı özellikleri tamamen değişecektir. Su altında kalan alanlar, karasal ortama geri dönüşü olmayacak şekilde değişecektir. Bu bağlamda, kaybedilecek alanların özellikleri ve hassasiyetleri ve önemleri değerlendirilmelidir.

Su altında kalacak alanlarda üst toprak örtüsü kaybının üst toprak verimliliği ve kullanımına etkisi açısından (özellikle tarım faaliyeti için yeterli arazisi olmayan bölgeler için önemli tarım arazilerinde) değerlendirilmelidir. Üst toprak tabakasının korunmasına yönelik kullanılabilir olası yöntemler araştırılmalıdır.

Erozyon riski, bitki örtüsü oluşumu zor olduğundan barajın (özellikle değişen su seviyesinde ile çalışan barajlar) yan şevlerinde daha yüksek olabilir. Barajdan bırakılan suyun, yatağı derinleştirilmesi ve akış aşağıdaki su seviyesinin değişken olabilmesi nedeniyle mansap erozyonu değerlendirilmelidir.

#### *Depremsellik ve sismik risk*

Proje alanının depremselliği, deprem/sismik riski de dahil olmak üzere baraj güvenlik riskleri ve baraj inşaatından dolayı deprem riskindeki artış değerlendirilmelidir. Bölgede meydana gelen deprem sayısı ve büyüklükleri gerektiğinde belirtilmeli ve bunların istatistiksel analizi yapılmalıdır. Ünitelerin tasarımı ve inşası sırasında bu bilgiler göz önünde bulundurulmalıdır. Bu bağlamda, barajın ne büyüklükte bir depreme dayanabilecek şekilde tasarlandığı belirtilmeli ve bir acil durum eylem planı oluşturulmalıdır.

#### *İklim ve sera gazları*

Büyük kapasiteli barajların çalıştırılması mikro iklim şartlarında değişikliklere (buharlaşma sonucunda nem oranlarındaki değişim, yerel sis oluşumu, rüzgar hızının artması gibi) neden olabilir. Buna ek olarak, su altında kalacak ve yüksek organik bozunmanın beklendiği alanlar için sera gazı emisyonu da göz önünde bulundurulmalıdır.

#### *Hidroloji ve su kullanımı*

Baraj projeleri, akarsu sistemlerinin hidrolik rejiminde önemli değişikliklere neden olabilir. Özellikle su tutma ve işletme aşamalarında, akış aşağısına bırakılan debi rezervuar işletme tipine bağlı olarak önemli oranda değişebilir. Akış aşağısına alana olabilecek etkiler nehir yatağının derinleşmesi, akış aşağı tatlı su habitatlarının kuruması ya da alterasyonu ve akış aşağıda gelişebilecek taşkın gibi parametreler göz önünde bulundurularak değerlendirilmelidir. Olası çevresel etkiler, işletme koşulları ve olağanüstü durumlarda uygulanacak özel koşullar ve yağışlı, kuru ve normal yıllar için belirlenmelidir.

Projenin akış aşağısındaki su kullanımları (evsel amaçlı, sulama ve endüstriyel amaçlı) üzerine etkileri değerlendirilmelidir. Özellikle akarsuya dayalı olarak kurulan mevcut tesisler (dinlenme tesisleri,

turistik tesisler, spor tesisleri vs.) üzerindeki etkiler ile bunların yerel ekonomideki yerleri göz önüne alınmalıdır. Projenin, akış aşağısında yer alan tatlı sulardaki su kalitesinin ve hidrolojisinin değişmesinden dolayı halihazırda uygulanan ya da gelecekte uygulanacak su ürünü yetiştiriciliği üzerinde oluşabilecek etkiler de ele alınmalıdır. Ayrıca, nehrin akış aşağısındaki sucul yaşamın sürdürülebilirliğinin sağlanması açısından nehir yatağından bulundurulması gereken çevresel akım (can suyu) miktarı gerekli metotlar kullanılarak belirlenmelidir. Bu bağlamda, halihazırda Ekosistem Değerlendirme Raporu hazırlanmakta ve bahse konu can suyu miktarı mevsimsel olarak bu çalışma kapsamında belirlenmektedir.

### ***Su kalitesi ve sediment***

Rezervuardaki su kalitesi değerlendirilirken su altında kalan alanlarda, özellikle yüksek organik içeriğe sahip arazilerde (sulak alanlar, tarım alanları, ormanlar, vb.) meydana gelecek biokütle bozunmasının organik yükün artmasına neden olacağı göz önünde bulundurulmalıdır. Ötrofikasyon, artan organik yük (eğer varsa) ve rezervuara kirlilik kaynaklarının girişi (noktasal / dağınık, evsel / endüstriyel kirlenme kaynakları vb.) göz önünde bulundurulmalıdır.

