



ISSN : 1301-6318

World Energy Council

CONSEIL MONDIAL DE L'ENERGIE

Turkish National Committee

COMITE NATIONAL TURC

Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi

ENERJİ RAPORU 2010



KASIM 2010, ANKARA

SİLOPİ ELEKTRİK ÜRETİM A.Ş.

TESİS

YER

KAPASİTE

TEKNOLOJİ

VERİM

ANA YAKIT

ELEKTRİK ÜRETİMİ

: SİLOPİ TERMİK SANTRALİ

: SİLOPİ / ŞIRNAK

: 1 x 135 MWe FAAL, 2 x 135 MWe TESİS AŞAMASINDA

: DOLAŞIMLI AKIŞKAN YATAK

: % 39

: ASFALTİT

: FAAL ÜNİTE İÇİN 972.000.000 kwh / yıl



CİNER GRUBU KURULUŞUDUR



World Energy Council
CONSEIL MONDIAL DE L'ENERGIE

Turkish National Committee
COMITE NATIONAL TURC

Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi

ENERJİ RAPORU

2010

Aralık 2010, Ankara

ISSN : 1301-6318

DEK-TMK YAYIN NO : 0017/2010

Baskı : Poyraz Ofset - (0312) 384 19 42

Bu kitap Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi'ne ait olup kitapdan kaynak gösterilmek şartı ile alıntı yapılabilir. Kitabın tamamı ya da bir kısmı izinsiz yayınlanamaz.

Bu kitapta yer alan görüşler DEK/TMK'nın resmi görüşünü ifade etmesini gerektirmez.

Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi

YÖNETİM KURULU	Temsil Ettiği Kuruluş
Başkan : Süreyya Yücel Özden	Gerçek Kişi
Başkan Yardımcısı : Prof. Dr. H. Mete Şen	İTÜ Rektörlüğü
Genel Sekreter : Ömer Ünver	Gerçek Kişi
Sayman Üye : Ülker Aydın	Gerçek Kişi
Üye : Mustafa Çetin	Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
Üye : Atilla Gürbüz	EİEİ Genel Müdürlüğü
Üye : Halil Alış	EÜAŞ Genel Müdürlüğü
Üye : Mustafa Aktaş	TKİ Genel Müdürlüğü
Üye : Ali Oğuz Türkyılmaz	TMMOB-Makina Mühendisleri Odası
Üye : Gültekin Türkoğlu	Gerçek Kişi
Üye : Prof. Dr. A. Orhan Yeşin	Gerçek Kişi
Üye : A. Necdet Pamir	Gerçek Kişi

DENETİM KURULU	Temsil Ettiği Kuruluş
Başkan : Dr. Hacı Duran Gökkaya	TETAŞ Genel Müdürlüğü
Üye : Tülin Keskin	Gerçek Kişi
Üye : Muzaffer Başaran	Gerçek Kişi

ENERJİ RAPORU 2010 ÇALIŞMA GRUBU	Temsil Ettiği Kuruluş
Başkan Ömer Ünver	DEK-TMK Genel Sekreteri
Üye Zerrin Taç Altuntaşoğlu	DEK-TMK Üyesi
Üye Dr.Figen Ar	DEK-TMK Üyesi
Üye Ülker Aydın	DEK-TMK Sayman Üyesi
Üye A.Uğur Gönülalan	DEK-TMK Üyesi
Üye Tülin Keskin	DEK-TMK Üyesi
Üye Çetin Koçak	DEK-TMK Üyesi
Üye Kemal Koman	DEK-TMK Üyesi
Üye M.Mesut Özakcan	DEK-TMK Üyesi
Üye Hülya Peker	DEK-TMK Üyesi
Üye Dr.Cenk Sevim	DEK-TMK üyesi
Üye Gültekin Türkoğlu	DEK-TMK Yönetim Kurulu Üyesi
Üye Oğuz Türkyılmaz	DEK-TMK Yönetim Kurulu Üyesi
Üye Selva Tüzüner	DEK-TMK Üyesi
Üye Dursun Yıldız	DEK-TMK Üyesi

Enerji Raporu 2010 Çalışma Grubu üyeleri soyadına göre alfabetik olarak sıralanmıştır.

İÇİNDEKİLER

1. GENEL ENERJİ	1
1.1. Dünya'daki Gelişmeler	1
1.2. Türkiye'deki Gelişmeler	4
2. PETROL VE DOĞAL GAZ	7
2.1. Dünya'daki Gelişmeler	7
2.1.1. Petrol Fiyatları	8
2.1.2. Türkiye ve Avrupa Birliği (AB) Akaryakıt Fiyatları ve Vergiler	11
2.1.3. Petrol ve Doğalgaz	15
2.1.3.1. Rezervler	16
2.1.3.2. Üretim	19
2.1.3.3. Tüketim	20
2.2. Türkiye'deki Gelişmeler	21
2.2.1. Petrol ve Doğal Gaz Arama Faaliyetleri	22
2.2.2. Petrol ve Doğal Gaz	27
2.2.2.1. Rezervler	27
2.2.2.2. Üretim Faaliyetleri	28
2.2.2.3. Tüketim	30
2.2.2.4. İthalat	32
2.2.2.5. İhracat	34
2.2.3. Doğal Gaz Depolama	34
2.2.4. Nabucco Doğal Gaz Boru Hattı Projesi	35
2.3. Rafinaj Sektörü	38
2.3.1. Rafinerilerde İşlenen Ham Petrol	38
2.3.2. Rafinerilerde Üretilen Petrol Ürünleri	39
2.4. Doğal Gaz Piyasası	40
2.4.1. Türkiye Doğal Gaz Piyasasının Tarihsel Gelişim Seyri	40
2.4.2. Ülkemizde Petrol ve Doğal Gaz Arama, Üretim ve Piyasa Sektörleri İçin Öneriler	44
3. KÖMÜR	47
3.1. Dünya Kömür Rezervleri	47
3.1.1. Dünya Kömür Üretim ve Tüketimleri	47
3.1.2. Dünya Kömür Sektörü Pazar Durumu	50
3.1.3. Dünya Birincil Enerji Arzı İçinde Kömür Miktarı	50
3.1.4. Dünya Elektrik Üretiminde Kömürün Payı ve Türkiye'nin Durumu	51
3.2. Türkiye Kömür Rezervleri (Kaynak ETKB 2010)	52
3.2.1. Türkiye Asfaltit Rezervleri, Üretimi ve Tüketimi	56
3.2.2. Türkiye'de kömür Üretimi ve Tüketimi	56
3.2.3. Kömür Rezervlerinin Termik Santral Potansiyeli ve Elektrik Arz Güvenirliği	59
3.2.4. AR-GE Faaliyetleri	60
3.2.5. Kömür İthalatı	61
3.2.6. Türkiye'deki Gelişmeler ve Elektrik Üretiminde Yerli Kömür Kaynaklarının Teşviki	61

4. HİDROLİK ENERJİ	69
4.1. Dünya'nın Hidroelektrik Enerji Potansiyeli.....	70
4.2. Hidroelektrik Enerji ve Türkiye	73
4.2.1. Teknik Potansiyel	74
4.2.2. Teknik ve Ekonomik Potansiyel.....	75
4.2.3. Hidroelektrik Enerji Tesislerinin Çevre Etkisi ve Yatırım Maliyeti.....	76
4.3. Gelişme Durumu	77
4.4. 4628 Sayılı Yasa ve Uygulamaları.....	80
4.5. Genel Değerlendirmeler.....	82
4.5.1. Küçük HES'ler İçin Strateji Önerisi.....	82
4.5.2. Büyük HES'ler İçin Strateji Önerisi.....	83
4.5.3. Öneri ve Değerlendirmeler	83
5. YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARI	85
5.1. Dünyadaki Gelişmeler.....	85
5.2. Türkiye'de Yenilenebilir Enerji Kaynakları	88
5.3. Rüzgâr Enerjisi	89
5.3.1. Rüzgâr Enerjisi Pazarındaki Global Gelişmeler	89
5.3.2. Rüzgâr Enerjisi Pazarındaki Türkiye'deki Gelişmeler	94
5.3.3. Elektrik Şebeke Açısı ile İlgili Temel Kavramlar	97
5.3.4. RES'lerin Elektrik Şebekesine Bağlantı Kriterleri.....	98
5.3.5. Türkiye'deki Rüzgâr Enerjisi Pazarı İçin Öneriler	99
5.4. Güneş Enerjisi.....	101
5.4.1. Türkiye'de Güneş Enerjisi Uygulamaları	101
5.5. Jeotermal Enerji	105
5.5.1. Kullanım Alanları.....	105
5.5.3. Türkiye'de Jeotermal Enerji Potansiyeli.....	106
5.5.4. Türkiye'de Elektrik Üretimine Uygun Sahalar	107
5.5.5. Konut Isıtması ve Termal Tesis Isıtması	108
5.5.6. Diğer Uygulamalar	109
5.5.7. Türkiye'de Jeotermal Potansiyel Oluşturan Sahaların Yüzde Oranları.....	109
5.5.8. Jeotermal Kaynaklar Kanun ve Yönetmeliği ve İlgili Sorunlar	110
5.6. Biyokütle Enerjisi ve Biyoyakıtlar.....	111
6. ELEKTRİK ENERJİSİ	119
6.1. Türkiye Elektrik Sisteminin Gelişmesi.....	119
6.1.1. Talep Gelişimi.....	119
6.2. Elektrik Sistemi Üretim-Tüketim İncelemesi	121
6.2.1. Elektrik Üretim Tesislerinin Kuruluşlara Göre Gelişimi.....	121
6.3. Elektrik Üretim Tesislerinin Birincil Kaynaklara Göre Gelişimi	126
6.4. Elektrik Fiyatları.....	129
6.5. Elektrik Sektörünün Gelecekteki Durumuna Genel Bir Bakış	130
6.6. İletim ve Dağıtım Faaliyetleri	132
6.6.1. İletim Faaliyeti	133
6.6.2. Dağıtım Faaliyeti.....	133
6.7. Elektrik Sektöründe Uygulanan Politikalar	134
6.8. Yeni Bir Elektrik Enerjisi Politikası Nasıl Olmalıdır.	135

6.9. 2010 Yılında Sektörde Yaşanan Önemli Olaylar.....	136
6.9.1. Elektrik Enerjisi Sektörü Reformu ve Özelleştirme Strateji Belgesi.....	136
6.9.2. 4628 Sayılı Elektrik Piyasası Kanununda Değişiklik Yapılmasına Dair Kanun Tasarısı	136
6.9.3. Nükleer Santral Kurma Çalışmaları	137
7. ENERJİ VE ÇEVRE.....	139
7.1. Türkiye Çevre Mevzuatı.....	139
7.1.1. Türkiye Çevre Mevzuatı.....	139
7.1.2. AB LCP Direktifi ve Büyük Yakma Tesisleri (BYT) Yönetmeliği	140
7.1.3. Avrupa Birliği (AB) Mevzuatı ve İlgili Çalışmaları	142
7.2. Termik Santraller	143
7.2.1. Termik Santrallerin Çevre Mevzuatı Karşısındaki Durumu	143
7.2.2. Çevre Kontrol Teknolojileri ve Gelişmiş Kömür Teknolojileri	145
7.3. İklim Değişikliği	146
7.3.1. İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi ve Kyoto Protokolü.....	146
7.3.2. Sözleşme ve Kyoto Protokolü Karşısında Türkiye'nin Pozisyonu	147
7.3.3. Kyoto Protokolü Sürecinde 2012 Sonrası.....	147
7.3.4. Kopenhag Mutabakatı (Kopenhag Accord)	148
7.3.5. İklim Değişikliği ve Enerji.....	149
7.3.6. Türkiye ve Dünya Verileri Karşılaştırması	152
8. ENERJİ VERİMLİLİĞİ.....	153
9. SONUÇ.....	159
EK-TÜRKİYE ENERJİ KAYNAKLARI.....	161