Projenin tatlı su habitatları üzerindeki etkilerinin belirlenmesi için akış aşağısındaki su sıcaklığındaki değişimler ve rezervuardaki termal stratifikasyon değerlendirilmelidir. Tuz birikmesi de akarsu sisteminin özelliklerine bağlı olarak göz önünde bulundurulabilir. Barajlarda sediman tutulması nedeniyle, barajların akış aşağısındaki suya katı madde miktarı genellikle düşmektedir. Rezervuar ve akış aşağısı su kalitesinin tahmini için matematiksel modeller kullanılabilir. Matematiksel modeller rezervuar içerisindeki hidrodinamik, biyolojik ve ekolojik koşulları simüle ederek, rezervuar ve akış aşağısı su kalitesindeki ve biyolojik parametrelerdeki değişiklikleri tespit eder. Bu bağlamda, fiziksel parametreler (sıcaklık, çözülmüş oksijen, AKM), biyolojik parametreler (plankton ve bentik organizmalar), kirlenme parametreleri (BOİ, KOİ, ağır metaller gibi) ve çözülmüş mineraller (TÇK, Ca, Fe gibi) etki değerlendirmesinde dikkate alınmalıdır.

Rezervuarın işletilmesi genellikle yüzey akış özelliklerini etkiler ve yüzey ve yeraltı suları arasında besleme - deşarj ilişkisinde değişikliklere neden olur. Bu da su tablası seviyesinde ve (özellikle) insanlar tarafından kullanım için mevcut su miktarında değişikliklere neden olur. Bu bağlamda, yöredeki su kullanımları bu açıdan da ele alınması gereken bir husustur.

Barajlar, sediman tutma etkilerinden dolayı akarsu mansabındaki morfo dinamik proseslerin (örneğin, akarsu vadisinin derinleşmesi, akarsu ağzının morfolojisinin değişmesi, akarsu ağzının erozyonu) değişmesine neden olmaktadır. Mansap yönünde ve/veya akarsu ağzında hassas bir alanın (örneğin, tabiatı koruma alanı, sulak alan) bulunması halinde bu etki özellikle dikkate alınmalıdır. Ayrıca, sediman tutulması sonucunda barajın depolama kapasitesinin düşmesi söz konusudur ve tesisin proje ömrünün belirlenmesinde göz önüne alınması gereken bir faktördür.

### **Biyolojik Çevre Üzerine Etkiler**

Karasal habitatların su altında kalmaları sonucu habitat kayıpları ve mevcut sucul habitatların özelliklerindeki değişiklikler baraj projeleri için kaçınılmazdır. Projenin biyoçeşitlilik ve hassas habitatlar (özellikle nesli tehlike altında olan hayvan ve bitki türleri tarafından kullanılan habitatlar) üzerindeki



etkileri değerlendirilmeli biyoçeşitlilik ve biyolojik elemanların özelliklerine bağlı olarak ekosistem ve doğal kaynaklara etkiler incelenmelidir.

### ***Flora ve vejetasyon***

Biyolojik çeşitlilik, flora ve vejetasyon üzerine etkiler incelenirken aşağıdaki çalışmalar gerçekleştirilmelidir:

- **Biyoçeşitlilik üzerine olan etkilerin doğal kaynaklar ve sosyo-ekonomik çevrede yaratacağı değişiklikler ve bu kapsamda; çevrenin kirlilik kaldırma kapasitesi, taşkın kontrolü, erozyon kontrolü, besin döngüsü, iklimsel faktörler gibi etkenlerde olası değişikliklerin incelenmesi**
- **Endemik ve nesli tehlike altındaki türlerin bulunduğu hassas ekosistemlerin mevcut olduğu alanlarda incelemelerin daha detaylı şekilde yapılarak etkilerin ele alınması**
- **Hassas olarak tanımlanan, biyoçeşitlilik açısından önem taşıyan alanlar, habitatlar (endemik, tehlike altında olarak tanımlanan türleri içeren, tür çeşitliliğinin yoğun olduğu, göçmen türler açısından önemli), erozyon etkisi altındaki alanlar, sulak alanlar, yeraltı suyunu besleyen alanlar, yerel halkın geçim kaynaklarının bağlı olduğu ya da bölge ve ülke ekonomisi açısından önemli doğal kaynakların bulunduğu alanlar üzerine etkilerin incelenmesi**

### ***Karasal fauna***

Karasal fauna ve biyolojik kaynaklar üzerine etkiler incelenirken aşağıdaki çalışmalar gerçekleştirilmelidir:

- **Proje alanı ve çevresindeki mevcut ekosistemlerin sürekliliğinin incelenmesi**
- **Tür ilişkileri ve etkilerin türlerin ilişkileri açısından incelenmesi (yırtıcı/avcı – besin ilişkisi, ortak yaşama ilişkisi, habitat ve doğal kaynakları ortak kullanım durumu, vb.)**
- **Ekosistem ve biyolojik elemanların kullandığı habitatlar ve doğal kaynakların belirlenerek bunlar üzerine etkilerin incelenmesi. Benzer habitat ve ekosistemlerle karşılaştırılması**
- **Mevcut habitat ve doğal kaynaklar üzerine etkiler sonucunda ortaya çıkacak kullanım (yaşama alanı, üreme alanı, besin miktarı) dengelerindeki değişimlerin incelenmesi**
- **Endemik ve nesli tehlike altındaki türlerin bulunduğu hassas ekosistemlerin mevcut olduğu alanlarda incelemelerin daha detaylı şekilde yapılarak etkilerin ele alınması**

Nesli tehlike altında olan ve/veya endemik tür taksonlarının hassasiyeti için önemli olan bitki türlerinin projeden dolayı yok olmasının söz konusu olduğu durumlarda saha dışı çözümler aranmalıdır. Benzer şekilde, karasal vahşi yaşam türleri üzerindeki etkiler değerlendirilmeli ve bu türlerin (özellikle nesli tehlike altındaki türler) hassasiyet dönemleri (örn; üreme, yavrulama dönemleri) dikkate alınmalıdır.

### ***Sucul fauna***

Rezervuar alanının üzerine kurulduğu akarsu habitatının, göl habitatına dönüşmesinin ekolojik karakteristiklerde değişikliklere neden olması söz konusudur. Özellikle nesli tehlike altında olan ve endemik sucul fauna üzerine etkilerin değerlendirilmesi için tür kompozisyonundaki olası değişiklikler belirlenmelidir. Birincil verimlilik sonucunda rezervuarın akış aşağısında ortaya çıkan besin yükü, projenin besin zinciri ve balık türleri kompozisyonu üzerindeki etkilerinin belirlenmesi amacıyla ele alınmalıdır. Suyun kalitesindeki (sıcaklık, çözünmüş oksijen, çözünen mineraller, bulanıklık, tuzluluk vs.) olası değişikliklerin, sucul yaşam, özellikle hassas türler (örn; alabalık), üzerine etkileri değerlendirilmelidir. Akış aşağı hidrolojisindeki değişikliklerin bu bölümdeki sucul habitatlara etkileri değerlendirilmelidir.

Baraj gövdesi, akarsu üzerinde bir bariyer oluşturması nedeniyle, membaya göç eden balık türleri (örn. yumurtlama amacıyla) göçünü engeller. Bu da akarsu sistemindeki balık türlerinde ve miktarında değişikliklere neden olur. Bu durumda olabilecek balık türlerinin yerel, bölgesel ve ülke genelinde yayılımı ve koruma statüleri incelenmelidir.

### **Sosyoekonomik Çevre Üzerine Etkiler**

#### ***Kamulaştırma ve yeniden yerleşim***

Baraj ve HES projeleri nedeniyle geniş alanlar etkilenebilmekte ve bu alanlar yerleşimleri de içerebilmektedir. Bu bağlamda kimi yerleşimler fiziksel yapılarını ve/veya tarım alanları, meralar gibi alanları tamamen veya kısmen kaybedebilmektedir. Bu gibi durumlara, bahse konu yerleşimlerin veya bir kısmının, kamulaştırılması ve gerek olması durumunda orada yaşayanların devlet eliyle yeniden yerleştirilmesi gerekebilmektedir.

ÇED çalışmaları kapsamında tüm dünyada sosyoekonomik etkiler daha büyük önem kazanmakta olup, kamulaştırma ve relokasyon gibi ciddi etkileri olabilecek baraj ve HES projelerinde bu unsur kapsamlı bir şekilde ele alınmalıdır. Dolayısıyla, projeden direkt ve dolaylı olarak etkilenecek yerleşimler ve nüfus belirlenmeli, bu nüfusun kaybedeceği varlıklar ve gelir kaynakları ortaya konmalıdır. Bu bağlamda etkilenen nüfusun görüş, endişe ve beklentilerinin ele alınması için de çalışmalar yürütülmelidir. Etkilerin en aza indirilmesi ve tazmin edilebilmesi açısından yöreye ve etkilenen nüfusa özel önlemler de geliştirilmelidir.

#### ***Ekonomi ve demografi***

Genellikle bölgedeki hizmetlerin (örneğin; yeni endüstriler, yeni yollar, bölgeye elektrik sağlanması) artmasını sağlayan baraj ve hidroelektrik santral projelerinin gerçekleştirilmesi ile birlikte bölgedeki nüfus yapısının değişmesi ekonomiyi canlandıracaktır. Diğer taraftan; evlerin, gelir getiren varlıkların (örneğin; tarım arazileri, meyve bahçeleri, dükkanlar) ve kamu varlıklarının (orman arazileri, kültürel değerler, kamu altyapısı) su altında kalması nedeniyle fiziksel kayıplara uğrayan yerel halk üzerindeki etkiler değerlendirilmelidir.

#### ***Altyapı ve ulaşım***

Projenin ekonomi üzerindeki etkilerine ek olarak, kamu hizmetlerine ulaşım durumundaki değişiklikler de yerel ve bölgesel ölçekte değerlendirilmelidir. Çevresel etkilere bağlı olarak yaşam kalitesinde meydana gelebilecek değişiklikler değerlendirme kapsamında ele alınmalıdır.

Sosyal bozulmalar ve bölgeye yeniden yerleşen insanların yaşam standartlarındaki değişiklikler göz önünde bulundurulmalıdır. Ayrıca mevcut nüfus üzerindeki sosyo-ekonomik etkiler de değerlendirme sürecinde dikkate alınmalıdır. Yeniden yerleşimin etkileri, ekonomik faaliyetler, yaşam kalitesi ve sosyal bütünleşme açısından değerlendirilmelidir.