ŞEKİLLER

- Şekil 1.1: Milli Gelir ve Elektrik Tüketimi Arasındaki İlişki
Şekil 1.2: Kişi Başına Düşen GSYİH ve Mukayeseli Elektrik Tüketimi
Şekil 1.3: Türkiye Birincil Enerji Tüketimi
Şekil 2.1: Ham Petrol Fiyatlarının Günlük Değişimi (\$/varil)
Şekil 2.2: Ham Petrol Fiyatları (\$/varil)
Şekil 2.3: Dated Brent Spot Fiyatları (\$/varil)
Şekil 2.4: Akaryakıt Pompa fiyatları Oluşumu
Şekil 2.5: AB ve Türkiye Benzin Fiyatlarında Vergi(%)
Şekil 2.6: AB ve Türkiye Kurşunsuz Benzin Fiyatları (2010 Yılı)
Şekil 2.7: Dünya İspatlanmış Petrol Rezervleri, 2009 Sonu (milyar ton)
Şekil 2.8: 2009 Sonu Dünya Petrol Rezervleri (Milyar Ton)
Şekil 2.9. Dünya İspatlanmış Doğal Gaz Rezervleri, 2009 sonu (Trilyon m3)
Şekil 2.10. 2009 Sonu Dünya Doğal Gaz Rezervleri (Trilyon m3)
Şekil 2.11: 2009 Yılı Dünya Petrol Üretim-Tüketim (Milyon Ton)
Şekil 2.12: 2009 Yılı Dünya Doğal Gaz Üretim-Tüketim (Milyon TEP)
Şekil 2.13: 2009 Yıl Sonu Toplam 415 Adet Arama Ruhsatının Şirketlere Göre Dağılımı
Şekil 2.14: 2009 Yıl Sonu Toplam 382.000 km² Arama Ruhsat Alanının Şirketlere Göre Dağılımı
Şekil 2.15: 2009 Yılı Sonu İtibariyle Türkiye'de Kazılan Kuyuların Dağılımı
Şekil 2.16: 2009 Yılında Türkiye'de Kazılan Kuyuların Dağılımı
Şekil 2.17: 2009 Yılı Sonuna Kadar Türkiye'de Kazılan Tüm Kuyuların Şirketlere Göre Dağılımı
Şekil 2.18: ExxonMobil Karadeniz'de arama yapacak sondaj platformu
Şekil 2.19: Karadeniz Ruhsat Dağılımı
Şekil 2.20: 2009 Yılı Sonu İtibariyle Ham Petrol Rezerv Dağılımı
Şekil 2.21: 2009 Yılı İtibariyle Doğal Gaz Rezervi
Şekil 2.22: Yıllar itibariyle Türkiye Ham petrol Üretimi, (Milyon Ton)
Şekil 2.23: 2009 Yılı Doğal Gaz Üretiminin Şirketler Bazında Dağılımı
Şekil 2.24: Yıllar İtibariyle Türkiye Doğal Gaz Üretimi, Milyon Sm³,
Şekil 2.25: 2000-2009 Yılları Petrol Tüketimi
Şekil 2.26: 2009 Yılı Sektörel Doğal Gaz Tüketimi
Şekil 2.27: 2009 yılı Ülkelere göre Doğal Gaz ithalatının yüzde payı.
Şekil 2.28: Avrupa'ya Doğal Gaz Arzı Projeleri
Şekil 2.29: 2009 Yılı Rafineri Bazında İşlenen Ham petrol Miktarı (Milyon Ton)
Şekil 2.30: 2009 Yılı Türkiye Rafinerilerinde Üretilen Petrol Ürünleri Dağılımı
Şekil 2.31: Yıllara Göre Ham Petrol İthalatı ve Ödenen Döviz
Şekil 2.32: Doğal Gaz ve Petrol Boru Hatları
Şekil 3.1: Dünya Kömür Rezervleri
Şekil 3.2. 2009 Yılı Dünya Kömür Üretimi
Şekil 3.3: 2009 Yılı Dünya Kömür Tüketimi
Şekil 3.4: Dünya Birincil Enerji Arzı içinde Kömür ve Diğer Yakıtların Payları
Şekil 3.5: 2007 Yılı Ülkelerin Elektrik Üretiminde Kömürün Payı
Şekil 3.6: Dünya Elektrik Üretiminde Büyük Ülkeler, Kıtalar ve Birliklerde Kömürün Payı
Şekil 3.7: Türkiye Linyit Rezervlerinin Kalorifik Dağılımı
Şekil 3.8: Yıllara Göre Türkiye Taşkömürü Üretim Miktarı Grafiği
Şekil 3.9: Yıllara göre Türkiye Linyit Üretimi Grafiği
Şekil 3.10: Yıllara göre Türkiye Taşkömürü İthalatı (Bin Ton)
Şekil 4.1: Dünyada Hidrolik enerji Potansiyeli ve Geliştirilme Durumları
Şekil 4.2: Dünya'da Kurulu Hidrolik Güç Dağılımı
Şekil 4.3: Dünya'da İşletmede ve Yapım Aşamasında olan HES'lerin Kurulu Güçleri
Şekil 4.4: Dünyada Üretilen Hidroelektrik Enerjinin Kıtalar Göre Dağılımı
Şekil 4.5: Suat Uçurlu Barajı ve HES
Şekil 4.6. Türkiye Yükselti Haritası (Kük 2009)
Şekil 4.7: Yıllık Ortalama Yağış Haritası (Kük 2009)

- Şekil 4.8: HES'ler ve Diğer Elektrik Santrallerinin Çevresel Etkileri
- Şekil 4.9: Doğal Gaz ve Hidroelektrik Enerji Üretimi
- Şekil 4.10: Türkiye'nin Hidroelektrik Kurulu Gücü ve Hidroelektrik Enerji Üretimi (1970-2009)
- Şekil 4.11: Türkiye'de Hidroelektrik Potansiyelin Gelişimi
- Şekil 4.12 HES Projelerinin Tamamlanma Durumu
- Şekil 4.13: EPDK'na Başvuran HES Projelerinin Gelişme Durumları
- Şekil 4.14: Lisanslanmış HES Projelerinin Kurulu Güçlere Göre Dağılımı
- Şekil 5.1: AB'nin Nihai Enerji Talebi
- Şekil 5.2: Küresel Kümülatif Rüzgar Kurulu Gücü (1996-2009)
- Şekil 5.3: Küresel Yıllık Kurulan Rüzgâr Kurulu Gücü (1996-2009)
- Şekil 5.4: Kıtalara göre yıllık artış
- Şekil 5.5: 2009 Yılı Sonu İtibarıyla Avrupa Ülkelerindeki Rüzgar Enerjisi Kurulu Gücü
- Şekil 5.6: Global Radyasyon Dağılımı Haritası
- Şekil 5.7: Güneşlenme Süresi Dağılımı Haritası
- Şekil 5.8: Türkiye Güneş Enerjisi Potansiyeli
- Şekil 5.9: 2009 Yılı Dünya'daki Güneş Pili Kurulu Güç Dağılımı
- Şekil 5.10: Türkiye'nin genç tektoniği-volkanik etkinliği ve jeotermal alanların (sıcak ve mineralli su (maden suyu)) dağılımı
- Şekil 5.11: Türkiye'nin genç tektoniği-volkanik etkinliği ve jeotermal alanların (sıcak ve mineralli su (maden suyu)) dağılımı
- Şekil 5.12: Jeotermal Kaynaktan Elektrik Enerjisi Üretimi Şeması
- Şekil 5.13: Edremit jeotermal merkezi ısıtma sistemi akım şeması
- Şekil 5.14: Balçova (İzmir) Jeotermal merkezi ısıtma sistemi akım şeması
- Şekil 5.15: Türkiye'de Jeotermal Potansiyel Alanların Bölgelere Göre Dağılımı
- Şekil 5.16 Dünya Birincil Enerji Talebi İçin Referans Senaryo (IEA).
- Şekil 5.17: Dünyanın En Büyük Biyoetanol Üretici Ülkeleri
- Şekil 6.1: Talep Gelişimi
- Şekil 6.2: Yıllık Maksimum Yükün Puant Yüke Oranı
- Şekil 6.3: Kurulu Güç İçinde Kamu ve Özel Sektör paylarının Gelişimi
- Şekil 6.4: Türkiye Toplam Elektrik Üretiminde Kamu ve Özel Sektör paylarının Gelişimi
- Şekil 6.5: Kamu Santrallerinin Toplam Kurulu Güç ve Toplam Elektrik Üretimi Değerlerinin 1984 Yılına Göre Gelişimi
- Şekil 6.6: Özel Sektör Santrallerinin Toplam Kurulu Güç ve Toplam Elektrik Üretimi Değerlerinin 1984 Yılına Göre Gelişimi
- Şekil 6.7: Türkiye Elektrik Sisteminde Kurulu Güç Yedeğinin Yıllara Göre Gelişimi
- Şekil 6.8: Toplam Kurulu Güçte Termik ve HES-Yenilenebilir Kaynaklara göre Gelişimi
- Şekil 6.9: Elektrik Üretiminde Termik ve HES-Yenilenebilir Kaynakların Payları
- Şekil 7.1: 2008 yılı Toplam Sera Gazlarının Sektörlere Göre Dağılımı
- Şekil 7.2: Enerjiden Kaynaklanan Sera Gazlarının Sektörel Dağılımı (1990 ve 2008)
- Şekil 7.3: 1990 ve 2008 Yılları Arasında Elektrik sektöründe Sera Gazlarının Gelişimi
- Şekil 8.1: Türkiye'nin Enerji Verimliliği Trendinin AB27 ve Danimarka ile Karşılaştırılması
- Şekil 8.2: Türkiye'nin Enerji Yoğunluğu Trendinin Bazı AB Ülkeleri ile Karşılaştırılması
- Şekil 8.3: Birincil Enerji Yoğunluğu (satınalma gücüne göre) (ppp) ke/\$05p
- Şekil 8.4: Nihai Enerji Yoğunluğu (satınalma gücüne (ppp) ve AB ekonomik yapısına göre düzeltilmiş) ke/\$05p
- Şekil 8.5: Enerji Yoğunluğu Değişimi (1998 TL Sabit fiyatları ile)

TABLULAR

- Tablo 2.1: Akaryakıt Fiyatlarında Vergi (Ocak 2010)
- Tablo 2.2: Toplam Vergi Gelirleri ve Akaryakıt Vergileri
- Tablo 2.3: Dünya Petrol ve Doğal Gaz Rezervleri (2009 Yılı Sonu)
- Tablo 2.4: Dünya Petrol ve Doğal Gaz Üretim ve Tüketimi (Milyon TEP)
- Tablo 2.5: Dünya'da 2009 yılı Bölgelere göre Rafinaj Kapasiteleri (milyon varil/gün)
- Tablo 2.6: Türkiye Genel Enerji Tüketiminde Kaynakların Payları
- Tablo 2.7: 2009 Yılı Sonu İtibariyle Türkiye Ham Petrol Rezervleri
- Tablo 2.8: 2009 Yılı Sonu İtibariyle Türkiye Doğal Gaz Rezervleri
- Tablo 2.9: Türkiye'de Petrol Üretimi
- Tablo 2.10: Yıllar İtibariyle Doğal Gaz Satış Miktarları (Milyon Sm³)
- Tablo 2.11: Yıllar İtibariyle İthal Edilen Doğal Gaz Miktarları (Milyon Sm³)
- Tablo 2.12: Doğal Gaz Alım Anlaşmaları
- Tablo 2.13: Yıllar İtibariyle Doğal Gaz İhracat Miktarları (Milyon Sm³)
- Tablo 2.14: Depolama Faaliyetine İlişkin Veriler
- Tablo 2.15: Nabucco Doğal Gaz Boru Hattı Projesi
- Tablo 2.16: Rafinaj Sektöründe Kurulu Kapasite ve Kapasite Kullanım Oranları
- Tablo 2.17: Ham Petrol İthalatı
- Tablo 2.18: 2005-2009 Yılları Doğal Gaz İthalat Miktarları (milyon m³ 9155 kcal/m³'e baz)
- Tablo 3.1: Dünya Birincil Enerji Arzı İçinde Enerji Kaynakları Miktarları (Milyon tep)
- Tablo 3.2: Türkiye Taşkömürü Kurumu Ruhsatlı Kömür Sahalarına Ait Rezervler (2009)
- Tablo 3.3: Sonu İtibariyle Kurumlara Ait Linyit Rezervleri (2009)
- Tablo 3.4: 2009 Yılı Türkiye Linyit Rezervleri
- Tablo 3.5: 2009 Yılı Türkiye Özel Sektör Linyit Rezervleri
- Tablo 3.6: 2010 Türkiye Asfaltit Rezervleri
- Tablo 4.1: 2013 Yılı Sonuna Kadar Tamamlanması Planlanan Hidrolik Santrallerin Kurulu Gücü
- Tablo 4.2: Dünya'nın Hidrolik enerji Yıllık Üretim Potansiyeli
- Tablo 4.3: Ekonomik olarak yapılabilir Hidroelektrik Santral (HES) Projelerinin Durumu
- Tablo 4.4: Hidroelektrik Santrallerin Mevcut Durumu
- Tablo 4.5: 7 Haziran 2010 Tarihine Kadar İşletmedeki Toplam HES Tesisleri
- Tablo 4.5: HES Projelerinin Son Durumu
- Tablo 5.1: Yenilenebilir Elektrik Kurulu Gücü (GW)
- Tablo 5.2: Yenilenebilir Isıtma ve Soğutma Tüketimleri (Mtoe)
- Tablo 5.3: Ulaşım Sektörü Yakıt Talebine Biyoyakıtların Katkısı (Mtoe)
- Tablo 5.4: Nihai Enerji Tüketimine Yenilenebilir Enerji Katkısı (Mtoe):
- Tablo 5.5: Global Rüzgâr Enerjisi Pazarındaki İlk On Ülke (2009)
- Tablo 5.6: Ülkelerin 2009 kapasite artışı ve yüzdesi
- Tablo 5.7: Avrupa Bölgesi Kurulu Gücü
- Tablo 5.8: Avrupa Bölgesindeki En Büyük Rüzgâr Enerjisi Pazarları
- Tablo 5.9: 2009 yılında AB'de Devreye Alınan Elektrik Santralleri
- Tablo 5.10: Türkiye'de İşletme ve İnşa Halindeki Rüzgar Enerjisi Santralleri (Mayıs 2010 verilerine göre)
- Tablo 5.11: Ülkemizde Yıllara Göre Kurulu Kollektör Alanları İle Üretim ve Tüketim Değerleri
- Tablo 5.12: Nihai Tüketici İçin Güneş Termal Sistemlerinin, Doğal Gaz ve Elektrik Fiyatları İle Mukayesesi ve 2030 Yılına Projeksiyonu
- Tablo 5.13: Lindal Diyagramı
- Tablo 5.14: Türkiye'de Elektrik Üretimine Uygun Sahalar
- Tablo 5.15: Dünya Biyoetanol Üretimi (milyon litre)

- Tablo 6.1: Talep Gelişimi
- Tablo 6.2: Yıllık Maksimum Yükün Puant Yüke Oranı
- Tablo 6.3: Türkiye Kurulu Gücünün Kamu ve Özel Sektör Olarak Gelişimi
- Tablo 6.4: Türkiye Üretiminin Kamu ve Özel Sektör Olarak Gelişimi
- Tablo 6.6: Kurulu Gücün Kaynaklara göre Gelişimi
- Tablo 6.7: Toplam Kurulu Gücün Termik ve Hidrolik Kaynaklara Göre Gelişimi
- Tablo 6.8: Elektrik Enerjisi Üretiminin Kaynaklara göre Gelişimi
- Tablo 6.9: Elektrik Üretiminin Termik ve HES-Yenilenebilir Kaynaklara Göre Gelişimi
- Tablo 6.10: Elektrik Fiyatları (2009)
- Tablo 6.11: Üretim-Talep Dengesi (GWh)
- Tablo 6.12: Elektrik Üretiminde Kullanılabilecek Yerli Yakıtların Durumu
- Tablo 7.1: Çevre ile İlgili Önemli Kanun ve Yönetmelikler
- Tablo 7.2: Çevre Faslı Kapanış Kriterleri
- Tablo 7.3: EÜAŞ Bünyesindeki Linyitli Santraller
- Tablo 7.4: Türkiye'nin Toplam Sera Gazı Emisyonlarının Yıllar İtibariyle Gelişimi
- Tablo 7.5: Elektrik Üretiminde Yıllara Göre Sera Gazları (Milyon Ton CO₂-eşdeğer)
- Tablo 7.6:2008 Yılı enerji kaynaklı CO₂ ilişkili Değerler, Dünya ve Türkiye

KISALTMALAR

AB	: Avrupa Birliği
AID	: Alt Isıl Değer
BGD	: Baca Gazı Desülfürizasyon
BOTAŞ	: Boru Hatları İle Petrol Taşıma A.Ş İle
BP	: British Petroleum
BYT	: Büyük Yakma Tesisleri
CH ₄	: Metan
CNG	: Sıkıştırılmış Doğal Gaz
CO ₂	: Karbondioksit
CSP	: Güneş Termal Yoğun Toplaç
DEK-TMK	: Dünya Enerji Konseyi-Türk Milli Komitesi
DİTAŞ	: Deniz İşletmeciliği ve Tankerciliği A.Ş.
DPT	: Devlet Planlama Teşkilatı
DSİ	: Devlet Su İşleri
EBIO	: Avrupa Biyoetanol Üreticileri Derneği
EC	: Avrupa Komisyonu
EIA	: Enerji Enformasyon İdaresi
EİEİ	: Elektrik İşleri Etüt İdaresi
EPDK	: Elektrik Piyasası Kurumu
EREC	: Avrupa Yenilenebilir Enerji Konseyi
ESTTP	: European Solar Thermal Technology Platform
ETKB	: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
EU	: European Union
EÜAŞ	: Elektrik Üretim A.Ş.
EV	: Enerji Verimliliği
EWEA	: European Wind Energy Association
€	: Euro
GSYİH	: Gayri Safi Yurt İçi Hasıla
GWEC	: Global Wind Energy Council
GW	: Giga Watt
GWh	: Giga Watt Saat
HES	: Hidro Elektrik Santral
HSG	: Heavy Sulphur Gasoil
HVGO	: Heavy Vacuum Gas Oil
IEA	: Uluslararası Enerji Ajansı
İGSAŞ	: İstanbul Gübre Sanayi A.Ş.
İHD	: İşletme Hakkı Devri
IPCC	: Intergovernmental Panel on Climate Change
ISM	: Institute for Supply Management
KDV	: Katma Değer Vergisi
KHK	: Kanun Hükmünde Kararname
kV	: Kilo Volt
kWh	: Kilo Watt Saat
LCP	: Large Combustion Plants
LNG	: Sıvılaştırılmış Doğal Gaz
LPG	: Sıvılaştırılmış Petrol Gazı
MTA	: Maden Tetkik Arama Enstitüsü
Mtoe	: Milyon Ton Eşdeğer Petrol
M. Ton	: Metrik Ton
MVA	: Mega Volt-amper



MW	: Mega Watt
MWe	: Mega Watt Elektrik
MWt	: Mega Watt Termik
NAMA	: Nationally Appropriate Mitigation Actions
NIC	: Nabucco Gas Pipeline International Şirketi
NNC	: Nabucco Yerel Şirketleri
N₂O	: Diazot Monoksit
NO_x	: Azot Oksitler
OPEC	: Petrol İhraç Eden Ülkeler Örgütü
ÖTV	: Özel Tüketim Vergisi
PIGM	: Petrol İşleri Genel Müdürlüğü
POAŞ	: Petrol Ofisi A.Ş.
PV	: Güneş Pili
REPA	: Rüzgâr Enerjisi Potansiyeli Atlası
RES	: Rüzgar Enerjisi Santrali
Sm³	: Standart m ³
SO₂	: Kükürt Dioksit
TAEK	: Türkiye Atom Enerjisi Kurumu
TEDAŞ	: Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş.
TEİAŞ	: Türkiye Elektrik İletim A.Ş.
TEK	: Türkiye Elektrik Kurumu
TEMSAN	: Türkiye Elektromekanik Sanayii
TETAŞ	: Türkiye Elektrik Ticaret ve taahhüt A.Ş.
TEP	: Ton Eşdeğer Petrol
TKİ	: Türkiye Kömür İşletmeleri
TÜGSAŞ	: Türkiye Gübre Sanayi A.Ş.
TÜİK	: Türkiye İstatistik Kurumu
TÜPRAŞ	: Türkiye Petrol Rafşneleri A.Ş.
TTK	: Türkiye Taş Kömürü Kurumu
TPAO	: Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı
TSE	: Türk Standartları Enstitüsü
USD	: ABD Doları
USİAD	: Ulusal Sanayici ve İş Adamları Derneği
VAP	: Verimlilik Artırıcı Proje
WEC	: World Energy Council
YEK	: Yenilenebilir Enerji Kaynakları
Yİ	: Yap-İşlet
YİD	: Yap-İşlet-Devret
YPK	: Yüksek Planlama Kurulu



ENERJİ BİRİMLERİ

KW	: Kilowatt = 10 ³ watt
MW	: Megawatt = 10 ³ kW
GW	: Gigawatt = 10 ³ MW
TW	: Terawatt = 10 ³ GW
kWh	: Kilowatt - saat (10 ³ watt-saat)
GWh	: Gigawatt - saat (10 ⁶ kWh)
TWh	: Terawatt - saat (10 ⁹ kWh)
Kep	: Kilogram petrol eşdeğeri
TEP	: Ton petrol eşdeğeri
MTEP	: Milyon ton petrol eşdeğeri

ÇEVİRİM KATSAYILARI

Enerji Kaynaklarının TEP' e Dönüştürülmesi

		Çevrim Katsayısı(*) TEP	Isıl Değer (kcal/kg)	
1 Ton	Taşkömürü	0,6100	6100	
1 Ton	Linyit (teshin ve sanayi)	0,3000	3000	
1 Ton	Linyit (santral)	0,2000	2000	
1 Ton	Linyit (Elbistan)	0,1100	1100	
1 Ton	Asfaltit	0,4300	4300	
1 Ton	Kok	0,7000	7000	
1 Ton	Briket	0,5000	5000	
1 Ton	Hampetrol	1,0500	10500	
10 ³ m ³	Doğalgaz	0,9100	9100	(**)
10 ³ kwh	Elektrik Enerjisi	0,0860	860	(***)
10 ³ kwh	Jeotermal Enerji (elektrik)	0,8600	8600	(***)
10 ³ kwh	Nükleer Enerji	0,2606	2606	(***)
1 Ton	Odun	0,3000	3000	
1 Ton	Hayvan ve Bitki Artıkları	0,2300	2300	

(*) Isıl Değer/10000

(**) kcal/10³ m³

(***) kcal/kwh

Ham Petrol Dönüşüm Katsayıları

HAM PETROL	Ton	Kilolitre	Varil	ABD galonu	Ton/yıl
Ton	1	1.165	7.33	307.86	-
Kilolitre	0.8581	1	6.2898	264.17	-
Varil	0.1364	0.159	1	42	-
ABD galonu	0.00325	0.0038	0.0238	1	-
Varil/gün	-	-	-	-	49.8



SUNUŞ

Enerji konusunda evrensel ölçekte çalışmalar yapan Dünya Enerji Konseyi'nin ana teması şöyle belirlenmiştir :

“Herkesin en yüksek ölçüde faydası olacak şekilde, enerjinin sürdürülebilir olarak arzını ve kullanımını teşvik etmek.”

Bu uluslararası kuruluşun ulusal temsilcisi olan Millî Komitemiz, ülkemiz gerçeklerini dikkate alarak, enerji sektöründe çalışmalar yapmakta, bu çalışmalarını değişik nitelikteki raporlar, kitaplar ve sunumlarla kamuoyuna iletmektedir.

Ülkemizin sosyal ve ekonomik kalkınmasının en temel girdilerinden biri olan enerjinin, durumu, gelişmeleri ve sorunları hakkında, her yıl, çeşitli toplantılar düzenlenmekte ve tartışmalar yapılmaktadır. Tüm bu etkinliklerde, konunun en iyi şekilde ele alınabilmesi için sektöre ait bilgilerin elde edilmiş olmasının büyük faydası vardır. Ayrıca, enerji konusunda yatırım yapmak isteyenler ile onlara finansman sağlayacak olan bankaların da sektör hakkındaki bilgilere kolayca sahip olabilmeleri, basın ve yayın kuruluşlarının, enerji konusunda yapacakları yayınları için gerekli bilgilerin hazır olabilmesi, özetle, ilgili herkesin enerji sektörü bilgilerine kolaylıkla ulaşabilmesi, bu konudaki bilgilerin, güvenilir ve güncel olarak derlenmesini zorunlu hale getirmiştir. Dünyada “düşük karbonlu enerji” döneminin açılmakta olduğu bu günlerde, ülkemiz enerji gerçeklerini iyi bilmek ve doğru değerlendirmeler yapmak durumundayız.

Bu durumu bir görev olarak değerlendiren Millî Komitemiz, oluşturduğu Çalışma Grubu ile “2010 Yılı Türkiye Enerji Raporu”nu hazırlamıştır. Rapor'un, ulaşılabilen en güncel bilgilerle hazırlanmasına özen gösterilmiştir.

Emeği geçen bütün üyelerimize teşekkür ediyor, Rapor'un, enerji sektörüyle ilgilenecek herkes için, yapacakları çalışmalarda, başarılarında katkı sağlamasını diliyorum.

*Saygılarımla
Süreyya Yücel Özden
Yönetim Kurulu Başkanı*



1. GENEL ENERJİ

1.1. Dünya'daki Gelişmeler

Dünya'da 2008 yılında başlayarak devam eden finansman krizi tüm ülkeleri ekonomik ve sosyal anlamda etkiledi. Hükümetler, politika belirleyiciler ve iş çevreleri büyük bir çaresizlik içinde kaldı. Bu gelişmeler en fazla petrol ve doğal gaz sektörlerini etkiledi.

Petrol ve doğal gaz talebi önemli seviyede düştü, buna karşılık petrol ve doğal gaz fiyatları belli bir fiyat bandı arasında küçük artış ve azalışlarla oynadı.

2008 yılında 3,934 Milyon ton olan petrol tüketimi 2009 yılında 3,821 milyon tona düştü. 2010 yılında ise petrol tüketiminin 2009 yılı seviyesinde olacağı tahmin edilmektedir. Bu talep düşüşü petrol fiyatlarının 70-80 \$/varil değerinde sabitlenmesine neden oldu.