### ***Sağlık koşulları***

Yeniden yerleşmesi gerekebilecek topluluklar ve proje tesisleri için sağlanması gereken içme suyu ve kanalizasyon altyapısı ihtiyacı belirlenmelidir. Projenin gerçekleştirilmesinden dolayı oluşabilecek sağlık risklerinin ya da çevresel risklerin değerlendirilmesi amacıyla mevcut tesisler de dikkate alınmalıdır. Sudan kaynaklanabilecek hastalık riskleri ve rezervuar kaynaklı olarak hastalık taşıyıcı vektörlerin artışına neden olabilecek koşulların oluşumu da değerlendirilmelidir.

### ***Peyzaj***

Baraj ve HES projeleri özellikle baraj gölünün oluşumundan dolayı topografyayı değiştirecek ve bölgenin peyzajında kalıcı bir değişiklik meydana getirecektir. Buna paralel olarak, yollar, arazi kullanımı ve bitki örtüsü gibi diğer öğeler de değişebilecektir.

Proje alanında yerel veya bölgesel/ulusal/uluslararası nitelikte herhangi bir koruma alanı veya önemli peyzaj özelliği olan alanlar ve/veya rekreasyon amaçlı olarak kullanılan alanlar olup olmadığı araştırılmalıdır. Bu tür projelerin peyzaj üzerindeki etkisi yerel boyutta önemli olabilirken, göller ve baraj gölleri gibi su oluşumları hoş bir doğal görüntü de oluşturmaktadır. Bu bağlamda, projenin dinlenme alanlarına ve estetik değerlere etkisinin ve görsel değerlerdeki değişikliklerin de değerlendirme aşamasında göz önünde bulundurulması gerekmektedir.

### ***Tarihi ve kültürel varlıklar***

Proje yerine bağlı olarak rezervuarda su tutulması bazı kültürel ve tarihi varlıkların sular altında kalmasına neden olabilir. Ayrıca, bu alanlar, proje inşaat ve işletme aşaması faaliyetlerinden dolayı hasar görebilir, toprak altında kalabilir ya da bozulabilir. Buna ek olarak, projenin gerçekleştirilmesi ile bu alanlara ulaşım olumsuz yönde etkilenebilir. Bu nedenle, projenin bu alanlara ve yapılara etkisi değerlendirilmelidir. Gerekirse proje alanında kalacak tarihi ve kültürel varlıkların taşınabilirliği alternatifi değerlendirilmelidir.

### ***Kapanış Sonrası Olası Etkiler***

Bir baraj projesinin kapanış planı barajın kaldırılması, barajın devre dışı bırakılması, barajda yapılacak bazı değişiklikleri ve su kullanımının planlanmasını içerebilir. Barajın kaldırılması akım önündeki tüm fiziksel bentlerin tamamen kaldırılmasından oluşmaktadır. Barajın kaldırılması baraj yapısının değişmesine, akışın tekrar eski haline dönmesine ve barajın orijinal fonksiyonunun kalıcı bir şekilde değişmesine neden olur. Barajın tamamen ortadan kaldırılması her zaman akarsu için en iyi seçenek olmadığından barajın bir kısmı sökülmeden bırakılabilir. Barajın devreden çıkartılması için baraj yapısından yararlanılabilir (örneğin taşkın koruması), aynı zamanda balık geçişinin artırılması ve akarsuyun daha fazla akış alması gibi ekolojik hedefler gerçekleştirilebilir. Ancak, kapanış faaliyetleri sırasında çevre üzerinde oluşan olumsuz etkiler geçicidir ve inşaat aşamasında karşılaşılan etkilere benzerdir. Barajın kapatılması, gelecekte yürütülecek su havzası yönetimi kapsamında göz önünde bulundurulması gereken bir konudur.

### ***Etki Matrisi***

Etkilerin analizi, seçilen DEB'ler üzerindeki etkilerin değerlendirilmesi üzerinde odaklanmalıdır. Etkilerin değerlendirilmesinde kullanılabilir bir kaç yaklaşım mevcuttur. Bununla birlikte, her zaman kullanılacak tek bir yaklaşım olmadığı gibi, spesifik etkilere veya eylem türlerine yönelik tek bir yaklaşım da yoktur. Bunun yerine, uzmanların çeşitli yaklaşımların arasından uygun bir (veya birkaç) yaklaşımı veya değerlendirme “aracını” seçmesi gerekmektedir. Uygun yöntem ise inceleme konusu DEB üzerindeki etkilerin değerlendirmesini en iyi sunan yöntemdir.