Aynı şekilde Dünya doğal gaz talebi 2008 yılında 3,061 Milyar m³ iken 2009 yılında 2,987 Milyar m³'e düştü. Esasında bu gelişmeye paralel olarak doğal gaz fiyatlarında da bir sabitleşme beklenmesine rağmen, AB'ye ve Türkiye'ye en büyük tedarikçi pozisyonunda olan Rusya'nın doğal gaz fiyatlarını bir miktar düşürdüğü görülmektedir.

2010 yılı kışının ABD ve Avrupa'da oldukça soğuk geçmesi nedeniyle petrol ve doğal gaz talebinin ve fiyatlarının artıracığı beklentisi olmasına rağmen bu beklenti gerçekleşmemiştir. Ekonomik krizin petrol ve doğal gaz talebini ciddi seviyede düşürdüğü anlaşılmaktadır.

2009 yılının Aralık ayı sonuna doğru Türkmenistan-Çin arasında doğal gaz boru hattı açılışı Çin ve Türkmenistan başkanları tarafından törenle açıldı.

Türkmenistan'ın büyük doğal gaz potansiyelini Rusya'nın kontrolünden bir ölçüde çıkartan ve Çin'e enerji güvenliği açısından yeni imkanlar yaratan bu devasa proje, aynı zamanda Özbekistan ve Kazakistan topraklarından geçerek Çin'in Sincan eyaletine doğal gaz hattını bağlamaktadır.

Çin'in doğal gaz tüketiminin yılda 80 milyar m³ olduğu bilinmektedir. Bu proje ile yılda 40 milyar m³ doğal gaz Çin'in tüketimine sunulacaktır. Bu projenin ticari değerinden daha özelliği ekonomik ve politik değerinin ağırlıklı olarak bulunmasıdır.

Eski Sovyetler Birliği'nin üyesi Orta Asya Ülkelerinin artık daha az seviyede Rusya'ya bağımlı oldukları ve bunu sağlamak için siyasi bir irade içinde oldukları anlaşılmaktadır.

Halen Türkmenistan 70 milyar m³ doğal gaz üretmekte ve bu gazın tümüne yakın bir kısmı Rusya tarafından satın alınmaktadır.

2009 yılının Nisan ayında Türkmenistan ile Rusya arasındaki doğal gaz hattında meydana gelen bir kaza nedeniyle sevkiyatta aksamalar olmuş ve iki ülke yetkilileri yeni sevkiyat şartları konusunda anlaşma sağlayamamışlardır. Bu durum Türkmenistan'ın doğal gaz gelirlerinin ayda 1 milyar \$ kaybına neden olmuştur.



Bu olaydan sonra Türkmenistan devlet başkanı alternatif sevkiyat güzergahları düşündüklerini açıkça ve hararetle ifade etmiştir.

Türkmenistan aynı zamanda İran üzerinden AB tarafından desteklenen Nabucco Doğal Gaz Hattına gaz vermek üzere bir proje başlatmıştır. İran üzerinden gelecek bu hattın aynı zamanda da İran doğal gazının Nabucco'yu beslemesi kaçınılmazdır. Ancak, İran'daki iç ve dış politika gelişmelerinin Nabucco'nun gerçekleşmesi için anahtar bir rol oynadığı açıktır. 2010 yılı içindeki İran ile ilgili siyasi gelişmeler Nabucco'nun yakın geleceğini belirleyecektir.

Ukrayna'da seçimleri Rusya yanlı bir politikanın kazanması Rusya-Ukrayna doğal gaz anlaşmazlığını bir süre önlemiş görünüyor. Bu durumun AB'nin güvenliğini bir miktar düzelmiş olması gerekir.

2010 yılında nükleer enerjide önemli gelişmeler olacağı düşünülmektedir. Nükleer enerjiye soğuk bakan birçok ülke politikalarında farklılık işaretleri görülmektedir. Örneğin; İsveç, yıllar öncesinde referandum ile "nükleer santralleri kademeli olarak kapatma-nükleer moratoryum" kararını gözden geçirmek üzere çalışmalara başladı. Bu yöndeki değişiklikler diğer Avrupa ülkelerinde de görülmektedir. Örneğin; İtalya'da nükleer enerjini tekrar gündeme gelmesi yönünde çalışmalar izlenmektedir. Özellikle "İklim Değişikliği" konusunun ve giderek bağımlı hale gelen enerji arzının bu yönde etkili olduğu bilinmektedir. Bu arada bir AB üyesi olan Litvanya, Çernobil reaktörü tipi bir nükleer santralını kapatmıştır. Bu durumda Litvanya bu kararı ile elektrik üretiminde tamamen dışa bağımlı hale gelmiştir.

OECD ülkelerinde enerji talebi istikrarlı durumdadır. Günümüzde enerji talebinin oldukça büyük bölümü gelişmekte olan ülkelerden gelmektedir. Bu eğilim yakın gelecekte de devam edecektir. Enerji talebindeki büyümenin hemen hemen tamamı Çin, Ortadoğu ülkeleri ve Hindistan olmak üzere üç ana bölgede olacaktır. Dünya enerji talebindeki büyümenin yaklaşık olarak %40'ı Çin tarafından gerçekleştirilecektir. Bu sebeple Çin'in alacağı bir ekonomik karar veya uygulamaya koyacağı enerji teknolojilerine yönelik bir uygulama tüm dünyayı ilgilendirmektedir. Ayrıca global finansal kriz nedeniyle 2008-2009 döneminde pek çok enerji yatırımı beklemeye alınmıştır. 2010 yılında ekonomide beklenen toparlanma gerçekleşirse, 2010-2011 döneminde söz konusu yatırımların tekrar devreye alınması söz konusu olabilecektir.

2009 yılında finansal krizin etkisiyle, petrol üretim yatırımlarında %19 oranında bir düşüş olmuştur. Petrol üretim yatırımlarındaki düşüşün devam etmesi halinde, gelişmekte olan ülkelerden gelecek olan enerji talebi ve kriz sonrası global piyasalardaki düzelmeye birlikte gelişmiş ülkelerdeki reel sektör tabanlı enerji talebindeki artışla birlikte petrol talebi beklendiğinden hızlı artacaktır. Bu gelişmenin mevcut petrol fiyatlarında yükseltici yönde bir etki oluşturacağı kuşkusuzdur. Bu senaryonun gerçekleşmesi halinde halen kırılgan olan dünya ekonomisi açısından önemli bir risk oluşturmaktadır. Bundan dolayı petrol üretim yatırımlarındaki azalma önemli bir parametredir. Mevcut global günlük petrol üretimi 85-86 milyon varil arasındadır. Bugünkü tüketim eğilimine göre 2008'de 85 milyon varil olan petrol talebinin 2030 yılında 105 milyon varil olması beklenmektedir.

2009 ve 2010 yılları arasında dünya petrol talebinde artış olmaması ve ekonomik büyümenin sıfır olması durumunda, 2030 yılında da petrol üretiminin 85-86 milyon varil olacağı kabulü yapılabilir. Buna göre sadece mevcut petrol üretimindeki azalmayı karşılamak için bugün ile 2030 yılı arasında yıllık 45 milyon varillik bir üretim gerçekleştirilmesi gerekmektedir. Ancak kullanılmakta olan petrol yataklarının çoğu tepe noktasına ulaşmış ve üretim düzeyi düşüktür.



Bu durum petrol politikaları, yatırım maliyeti ve jeolojik faktörler açısından bir problem oluşturmaktadır. Bu senaryoya göre ucuz petrol döneminin bitmiş olduğu söylenebilir.

Mevcut doğal gaz rezervlerinin %50'si Rusya ve İran bölgesinde bulunmaktadır. Dünyadaki yıllık doğal gaz üretimi 3 trilyon m³ civarındadır. Mevcut doğal gaz sahalarının üretimi 2030 yılında yarı yarıya düşecektir. Söz konusu bu düşüşü dengelemek ve talepteki büyümeyi karşılamak için yıllık yaklaşık 2,7 trilyon m³'lük yeni üretime ihtiyaç vardır. Bu nedenle doğal gaz alanında arama ve üretim yatırımlarına ihtiyaç bulunmaktadır.

Son zamanlarda özellikle Avrupa genelinde doğalgaz tüketiminde finansal kriz nedeniyle bir düşüş gerçekleşmiştir, ayrıca kaya gazı üretiminden dolayı da ABD'deki LNG kullanımında yüksek oranda düşüş gerçekleşmiş durumdadır. Bu durumdan dolayı, hem doğalgaz hem de sıvılaştırılmış doğal gaz fiyatlarında dünya çapında bir düşüşün olacağı, bu sebeple gaz kontratlarının yeniden gözden geçirildiği veya geçirileceği yönünde beklentiler bulunmaktadır.

ABD'deki kaya gazı üretimi nedeniyle önümüzdeki 3 yıl içinde ABD'nin sıvılaştırılmış doğal gaz ithalatının azalmaya başlaması beklenmektedir. Bu durum, ABD'ye gaz ihraç etmekte olan ülkelerin (Rusya, Ortadoğu ve Kuzey Afrika ülkeleri) ekonomik planlarını ve yatırım projelerini etkileyecektir.

2020 yılına kadar elektrik enerjisi ihtiyacının %20'sinin yenilenebilir enerji kaynaklarından elde edilmesi konusunda Avrupa Birliği ülkeleri tarafından belirlenmiş hedefe ulaşmak teknik olarak mümkün gözükmeyle birlikte finansal kaynak tahsisi konusunda engeller mevcuttur.

Akdeniz bölgesinin gerek rüzgâr ve gerekse güneş enerjisi potansiyeli oldukça yüksektir. Ancak bölge ülkelerinin elektrik şebekeleri izole/yarı izole sistemlerden oluştuğu için söz konusu ülkeler arasında elektrik enerjisi transferi etkin bir şekilde yapılamamaktadır. Bölge ülkelerinin rüzgâr ve güneş enerjisi potansiyellerinin etkin bir şekilde değerlendirilebilmesi için ülkeler arasında elektrik enerjisi transferinin mümkün kılınabilecek olan "super grid" projesinin hayata geçirilmesi gereklidir.

Son yıllarda, Avrupa Birliği'nde, başta CO₂ olmak üzere, sera gazlarının azaltılması dikkate alınan en önemli hususlardan birisi olup, enerji politikaları bu çerçevede oluşturulmaktadır. Dünyadaki mevcut enerji yapısına ve trendlerine göre önümüzdeki on yıllarda küresel sıcaklık değerinde artış beklenmektedir. Bu artışın 2 °C seviyesinde kalabilmesi için atmosferdeki CO₂ birikiminin 450 ppm seviyesinde olması gerekmektedir. Dünyada ki sera gazlarının 2/3'ü enerji üretimi ve kullanımı kaynaklıdır. Bu konuda yapılacak yatırımlar enerji verimliliği, yenilenebilir enerji teknolojileri, nükleer enerji ve kömür teknolojilerinin geliştirilmesine yönelik olmalıdır. 2030 yılına kadar karbondioksit emisyonundaki azalmayı sağlamak için, enerji verimliliği ve enerji teknolojilerini geliştirmek için 10,5 trilyon dolarlık ek yatırıma ihtiyaç vardır. Bu değer 2030 yılındaki dünya GSMH'nin %1,1'ne karşılık gelmektedir.

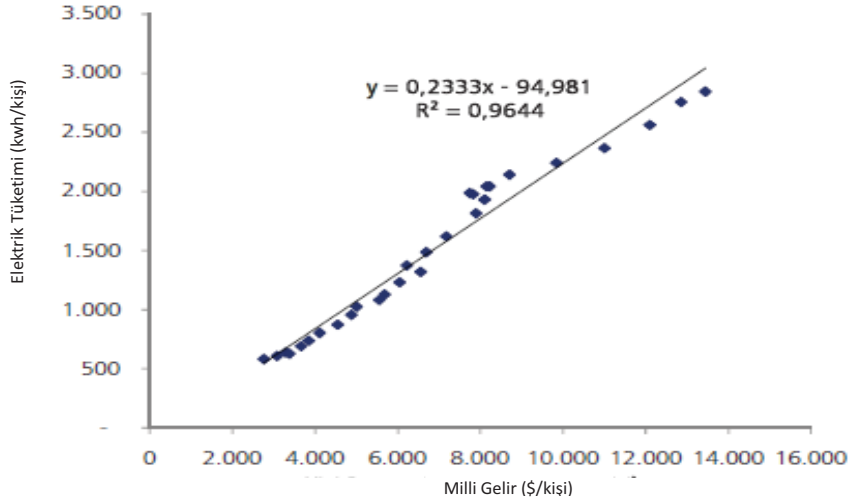
CO₂ emisyonunun azaltılması amacıyla enerji paradigmasında değişime gidilmesi halinde Avrupa Birliği enerji sektöründe önemli değişiklikler olacaktır. Bu kapsamda nükleer enerji, rüzgâr enerjisi, güneş enerjisi, atıktan enerji elde etme teknolojilerine önemli yatırımlar yapılması ve söz konusu teknolojilerin yaygınlaşması beklenmektedir. Ayrıca, Avrupa birliği ülkelerinde günümüzde elektrikli otomobillerin kullanım oranı %1 düzeyindedir. Şu an elektrikli otomobil teknolojisine Çin, ABD, Japonya, Fransa ve Almanya'da büyük yatırımlar yapılmaktadır. CO₂ emisyonunun düşürülmesine karşı uygulanacak hareket planı kapsamında 2030 yılında elektrikli otomobillerin kullanım oranının %50 olması hedeflenmektedir. 2009-



2030 dönemi arasında elektrik sektörüne yapılacak yeni yatırımların %71'nin yenilenebilir enerji yatırımları olması beklenmektedir.

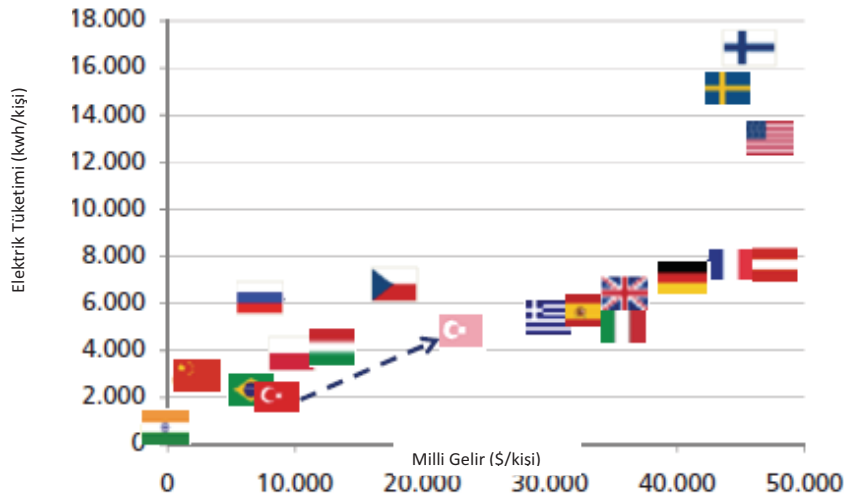
1.2. Türkiye'deki Gelişmeler

Türkiye'de artan GSMH ve nüfusa paralel olarak enerji tüketimi de artmaktadır. Bu konuda yapılmış olan istatistiksel bir analizde elektrik tüketimi ile kişi başına düşen gayri safi yurt içi hasıla (GSYİH) arasında yüksek korelasyon sağlayan ilişki tespit edilmiştir.



Şekil 1.1: Milli Gelir ve Elektrik Tüketimi Arasındaki İlişki

Halen 9000 \$ seviyelerinde olan kişi başına düşen GSYİH'ya karşılık 2700 kWh/kişi mertebesinde elektrik tüketimi gerçekleşmektedir. Şekil 1.1'de yer alan matematiksel ilişkiye göre kişi başına düşen GSYİH 20000 \$ seviyelerine ulaştığında kişi başına tüketimimizin 5000 kWh'e aşması beklenmektedir.



Kaynak: Deloitte

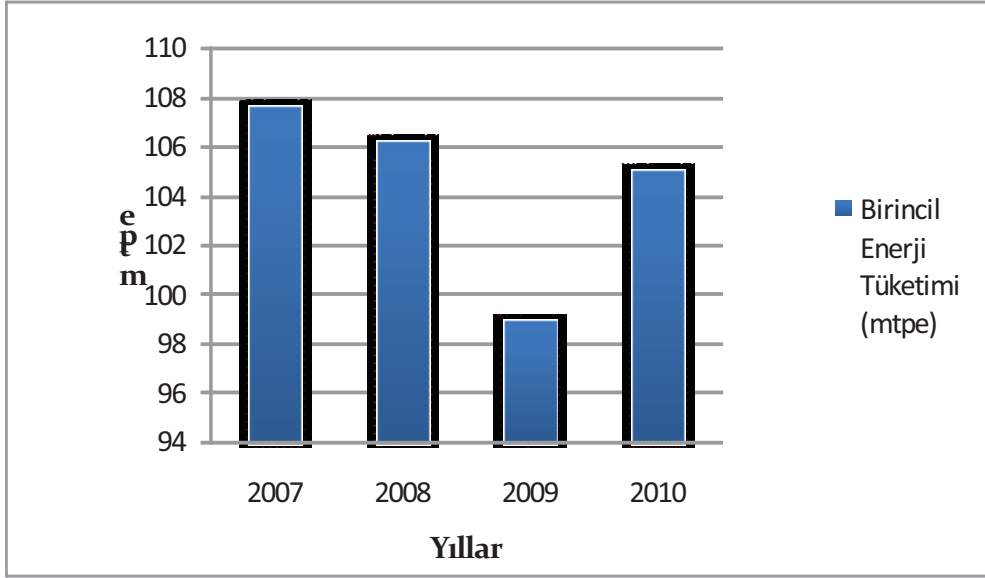
Şekil 1.2: Kişi Başına Düşen GSYİH ve Mukayeseli Elektrik Tüketimi



Elektrik enerjisi için yapılan bu analiz birincil enerji tüketimi için de yapılabilir.

2009 yılında Türkiye birincil enerji tüketimi bir önceki yıla göre %-3,8 azalarak 99 mtp'e gerilemiştir. Birincil enerji tüketimindeki gerileme 2007 yılından bu yana sürmektedir.

2009 yılındaki tüketim değeri ile Türkiye birincil enerji arzı 4 yıl gerileyerek 2006 yılındaki değerine düşmüştür.



Şekil 1.3: Türkiye Birincil Enerji Tüketimi

Dünya'da etkili olan finansal kriz 2009 yılında Türkiye'de sonuçlarını ciddi bir şekilde göstermiştir. Gerçi 2009 yılında global ekonomik kriz nedeniyle enerjinin tüm çeşitlerinde tüketimde azalma görülmüş olmasına rağmen, 2010 ile 2011 ve gelecek diğer yıllarda enerji tüketimimizin %5'i aşacak oranda olması beklenmektedir.

2010 yılında Türkiye'nin birincil enerji tüketiminin 105 mtp'e ulaşması beklenmektedir. Elektrik enerjisi talebindeki artışın daha yüksek seviyelerde olacağı tahmin edilmektedir. 2010 yılının Ağustos ayında elektrikte peak talep 35000 MW'a ulaşmıştır. 2010 yılı elektrik enerjisi tüketim miktarının 205 milyar kWh'i aşması beklenmektedir.

Enerji talebinin ülkemiz kaynaklarından karşılanabilme oranı giderek azalmış ve enerjide "dışa" bağımlılığımız %73 düzeyine ulaşmıştır.

2010 yılında enerji fiyatlarında bir iyileşme olmamıştır. Enerji fiyatlarındaki pahalılığın ana nedeninin aşırı vergiler ve enerji üretimindeki verimsizliğimizdir.

Yenilenebilir enerji konusunda beklenen gelişmeler 2010 yılında gerçekleşmemiştir. Yenilenebilir enerji yasası yatırımcı tarafından beklenmektedir. Bu yasanın yürürlüğü ile yenilenebilir enerjide özellikle güneş ve rüzgarda hareketlilik başlayacağı tahmin edilmektedir.



Yıl içinde Akkuyu'da kurulması düşünölen nükleer güç santralının yapımı için adımlar atılmıştır. Sinop'ta kurulması düşünölen diğer bir nükleer güç santrali için Kore'nin elektrik üretim şirketi ile görüşmeler yapılmaktadır.

Özet olarak 2010 yılında enerjide aşırı pahalı olan enerji fiyatlarında bir iyileştirme olmamış, enerji üretim ve tüketimimizdeki verimlilik çalışmaları ile yerli enerji kaynaklarının hizmete alınışındaki zorluklar devam etmiş, 4628 sayılı yasanın yetersizliklerini önlemek için yeni düzenlemeye gidilememiş ve enerji yönetimindeki sorunlar giderilememiştir.

Dünya Enerji Konseyi (WEC) için Türkiye'nin enerji kaynakları ile ilgili olarak son durumunu gösteren özet bilgileri içeren tablolar hazırlanmıştır. Enerji açısından Türkiye'nin durumuna genel bir bakış sağlayan söz konusu tablolar Raporumuzun EKLER Bölümünde yer almaktadır.

KAYNAKLAR:

- 1- 3rd Annual Climate and Energy Security Summit for Southeast Europe and the Mediterranean/2010 Athens
- 2- International Energy Agency (IEA), World Energy Outlook 2009-Presentation of Dr. Fatih Birol



2. PETROL VE DOĞAL GAZ

2.1. Dünya'daki Gelişmeler

Petrol İhraç Eden Ülkeler Örgütü'nün (OPEC) "Ocak 2010 Petrol Piyasası Raporu"na göre, 2010 yılında küresel petrol talebinin günlük 800 bin varil artarak 85,15 milyon varil olacağı beklenmektedir.

Ham petrol, OPEC üyesi ülkelerin temel ihracat kalemi olduğu için petrol fiyatlarındaki düşüş ülkelerin gelirlerinin de büyük oranda gerilemesine neden olmaktadır. Küresel ekonomideki toparlanmanın petrol talebini artırmasıyla, fiyatların dengeli bir seyir izleyeceği ve bu yıl petrolün varil fiyatının 70 ile 80 dolar arasında değişeceği tahmin edilmektedir.

Raporda, küresel büyüme beklentisinin ise yüzde 2,9'dan yüzde 3,1'e çıkarılarak, "gelecek aylarda, petrol piyasasının yönü, küresel ekonomideki mevcut olumlu görünümün devamına bağlı olacak" denilmektedir.

OPEC Başkanı Pinto, "petrolde genel eğilimin makul fiyat istikrarına doğru gittiğini, bu yıl herhangi bir kriz senaryosu beklenmediğini ve OPEC'in dünya petrol üretimindeki payının bu yıl sabit kalacağını, OPEC üyesi ülkelerin 2010'da küresel ham petrol arzının yüzde 40'ından sorumlu olacağını" dile getirmiştir. Geçtiğimiz yıl finansal krizin etkisinin petrol talebinde tarihi bir düşüş yaratması neticesinde, OPEC geçen yıl bugüne kadarki en büyük arz kesintisini gerçekleştirmiştir.

Petrol İhraç Eden Ülkeler Örgütü (OPEC), 2010 yılına ilişkin petrol talebi tahminini artırmıştır. Dünya petrol arzının %35'ini karşılayan 12 üyeli örgütün Ağustos ayı Petrol Piyasası Rapor'unda, ABD'nin petrol talebi ve küresel ekonomideki toparlanma sinyallerinin 2010 yılı petrol talebi tahmininin 100 bin varil artırılmasında etkili olduğu belirtilmiştir. Raporda, bu yıl küresel petrol talebinin geçen yıla göre günlük ortalama 1,05 milyon varil artarak, toplam 85,5 milyon varil olmasının beklendiği ifade edilmiştir. Petrol talebinde beklenen artışın OECD bölgesi dışından Çin, Hindistan, Orta Doğu ve Latin Amerika'dan gelmesinin beklendiği vurgulanmıştır.

Günlük üretim kapasitesine 2015 yılına kadar 12 milyon varil eklemeyi planlayan OPEC'in şu anda resmi olarak günlük petrol üretimi 24 milyon 845 bin varil seviyesinde bulunuyor.

Öte yandan, Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) Nisan ayında yayımladığı aylık raporunda, küresel petrol talebinin günlük ortalama 30 bin varil ya da geçen yıla göre %2 oranında artmasının beklendiğini açıklamıştır.

Bu yıl küresel petrol talebindeki artışın genelinin, başta Asya ülkeleri olmak üzere, Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Örgütü'ne (OECD) üye olmayan ülkelerden geleceğine dikkati çeken OPEC ayrıca, sektörel bazda, en çok ulaştırma ve petro-kimya sanayinin petrol talep edeceğini bildirmiştir.

Nisan 2010'da İngiliz petrol şirketi, British Petroleum (BP) Meksika Körfezi'nde Deepwater Horizon petrol platform kazasına neden olmuştur. Bunun sonucunda Meksika Körfezi'nde deniz tabanındaki petrol sızıntısı ortaya çıkmıştır.



Açıklanan son verilere göre, sızıntının başladığı 20 Nisan tarihinden bu yana Meksika Körfezi'ne yaklaşık 5 milyon varil petrol sızmıştır. Deepwater Horizon platformunda yaşanan patlamanın sonrasında başlayan sızıntı, 1979'da yine Meksika Körfezi'nde yaşanan petrol sızıntısını geride bırakmıştır. Ixtoc kuyusunda yaşanan petrol sızıntısında Campeche Körfezi'ne 3,3 milyon varil petrol akmıştır.