Etkileşim matrisi iki unsur veya miktar arasındaki ilişkiyi tablo şeklinde gösterir. Matrisler genellikle bir eylemin belirli bir çevresel bileşeni etkileme olasılığını belirlemek veya çeşitli DEB'lere ilişkin çeşitli etki özelliklerinin (örneğin süre, büyüklük) bir sıralamasını oluşturmak için kullanılır. Matrisler kapsam belirleme uygulamaları sırasında potansiyel olarak “en güçlü” sebep-sonuç ilişkilerini belirleyen ve daha sonra değerlendirmenin sonuçlarını kısa bir şekilde özetleyen bir araç örneğidir. Bununla birlikte, matrisler sadece etkileşim ile ilgili olarak varılan sonuçları gösterir ve gösterilen sonuca yol açan altta yatan varsayımları, verileri ve hesaplamaları göstermezler. Bu bağlamda, matrisler karmaşık ilişkilerin basit bir şekilde ortaya konulmasıdır. Dolayısıyla matrislerin yanında etkileşimlerin ve sıralamaların nasıl türetildiği ile ilgili ayrıntılı bir açıklama sunulmalıdır (örneğin bir “karar kaydında”). ÇED Raporunda göz önünde bulundurulması gereken ve çeşitli proje aşamalarından etkilenebilecek DEB'lerin proje faaliyetleri ile bir arada sunulduğu örnek bir etkileşim matrisi verilmektedir.

Proje Faaliyetleri ve Etki Bileşenleri	Fiziksel Çevre							Biyolojik Çevre					Sosyo-ekonomik çevre								
	Arazi kaybı	Depremsellik	Toprak kayması	Erozyon ve çökme	İklim	Hava kalitesi	Gürültü	Su kullanımı ve kalitesi	Arazi kullanımı	Bitki örtüsü	Endemik flora türleri	Fauna elemanları (memeliler, kuşlar, vb.)	Özel koruma alanları	Sucul yaşam	Nüfus	Hassas gruplar	İstihdam	Eğitim	Peyzaj	Kültür varlıkları	Ulusal ve yerel ekonomi
<b>İnşaat Aşaması</b>																					
Kazı dolgu																					
Katı atık oluşumu																					
Atık su oluşumu																					
Tesisin işgal ettiği alan																					
Hava emisyonları																					
Gürültü																					
İş olanakları																					
Görsel etkiler																					
<b>İşletme Aşaması</b>																					
Hava emisyonları																					
Sıvı atıklar																					
Su kaynaklarına etki																					
Katı atıklar																					
Gürültü																					
Toz																					
Trafik																					
<b>Kapanış Aşaması</b>																					
Su kirliliği																					
Görsel etkiler																					
Arazi kaybı																					

Şekil 1. Çevresel Etki Etkileşim Matrisi

### 1.6 Etki Azaltıcı Önlemler

Bazı etkiler kaçınılmaz olmakla birlikte, bazıları en aza indirilebilmekte bazı etkiler de değiştirilebilmektedir. Bu nedenle etki azaltım yöntemleri ortaya çıkmadan önleme, minimize etme, restore etme ve tazmin etme gibi çeşitli şekillerde olabilmektedir. Etkileri azaltmanın en iyi yolu bir yerel etkiyi mümkün olduğu kadar azaltmaktır; bununla birlikte en etkili sonuca ulaşabilmek için etki azaltma ve izleme uzun vadeli olmalıdır. Etki azaltma önlemleri, KÇED kapsamında, önerilen projeden başka projelere de uygulanabilir. Genellikle bir değerlendirmenin bölgesel çalışma alanına birkaç idari bölge ve paydaş girebilir. Çoğu durumda, tavsiye edilen etki azaltmanın başarılı bir şekilde uygulanabilmesi için başka çıkar sahiplerinin işbirliği gerekebilir. HES projelerine yönelik temel etkiler ve buna bağlı etki azaltıcı önlemler aşağıda sunulmaktadır.

### **Toprak Üzerine Etkiler, Erozyon ve Rezervuarda Sediman Birikimi**

Erozyon ya da toprak kayması riski taşıyan ve düşük duraylılığa sahip alanlarda erozyon ve sediman taşınımı kontrolü ve yan şevlerin duraylılığının artırılması için uygun yapılar inşa edilebilir. Ayrıca, toprak kaybının ve sediman taşınımının önlenmesi için sürdürülebilir bitki örtüsünün sağlanması ve çıplak alanların ve dik şevlerin yeniden ağaçlandırılması yöntemleri de faydalı olacaktır.

Morfodinamik proseslerdeki değişikliklerin akış aşağısındaki hassas alanlar (sulak alanlar, tabiatı koruma alanları vb.) üzerinde önemli etkilere sahip olması halinde hayvan türlerinin barınması ya da bitki türlerinin yetişmesi için alternatif alanların bulunması gibi saha dışı çözümler bulunabilir.

Projenin akış aşağısında tarım arazilerinin bulunması durumunda bu arazilerin verimliliğinin besince zengin sediman taşınımının önemli ölçüde azalmasından dolayı düşmesi, uygun tarım yöntemleri ve toprak zenginleştirme yöntemlerinin kullanılması ile önlenebilir.

### **Hava Kalitesi ve İklim Üzerine Etkiler**

İnşaat sahalarından ve inşaat trafiğinden kaynaklanan gaz ve toz emisyonlarının azaltılması ya da önlenmesi için gerekli önlemler (su püskürtme ekipmanlarının, toz bastırıcılarının, toz toplayıcılarının vb. kullanımı) alınmalıdır.

Oluşacak rezervardan dolayı su altında kalacak alanlardaki bitki örtüsünün temizlenmesi, rezervardan kaynaklanacak sera gazı emisyonunu azaltacaktır.