Florida State Üniversitesi'nden Ian MacDonald, BP petrol sızıntısının ABD kara sularında yaşanan en büyük çevre felaketine dönüşmesinin ardından şimdi de dünyanın en büyük petrol felaketi olduğunun ortaya çıktığını söylemiştir. MacDonald, dünyanın bugüne kadar yaşadığı en büyük petrol sızıntısının ekosistem üzerinde büyük etkiler yaratabileceğini ve onyıllar boyu sürecek olumsuzluklarla karşılaşılacağını söylemiştir. Körfez faciası ciddi bir kaza durumunda sektörün hazırlıksız olduğunu açıkça sergilemiştir.

Körfez faciasından sonra petrol sektörü birtakım köklü değişimlerle karşı karşıyadır. Bunların başında deniz sondaj güvenliği ile ilgili düzenleme standartlarının revize edilip uygulamaya sokulması bulunmaktadır. Bu düzenlemelerde ana ilke, güvenlik konusunda hiçbir ödün verilmemesi, aynı güvenliği sağlayan birden fazla yöntem ya da aracın sondajda devreye sokulması yer almaktadır. Buna paralel olarak kurumsal denetlemenin önemi de ortaya çıkmıştır.

Yeni yasal hükümler Körfez'de yatırım yapacak petrol şirketlerini ürkütmemelidir. Körfez'deki derin deniz petrol üretimi ABD petrol üretiminin %25'i düzeyindedir. ABD'nin bu kaynaktan feragat etmesi oldukça zordur.

Körfez felaketi, şirket sigorta primleri dahil "offshore" faaliyetlerinin maliyetini arttıracak ve petrol fiyatlarını yukarı doğru körükleyecektir. Ortaya çıkan doğa kirliliği ise uzun yıllar yerini koruyacaktır.

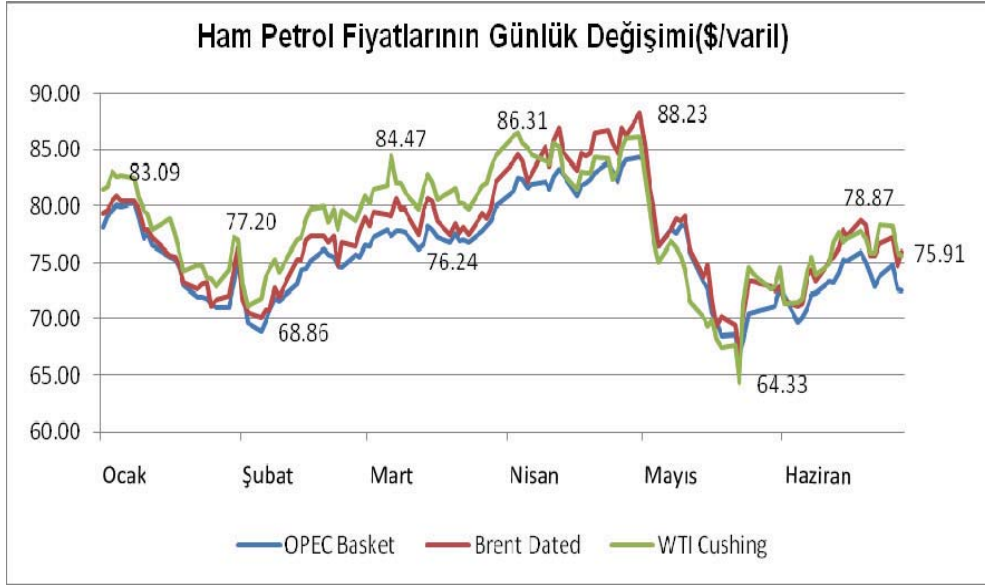
2.1.1. Petrol Fiyatları

Global ekonomik krizin etkilerinin hissedilmeye başlandığı 2008 yılı başında petrol fiyatları 140 \$/varil olmuş ve 2009 yılı içerisinde son derece dalgalı bir seyir izlemiştir. 2009 yılı yaz aylarında 150 \$'a ulaşan bir varil petrolün fiyatı, son altı ayda zaman, zaman 40 \$'ın altına düşmüştür.

Bir taraftan ekonomik krizin satın alma gücünü azaltması, diğer taraftan petrol fiyatlarındaki yükseliş sebebiyle Türkiye'de ve dünyada petrol ve petrol ürünleri talebinin azaldığı görülmektedir. 2009 yılı ortalama Dated Brent ham petrol fiyatı 61,5 \$/varil olarak gerçekleşmiş olup, başlangıçta yüksek fiyatlar nedeniyle talep şoku yaşayan piyasalar, mevcut durumda durgunluk şoku yaşamakta ve petrol fiyatları düşme eğilimi göstermektedir.

2010 yılının ilk üç ayında ise ekonomide canlanma ve kriz ortamından kısmi şekilde uzaklaşma neticesinde Çin ve Amerika ekonomilerindeki canlanma ile Brent ortalama petrol fiyatınının 77 \$/varil civarında gerçekleştiği görülmektedir (Bkz. Şekil 2.1).





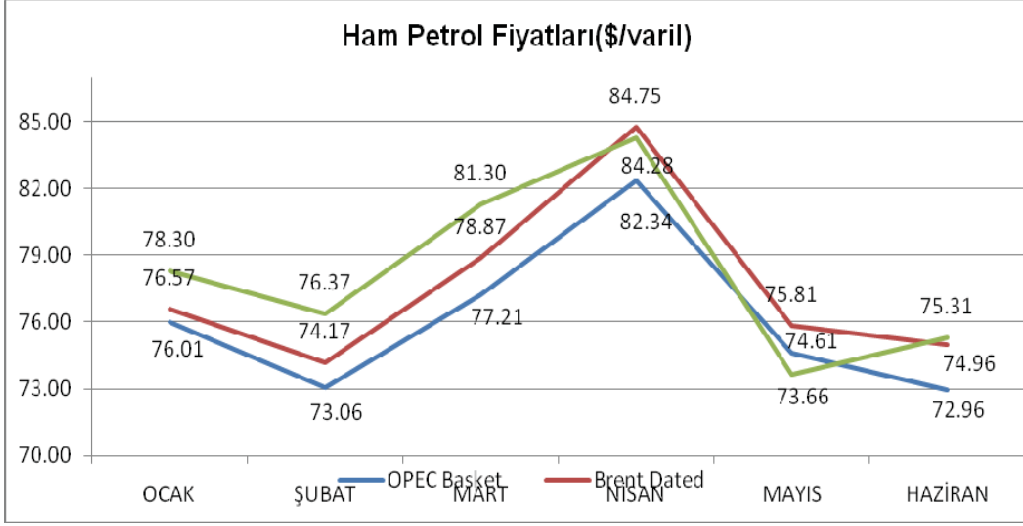
Kaynak: Platt's Oilgram Bulletin

Şekil 2.1: Ham Petrol Fiyatlarının Günlük Değişimi (\$/varil)

Dünyanın en büyük petrol tüketicisi ABD'de ABD Enerji Enformasyon İdaresinin (EIA), Nisan ayı ortalarında ABD ham petrol stoklarının 1,6 milyon varil artması beklenirken 2,2 milyon varil azaldığı yönündeki açıklaması, Çin'in ilk çeyrekte beklentinin üzerinde büyümesi, petrol fiyatını hızla yükseltmiştir.

Mayıs ayında ABD'den olumlu ekonomi haberleri gelirken, Çin ve Avrupa ekonomilerine ilişkin olumsuz haberler petrol piyasalarını etkilemiştir. Çin'in üretimi Mayıs ayında bir önceki aya göre yavaşlarken; satın alma endeksinin de Mayıs ayında 55,7'den 53,9'a düşmesi piyasaları olumsuz etkilemiştir. ABD'deki ev satışlarının geçen aya göre %6 artması ve ayrıca üretim sektörünün 10. kez üst üste yükselmesi (ABD'de The Institute for Supply Management (ISM) endeksi 59,7'den 60,4'e çıkmıştır.) ise yatırımcıları sevindirmiştir.

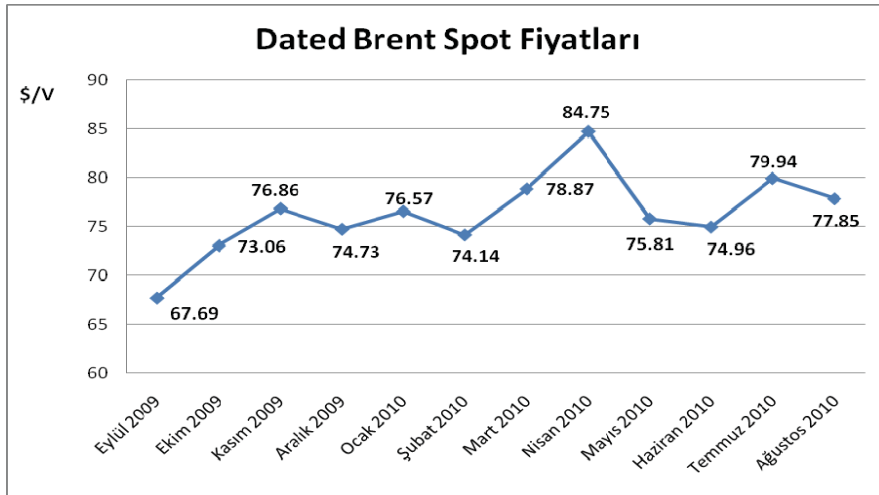
Böylece Mayıs ayında hızlıca düşen petrol fiyatları Haziran ayında toparlanarak, 75 \$/varil seviyesinde tutunmayı başarmıştır. Brent ve WTI petrolü Temmuz ayını 76 \$/varil'den kapatırken, OPEC Basket petrolü 72,5 \$/varil düzeyinde kalmıştır.



Şekil 2.2: Ham Petrol Fiyatları (\$/varil)

Temmuz ayında sürekli yükseliş eğilimi izleyen petrol fiyatları Ağustos ayının ilk haftasında son üç ayın en yüksek seviyesine gelip, Dünyanın en büyük ekonomisi ABD'de ekonomiye ilişkin verilerin kötü çıkması ve ham petrol stoklarındaki hızlı yükseliş uluslararası piyasalarda petrol fiyatının 75 doların altına düşmesine ve Avrupa'da borsaların gerilemesine yol açmıştır. Brent Petrol ortalama fiyatı Ağustos ayında 78 \$/varil olmuştur.

ABD ham petrolünün eylül ayı teslimi varil fiyatı 1,15 dolar değer kaybederek 74,27 dolara, Londra Brent tipi ham petrolün varil fiyatı da 1,24 dolar azalarak 75,23 dolara inmiştir. ABD ham petrolünün varil fiyatı bir ara 73,96 doları görmüştür.



Şekil 2.3: Dated Brent Spot Fiyatları (\$/varil)

2.1.2. Türkiye ve Avrupa Birliği (AB) Akaryakıt Fiyatları ve Vergiler

Türkiye'nin ekonomik kalkınmasında temel girdiler arasında yer alan enerji kaynakları içerisinde petrol, günümüzde yerini ve önemini korumakta ve gelecekte de bunu sürdüreceği beklenmektedir. Üretimden tüketime kadar pek çok sektörde kullanılan petrol ve ürünleri, ülke enerji ihtiyacının yaklaşık %30'luk kısmını karşılamaktadır.

2010 yılında petrol fiyatlarının 2009 yılına göre düşmesine rağmen Türkiye'de ve dünyada pompa fiyatlarının aynı oranda düşmemesi tartışmalara neden olmaktadır.

Yapılan araştırmaya göre, Türkiye'de akaryakıt fiyatlarının AB ülkelerine kıyasla oldukça yüksek olduğu dikkati çekmektedir.

Türkiye'de petrol ve petrol ürün fiyatlarının oluşumunda ve artışında, dünya fiyatları ve döviz kurlarının yanısıra, akaryakıt ürünlerinin rafineri çıkış fiyatları üzerinden alınan Özel Tüketim Vergisi (ÖTV) ve Katma Değer Vergisi (KDV) önem taşımaktadır.

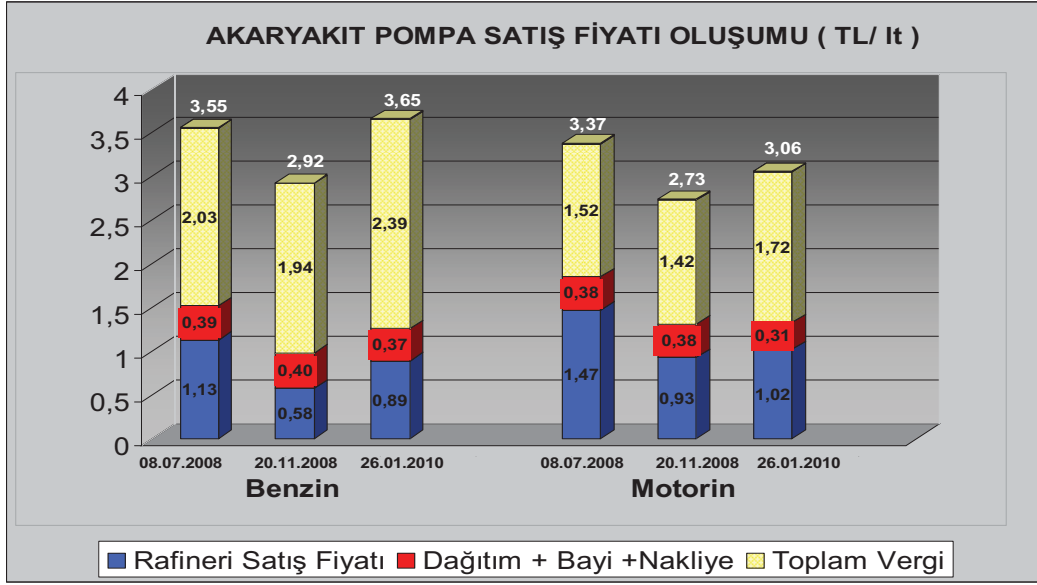
Günümüzde kurşunsuz benzin pompa satış fiyatlarının %66-68 kadarı ÖTV ve KDV olarak devlete kalırken, yaklaşık % 24'ü rafineri fiyatı olmakta ve % 10,5'i dağıtım payı olarak bayilere ve ana dağıtım şirketlerine kalmaktadır. Motorinde ise pompa satış fiyatının vergi yükü %56 olup, rafineri fiyatı %33 ve %11'i de dağıtım payı olarak bayilere ve ana dağıtım şirketlerine kalmaktadır. Vergi miktarı dünya fiyatlarındaki gelişmelere göre, Bakanlar Kurulu tarafından genellikle revize edilmekte olup, söz konusu dağılımdaki oranlar sabit kalmamaktadır. Tablo 2.1'de Ocak 2010 itibarıyla akaryakıt fiyatlarında vergi oranları ve miktarları, Şekil 2.4'de ise akaryakıt pompa satış fiyatları verilmektedir.

Tablo 2.1: Akaryakıt Fiyatlarında Vergi (Ocak 2010)

	ÖTV (TL)	KDV (TL)	Toplam Vergi (TL)	Pompa Fiyatı İçindeki Pay (%)
Kurşunsuz Benzin (95 oktan lt)	1,89	0,50	2,39	66
Kurşunsuz Benzin (98 oktan lt)	2,01	0,51	2,52	68
Katkılı Kurşunsuz Benzin (95 oktan lt)	1,89	0,50	2,39	66
Gazyağı	0,76	0,34	1,10	45
Motorin	1,30	0,42	1,72	56
Kalorifer Yakıtı	0,48	0,26	0,74	39
Fuel oil No: 6	0,22	0,20	0,42	29
LPG	0,72	0,28	0,99	49

Kaynak: EPDK





Kaynak: 21.11.2008 TÜPRAŞ Basın Açıklaması (2008 yılı fiyatları için)

Şekil 2.4: Akaryakıt Pompa Fiyatları Oluşumu

Türkiye’de enerji piyasalarının serbestleşme sürecinde ülkemizde Türkiye’de akaryakıt fiyatları mevzuatına bakacak olursak;

23.02.1998 tarih ve 98/10745 sayılı kararname petrol ürünlerinin fiyatlarının tespiti; otomatikçe bağlanmıştır (Otomatik Fiyat Sistemi).

20.12.2003 tarihinde yürürlüğe giren 5015 sayılı Petrol Piyasası Kanunu gereğince 01.01.2005 tarihinden yılından itibaren serbest piyasa modeline geçilmiştir.

Serbest Piyasa Modeline göre; petrol sektöründeki akaryakıt dağıtım şirketleri, farklı fiyat politikalarına göre depo satış fiyatını belirlemekte, bayiler ise dağıtım şirketleri tarafından kendilerine tavsiye edilen tavan pompa satış fiyatlarını uygulamakta veya buldukları bölgenin rekabet koşullarına göre kendi pompa satış fiyatlarını uygulamakta serbesttirler.

Rafineri Satış Fiyatı Tesbiti:

Petrol ve petrol ürünleri alım satımında fiyatlar; Petrol Piyasası Yasası’na göre, en yakın dünya serbest piyasa koşullarına göre oluşmaktadır.

Petrol ürünlerinin satışında gümrüksüz rafineri fiyatının üzerine ÖTV ve EPDK payı eklenerek rafineri satış fiyatı bulunmaktadır. ÖTV sabit olarak uygulanmakta olup, ürüne göre değişim göstermekte ve Bakanlar Kurulu Kararı ile belirlenmektedir.

Gümrüksüz Rafineri Fiyatı + ÖTV + EPDK Payı = Rafineri Satış Fiyatı (KDV hariç)

EPDK Payı Tesbiti:

5015 sayılı Petrol Piyasası Kanununun 27. Maddesinin C Bendinde EPDK katılma payı yer almaktadır.

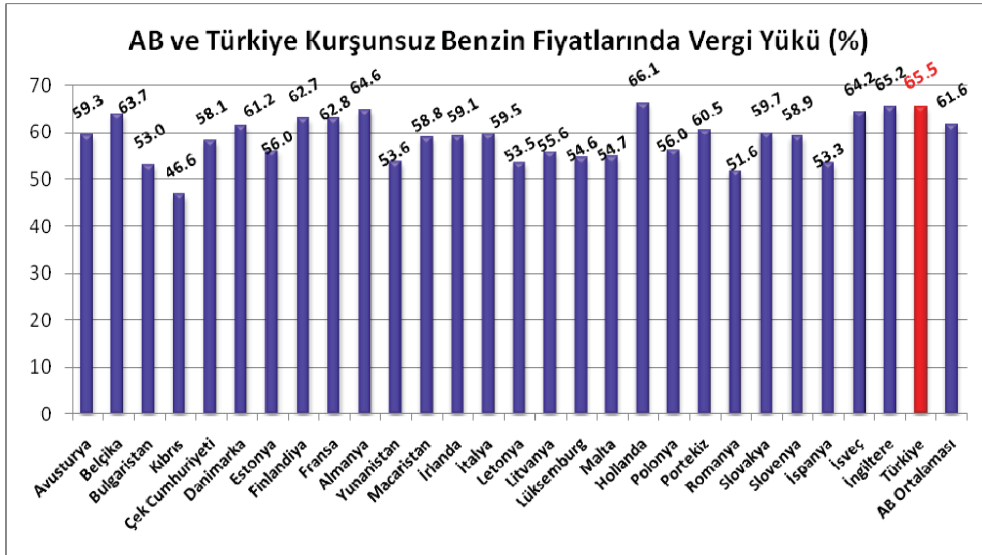
“(a) alt bendindeki katılma payının mükellefi; rafinaj, işleme, dağıtıcı, iletim, taşıma, ihrakiye, depolama, bayi ve madeni yağ üretim lisansı sahibi gerçek ve tüzel kişilerdir. Müşterek lisans sahipleri katılma payını toplam net satışları üzerinden öder. Katılma payı, lisans sahiplerince yıllık gelir tablolarında yer alan net satışlar tutarının binde biri oranını ve iki milyon ABD Dolarını aşmayacak şekilde Kurul tarafından belirlenir. Yıl içinde uygulanacak katılma payı oranı bir önceki yılın Aralık ayı içinde açıklanır.”

14.10.2008 tarihli ve 27024 sayılı Resmi Gazete’de yayımlanan Petrol Piyasası Fiyatlandırma Sistemi Yönetmeliği çerçevesinde, 31.12.2009 tarihli ve 27449 sayılı Mükerrer Resmi Gazetede yayımlanan 24.12.2009 tarih ve 2371 no’lu Kurul Kararına göre; 2010 yılı için uygulanacak katılma payı belirlenmiştir.

EPDK’nın Resmi Gazete’de yayımlanan Petrol Piyasası Lisans Yönetmeliğine göre, gümrüksüz rafineri fiyatı üzerinden alınan EPDK (Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu) gelir payıdır. Beyaz ürünler için bu pay 2010 yılı için yaklaşık 1,74 TL/ m³ ve siyah ürünler için 1,84TL/Ton’dur.

AB Ülkeleri ve Türkiye:

Ülkemizde akaryakıt sektörünün en önemli sorunlarından biri ÖTV vergisinin yüksek oluşudur. Avrupa Birliği’ne geçiş sürecinde, AB ülkelerindeki akaryakıt fiyatları ve akaryakıttan alınan vergiler ile Türkiye’yi kıyasladığımızda; Türkiye yeni vergi artışları ile birlikte akaryakıtta en çok vergi alan iki ülkeden birisi konumundadır. Şekil 2.5’de yer alan verilere baktığımızda; 1 litre benzinden alınan vergi oranı Hollanda’da %66,06 ile en yüksek olup, Türkiye’de ise bu oran %65,5 olarak hesaplanmaktadır. Hollanda ve Türkiye’yi %65,2 ile İngiltere takip etmektedir. Belçika, Danimarka, Finlandiya, Fransa, Almanya, Portekiz ve İsveç’te ise %60,5 ile %64,5 arasında değişmektedir. Aynı zamanda AB ortalamasının %61,6 olduğunu görmekteyiz. (AB akaryakıt fiyatları 18.01.2010 tarihlidir)



Kaynak:www.europa.eu

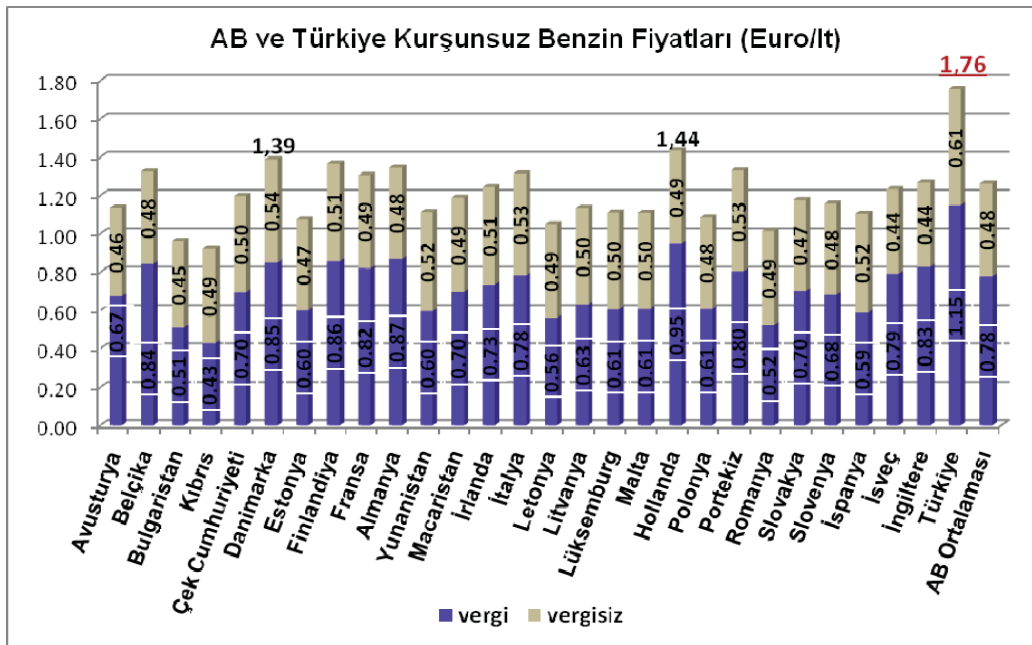
Şekil 2.5: AB ve Türkiye Benzin Fiyatlarında Vergi(%)



Diğer taraftan, fiyat açısından bakıldığında, ise Türkiye, açık ara ile Avrupa ve dünyanın en pahalı benzininin satıldığı ülke durumundadır. Türkiye’de 95 oktanlı 1 litre benzinin satış fiyatı 1,76 euroya denk gelmektedir. AB ortalaması ise 1,26 euro/lt’dir (1 Şubat 2010; 1 euro 2,072 TL,1\$ 1,48 TL olarak alınmıştır).

Avrupa’da Türkiye’den sonra en pahalı benzini satan ülke Hollanda olup 1 litre benzin 1,44 euroya satılmaktadır.

Şekil 2.6’den görüldüğü gibi; Türkiye’de yaklaşık 1,76 euro/lt olan benzin fiyatının %65.5’una karşılık gelen 1,15 euro’luk kısmı vergilerden oluşmaktadır. Bu miktarın, Hollanda için 0,95 euro/lt (%66,1), AB ortalaması için ise 0,78 euro/lt (%62) olduğunu görüyoruz. 0,61euro/lt’i ise kurşunsuz benzinin vergisiz fiyatıdır.



Kaynak:www.europa.eu,Türkiye için mevcut verilerle hesaplanmıştır.

Şekil 2.6: AB ve Türkiye Kurşunsuz Benzin Fiyatları (2010 Yılı)

Vergi Gelirleri:

2008 yılı sonunda başlayan küresel ekonomik krizin olumsuz etkileri, 2009 yılı boyunca akaryakıt sektöründe de tüketim azalması ile kendini göstermiştir.