### **Hidroloji ve Su Kullanımı Üzerine Etkiler**

Projenin mansabında kalan dere yatağının kurummasını ve balık habitatlarının olumsuz olarak etkilenmesini önlemek ve akış aşağıdaki kullanıcılara yeterli su sağlamak için rezervardan her şartta (örneğin; hidroelektrik santralde enerji üretilmediği dönemler) bırakılacak minimum debi (can suyu veya çevresel akım) belirlenmelidir. Minimum debi, sucul yaşamın devam ettirilebilmesi (örneğin; yumurtlama, balık yavrularının gelişimi) ve mevcut kirlilik asimilasyon kapasitesinin sürdürülebilmesi için yeterli seviyede olmalıdır. Ayrıca, sucul yaşamın göç edebilmesini sağlayacak uygun yapılar ve yöntemler/uygulamalar (balık merdivenleri, asansörleri vb.) projeye eklenmelidir. Bu amaçla kullanılabilir istatistiksel ve hidrolik modeller mevcuttur. Ayrıca, olağan dışı şartlar nedeniyle projenin mansabında oluşabilecek taşkınların engellenmesi için uygun kontrol yapıları sağlanmalıdır.

Projenin, akış aşağısında yaşayan nüfusun kullandığı suyun kalitesinde ve miktarında önemli etkilere sahip olması halinde alternatif su kaynaklarının bulunması gerekecektir. Projeden kaynaklı olarak su ürünleri yetiştiriciliğinin ve balıkçılığın verimliliğinin azalması durumunda, rezervuar balıkçılığının ve su ürünü yetiştiriciliğinin geliştirilmesi değerlendirilmelidir.

### **Yüzey Sularının Kalitesi Üzerine Etkiler**

İnşaat aşamasında yüzey suyu kaynaklarının korunması için uygun bir atık yönetiminin (katı ve tehlikeli atık yönetimi, atık su yönetimi, vb.) uygulanması gerekmektedir. Bu bağlamda ihtiyaç duyulacak atık su arıtma ve atık bertarafı sistemleri ortaya konmalıdır.

Su altında kalan alanlardan kaynaklanan biyokütle bozunması sonucu baraj gölünde ve projenin man-sabında organik yükün artışı en aza indirmek için su altında kalması planlanan tarım alanlarındaki ürünlerin toplanması, orman arazilerindeki ağaçların kesilmesi ve bitki örtüsünün temizlenmesi sular altında kalacak alanlardaki organik madde miktarını düşürmek için uygulanabilecek yöntemlerden bazılarıdır.

Rezervuara deşarjı söz konusu olan sıvı atıkların toplanarak deşarj öncesi arıtıma tabi tutulması gerekmektedir. Bu işlem özellikle rezervuarda yüksek besin yükünün, dolayısıyla ötrofikasyonun oluşabileceği uygulamalar için önemlidir. Buna ek olarak, ötrofikasyonun önlenmesi amacıyla rezervuar su tutma süresinin sınırlandırılması için rezervuar işletim koşulları ayarlanabilir.

Hidroelektrik enerji üretimi projelerinde santrale su alma yapısının farklı derinliklerde su alımına imkan veren şekilde tasarlanması rezervuar çıkış suyun kalitesinin düşük olmasını (özellikle düşük oksijen seviyesini) engellemek amacıyla kullanılabilir. Rezervuar tahliye kapaklarından bakım amaçlı veya sediman kontrolü amaçlı su bırakılmasının gerektiği durumlarda, uygun havalandırma yöntemlerinin ya da tahliye kapaklarının seviyesinin ayarlanması ile akış aşağı etkiler önenebilir.

**Projenin, akış aşağısında yer alan kullanıcıların kullandığı suyun kalitesi ve miktarı üzerinde önemli olumsuz etkilere sahip olması halinde alternatif su kaynaklarının bulunması ya da yer altı suyu kullanımı için ünitelerin geliştirilmesi gerekli olabilir. Projenin herhangi bir aşamasında ortaya çıkabilecek atık sular deşarj edilmeden önce uygun şekilde arıtılmalıdır (örneğin, inşaat aşamasında beton işlemlerinden kaynaklanan atık sular deşarj edilmeden önce nötrleştirme ve çöktürme işlemlerine tabi tutulmalıdır).**

### **Yeraltı Suları Üzerine Etkiler**

Oluşacak baraj gölü nedeniyle yeraltı suyu seviyesindeki dalgalanmalar matematiksel modellerin kullanılması ile tahmin edilebilir. Yeraltı su seviyesindeki değişimler ya da dalgalanmalar nedeniyle önemli ölçüde etkilenmesi beklenen ve yöre halkı tarafından kullanılan kuyular iyileştirilmelidir (örneğin; kuyuların derinleştirilmesi, pompa kullanımı, su çekimi için gerekli ekipmanların sağlanması metotlarıyla). Taşkın ve kuraklık riskleri karstik alanlarda daha fazla önem taşırlar. Bu nedenle, karstik alanlarda yüzey suyu ve yer altı suyu ilişkileri ayrıntılı bir şekilde incelenmelidir.

### **Ekoloji ve Habitatlar Üzerine Etkiler**

Bu tip projelerin habitat üzerine en önemli etkisi su altında kalacak alanlardan kaynaklanmaktadır. Bu nedenle, su altında kalacak alanın küçültülmesi ile ilgili alternatifler habitatlara etkiyi minimize etmek için değerlendirilmelidir. Nesli tükenmekte olan ve/veya tehlike altında olan bitki türlerinin önemli bir popülasyonunun kaybediliyor olması durumunda, bu türlerin rehabilitasyonu bitkilerin uygun bir alana taşınması, tohum toplanması gibi metotlar uygulanarak gerçekleştirilebilir.

Baraj gölü altında kalacak bölgede önemli yaban hayatı alanlarının bulunması halinde, su altında kalacak bölgedeki türlerin yaşamlarını devam ettirebileceği ve yaban hayatının korunması için uygun bir alternatif bölge bulunması/hazırlanması faydalı olacaktır. Ekolojik bileşenlerin korunması için hazırlanacak bu yeni bölge, proje alanı ile benzer biyolojik ve fiziksel özelliklere sahip alanlar arasından ya

da korunacak türler için uygun habitatların ve yaşam koşullarının sağlanması için geliştirilebilecek alanlar arasından seçilebilir.

Rezervuar işletim şartlarının akış aşağıdaki sucul fauna yaşamını destekleyecek şekilde (akış aşağıya uygun debide, sıcaklıkta, çözülmüş oksijen değerinde su deşarj edebilecek şekilde) oluşturulmasına çalışılmalıdır. Değerlendirme çalışmaları neticesinde uygun görülmesi halinde, oksijen miktarı düşük su bırakılmasının önlenmesi ve çıkış suyu sıcaklığının kontrol edilmesi (özellikle de termal şok olarak adlandırılan aşırı ve ani sıcaklık değişikliklerinin önlenmesi) için farklı düzeylerden su çekilmesine olanak sağlayan bir rezervuar su çıkış yapısı kullanılabilir. Proje alanında önemli koruma statüsüne sahip olan balık türleri bulunması halinde bunlar için baraj gövdesinde balık geçit ve merdivenleri gibi gerekli yapılar oluşturulabilir. Buna ek olarak, balık popülasyonunun ve biyoçeşitliliğin azalmasını engellemek için balıkların yumurtlama habitatları korunmalıdır.

### **Ekonomi ve Demografi Üzerine Etkiler**

Yöre halkının projenin gerçekleştirilmesi dolayısıyla uğradığı fiziksel kayıplar (ev, tarla vb. varlıkların sular altında kalması gibi) tazmin edilmelidir. Sırasıyla yöre, bölge, il halkı ve istihdam için istekli olan diğer gruplara coğrafi öncelik sırasına göre tercihe bağlı istihdam politikaları uygulanmalıdır. Bölgede yeni ekonomik faaliyetlerin geliştirilmesi teşvik edilmelidir.

### **Altyapı ve Yaşam Kalitesi**

Yeniden yerleşimin söz konusu olması durumunda hizmetlere eşit erişimi sağlayacak alt yapı ve kamu hizmetleri için yeni tesislerin kurulması gerekmektedir. Bunların yanı sıra mevcut tesislerin kapasitelerinin artırılması da gerek gösterebilir.

### **Kamulaştırma ve Yeniden Yerleşim**

Su tutulması sonucunda, su altında kalacak alanlarda yaşayan nüfusun kamulaştırma ve/veya yeniden yerleşim sorunu yaşamaması için bu husus su tutulmadan önce çözümlenmelidir. Arazileri su altında kalacak halkla önceden görüşme yapılarak, taşınmaz bedellerinin ödenmesi ya da yeniden yerleşim taleplerinin belirlenmesi gerekmektedir. Kamulaştırma yapılırken sadece su altında kalacak taşınmazlar değil arazi bütünlüğü de gözetilmelidir.

Yerleşim alanlarının sular altında kalmasından dolayı yer değiştirmesi gereken insanlara adil ve yeterli imkanlar sağlanmalıdır. Bu insanların sosyal ilişkilerini, ekonomik faaliyetlerini ve yaşam standartlarını devam ettirebilmesi için yeni yerleşim alanlarının uygun şekilde seçilmesi gerekmektedir. Ayrıca, bu alanlar, mevcut yaşam standardını düşürmeksizin, yerleşimcilerin yeni işler kurmasını ve sosyal ilişkilerini güçlendirmesini sağlamalıdır.

Yeniden yerleşmek zorunda kalan kişiler ve yeniden yerleşim için seçilen yerleşim yeri sakinleri için bilgilendirici toplantılar ve mesleki eğitim programları düzenlenebilir. Yeni yerleşim alanının alt yapısı geliştirilmeli ya da mevcut değilse inşa edilmelidir.



### **Sağlık Koşulları**

Gerekli olması halinde içme suyu ve kanalizasyon altyapısı için yeni tesisler kurulmalı ya da mevcut tesisler geliştirilmeli ve ortaya çıkabilecek sağlık problemleri izlenmelidir.

### **Tarihi ve Kültürel Varlıklar**

Özellikle su altında kalacak bölgede kültürel ve tarihi varlıklar bulunması durumunda bu varlıkların koruma statüleri ve önemleri belirlenmelidir. Bu varlıkların taşıyacağı öneme bağlı olarak etki alanının dışında uygun bir alana taşınması söz konusu olabilir.

### **İzleme**

Baraj ve hidroelektrik enerji üretim projeleri için izleme programları, çevresel yönetim önlemlerinin başarılı olmasını hedeflemeli ve beklenmeyen koşullara karşı yeni ve projeye özel önlemlerin geliştirilmesine olanak sağlamalıdır. İzleme programlarında aşağıda belirtilen hususlar ele alınmalıdır.

### **İnşaat aşamasında aşağıda genel olarak ifade edilen faktörler izlenmelidir:**

- Erozyon ve sediman taşınımı (inşaat sahalarından)
- Egzoz gazları ve toz emisyonları
- Zemin ve yapı stabilitesi
- Atık su arıtımı ve atık bertaraf yöntemleri
- Rehabilitasyon ve yeniden ağaçlandırma faaliyetlerinin başarısı
- İş ve toplum sağlığı ve güvenliği konuları
- Doğal, kültürel ve tarihi varlıkların korunması
- Kamulaştırma ve yeniden yerleşim planlarının ve iletişim planlarının başarısı

### **İşletme aşamasında aşağıda belirtilen husus ve parametrelerin izlenmesi öngörülmelidir.**

- Yağış miktarı
- Rezervuardaki su seviyesi ve yıllık sediman miktarı
- Akış aşağı kesimdeki su debisi (doğal hayat dahil kadim su hakları) ve bırakılacak can suyu miktarı
- Akış aşağı kesimdeki su kalitesi (izlenebilecek parametreler; pH, sıcaklık, elektriksel iletkenlik, bulanıklık, çözülmüş oksijen, askıdaki katı madde, fosfat ve nitrat yükü)
- Rezervuardaki su kalitesi; rezervuarın özellikle derin bölgelerinde epilimnion, hipolimnion ve metalimnion katmanlarından düzenli aralıklarla alınan su numunelerinde ölçülecek su kalitesi parametreleri (sıcaklık, çözülmüş oksijen, BOİ, pH, elektriksel iletkenlik, nitrat ve fosfat yükleri, askıdaki katı madde ve klorofil-a)
- Akarsu ve rezervuardaki balıkçılık değerlendirme araştırmaları ve (varsa) nesli tehlike altında olan sucul fauna (türler, popülasyon)
- Nesli tehlike altında olan veya koruma statüsüne sahip yaban hayatı (türler, dağılım, popülasyon)
- Kamu sağlığı

- İnsanların iç göç ve dış göç hareketleri
- Yeniden yerleşen ve akarsu havzasında kalan insanların ekonomik ve sosyal durumlarındaki değişiklikler

**Yukarıda baraj ve hidroelektrik santral projelerinde genel anlamda izlenmesi gereken konu ve parametreler belirtilmiştir. CED raporunda yer alacak izleme programı ilgili konular için genel anlamda şu bilgileri içermelidir:**

- İzlenecek parametre
- Parametrenin izlenme nedeni
- Parametrenin izleneceği yer
- Parametrenin nasıl izleneceği/izleme ekipmanı/yöntemi
- Parametrenin ne zaman izleneceği - izleme sıklığı ve toplam izleme süresi
- İzleme maliyeti
- İzlemeden kimin sorumlu olduğu

## **2. HES'lerle İlgili Yaşanılan Problemler**

### **2.1 HES Projeleri ile İlgili, Bölge Halkı ve Sivil Toplum Örgütlerinin İlettiği Sorunlar**

- Yapılan projelerde çevresel boyutun yeterince dikkate alınmaması
- Öngörülenden fazla ağaç kesilmesi, orman ve mera alanlarının dikkate alınmaması
- Kültürel mirasa gereken özenin gösterilmemesi
- Doğal hayat suyuna (can suyu) gereken önemin verilmemesi (miktar, denetim, vb.)
- Havzalar arası su aktarımı (sonradan planlama değişiklikleri)
- İnşaat atıklarının yarattığı sorunlar
- Su kirliliği (sıcaklık, sertlik, oksijen miktarı vb. biyolojik, fiziksel, kimyasal etki)
- İklimsel ve ekolojik dengenin bozulması (orman yangınları, sıcaklık ve rutubet değişikliği)
- Tarım arazilerinin yerleşime açılması
- Bölgesel ve havza bazında bütüncül planlama yapılmaması
- CED projelerinin havza bazında yapılmaması
- Su yönetimi planlaması ve havzanın hidrolojik özelliklerinin öncelikli olarak belirlenmemesi

### **2.2 Mahkemeler Tarafından HES Raporlarında Görülen Eksiklikler**

- Havza bazında bütüncül projelendirme yapılmadığı,
- HES Projesinin Enerji Nakil Hatlarının güzergâhını ve planlamasını içermediği,
- Yol yapımı sırasında meydana gelen çevre hasarlarının keşif sırasında da görüldüğü, oluşan hafriyatın toplanmadığı ve depolama alanlarına götürülmediği, bu işlem sırasında yamaçlarda bulunan bitki örtüsünün zarar gördüğü,