2009 yılında, beyaz ürün tüketiminin 2008 yılına göre %4,3 azalarak 19,6 milyon m³’ten 18,9 milyon m³’e düştüğü görülmektedir. 2009 yılında, toplam benzin tüketimi, %2,7 oranında azalarak 2,9 milyon m³ olmuştur. Buna karşılık, akaryakıt vergi gelirlerinin ise bir önceki yıla göre yüzde 17 artarak, yaklaşık 36,2 milyar TL’ye ulaşmıştır.

Vergi gelirlerine ilişkin 2007-2010 yıllarına ait veriler incelendiğinde (Tablo 2.2); vergi gelirlerinde her yıl belli bir seviyede artış olduğu görülmektedir.

Tablo 2.2'de de görüldüğü gibi ülkemizde bütçe içinde yer alan vergi gelirlerinin yaklaşık beşte birini (%20-%21) akaryakıt vergileri karşılamaktadır. 2010 yılında bu oran yaklaşık %21 olarak öngörülmüştür.

Tablo 2.2: Toplam Vergi Gelirleri ve Akaryakıt Vergileri

Toplam Vergi Gelirleri ve Akaryakıt Vergileri (Milyar TL)							
	Toplam Vergi Geliri	Toplam ÖTV Geliri	Akaryakıt ÖTV'si	ÖTV'nin KDV'si	Diğer KDV	Akaryakıt Vergileri Toplamı	Akaryakıt Vergi / Toplam Vergi (%)
2007	153	39,1	22,1	4,0	2,6	28,7	18,76
2008	168	41,8	23,9	4,3	2,8	31,0	18,45
2009	172	43,6	27,9	5,0	3,3	36,2	21,05
2010	193	54,6	30,7	5,5	3,6	39,8	20,60

Kaynak: www.muhasabat.gov.tr

Sonuç olarak; serbest piyasa modeline geçiş sonrası fiyat rekabeti beklenirken, rekabetin daha çok promosyonda yaşandığı gözlenmektedir. Ayrıca, serbest fiyatlandırmaya geçilmesi ile fiyatların düşme yönünde değil, daha ziyade artış yönünde hassasiyet gösterdiği dikkati çekmektedir. Vergilerin akaryakıt fiyatlarının yüksekliğinde önemli bir etken olduğu aşikardır. Ancak, yapılan incelemeye göre; vergi dışı fiyatlar bakımından da Türkiye'de akaryakıt fiyatları AB ülkelerine göre oldukça yüksektir. Burada rafineri çıkış fiyatları, dağıtım şirketlerinin kar payları, nakliye, depolama vb. ücretler fiyatların yüksek olmasında etkili görülmektedir.

2.1.3. Petrol ve Doğal Gaz

Tüm dünyada, birincil enerji kaynakları arasında ilk sırada yer alan fosil yakıtlardan petrolün, stratejik konumunu uzun yıllar sürdürmesi beklenmektedir.

2009 yılı Ekim ayında İngiliz uzmanlar tarafından hazırlanan bir araştırmada, küresel petrol üretiminin 2020'de zirve yapacağı, bu tarihten sonra düşüşe geçeceği tahmin edilmektedir. İngiltere Enerji Araştırma Merkezi (UKERC) tarafından, üretimdeki düşüş riskinin bu boyuta gelmesinin, bulunan sahalarda kaynakların hızla tükenmesi ve yerlerinin doldurulamamasından kaynaklandığı belirtilmiştir.

Raporda, yeni bulunan kaynakları çıkarıp işlemenin daha zor olacağı, bunların daha derinde, ya da ayrılması daha zor durumda olacağı belirtilmektedir. Çalışmada, "Yalnızca üretim düzeyini sabit tutmak için, 2030 itibarıyla ham petrol üretim kapasitesinin üçte ikisinden fazlasının yerine yenilerinin konması gerekebilir" denilmektedir.



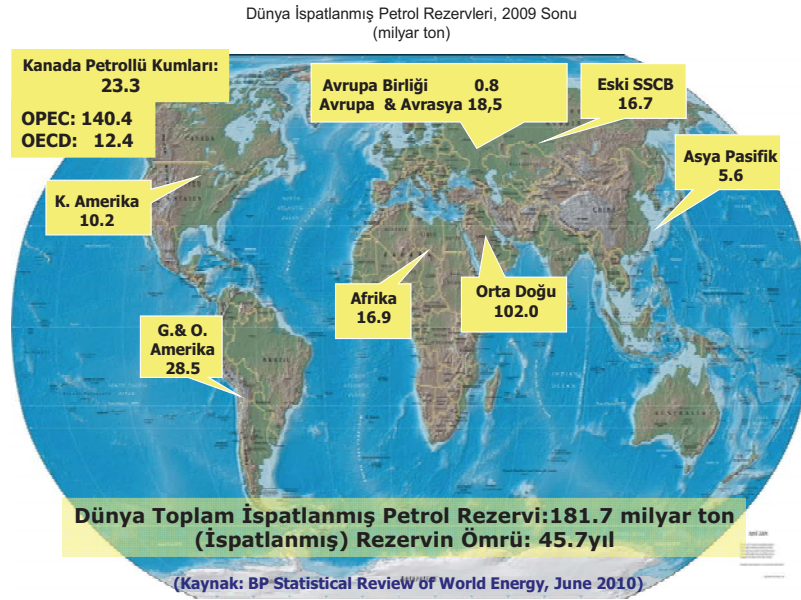
2009 sonu itibariyle küresel enerji tüketiminde %35 pay alan petrolün Uluslararası Enerji Ajansı'nın projeksiyonlarına göre, 2030 yılında toplam enerji tüketimindeki payının %29,8 olacağı, %24 olan doğal gaz payının ise %21,2 olacağı tahmin edilmektedir.

Dünya genelinde hızla artan enerji talebini karşılayabilmek ve buna bağlı olarak kaynaklar arasında yerlerini koruyacak olan petrol ve doğal gazın temini açısından, belli bölgeler ve ülkeler; arz bölgeleri, taşıma güzergahı üzerindeki ülkeler ya da büyük tüketim bölgeleri farklı stratejik ağırlık taşıyacaklardır.

2.1.3.1 Rezervler

Petrol ve doğalgazın dünyadaki dağılımı incelendiğinde; özellikle bilinen üretilebilir petrol rezervlerinin büyük oranda Ortadoğu bölgesinde, Doğalgazın ise Rusya Federasyonu topraklarında yoğunlaştığı görülmektedir.

Son on yılda petrol rezervleri %23 artış göstermiştir. 1999 sonu itibariyle 1.085,6 milyar varil olan rezerv miktarı 2009 sonunda 1.332,4 milyar varil (181,7 milyar ton) olmuştur. En büyük artışın Venezuela, Kazakistan, Rusya Federasyonu, Libya ve Nijerya'da gerçekleştiğini görmekteyiz.

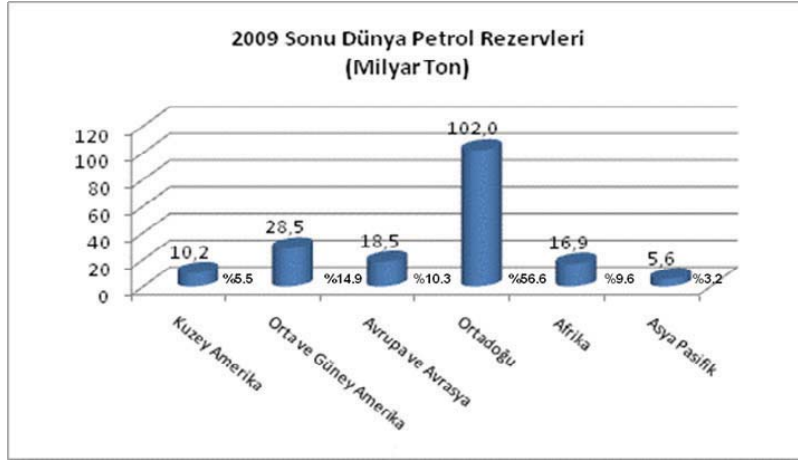


Kaynak: BP Statistical Review Of World Energy June 2010

Şekil 2.7: Dünya İspatlanmış Petrol Rezervleri, 2009 Sonu (milyar ton)

2010 başında Dünya'da ham petrol rezervi; 181,7 milyar ton'dur. Ortadoğu ülkeleri %56,6 ile en büyük payı almaktadırlar. Bunu %14,9 ile Güney ve Orta Amerika ülkeleri izlemektedir. OPEC üyesi ülkeler dünya petrol rezervlerinin %77,2'sine sahiptirler.

Rezervler ve yeni buluşlar, üretim ve tüketim ile birlikte değerlendirildiğinde, dünyada 46 yıllık süre için ham petrol arz sorunu görülmemekle birlikte, petrolün savaş nedeni olması arz-talep dengesinden çok coğrafi dağılımından kaynaklanmaktadır.

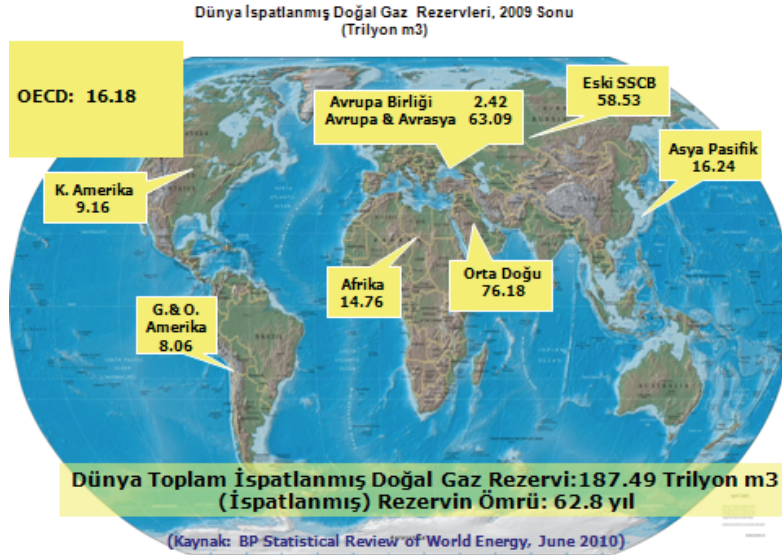


Kaynak: BP Statistical Review Of World Energy June 2010

Şekil 2.8: 2009 Sonu Dünya Petrol Rezervleri (Milyar Ton)

Son on yılda doğal gaz rezervleri %25 artış göstermiştir. 1999 sonu itibarıyla 149 trilyon m³ olan rezerv miktarı 2009 sonunda 185 trilyon m³ olmuştur. En büyük artışın Katar ve Türkmenistan'da gerçekleştiği görülmektedir.

2010 başında dünya doğal gaz rezervlerinin ise, 187,5 trilyon m³ seviyesinde olduğu saptanmıştır (Bkz. Şekil 2.9 ve Şekil 2.10). Ortadoğu ülkeleri %40,6'lık bir payla ilk sırada iken, bunu %31,2 pay ile eski Sovyetler Birliği Ülkeleri izlemektedir.

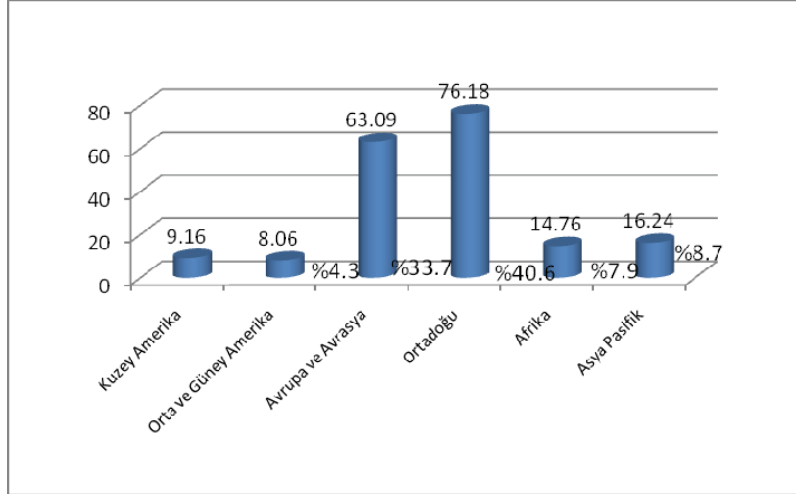


Kaynak: BP Statistical Review Of World Energy June 2010

Şekil 2.9. Dünya İspatlanmış Doğal Gaz Rezervleri, 2009 sonu (Trilyon m³)

Dünya'da 63 yıl daha yetecek doğal gaz rezervi bulunmaktadır.





Kaynak: BP Statistical Review Of World Energy June 2010

Şekil 2.10. 2009 Sonu Dünya Doğal Gaz Rezervleri (Trilyon m³)

Tablo 2.3: Dünya Petrol ve Doğal Gaz Rezervleri (2009 Yılı Sonu)

	Petrol			Doğal Gaz		
	Milyon Ton	%	Rezerv/ Üretim	Trilyon m³	%	Rezerv/ Üretim
Kuzey Amerika	10,2	5,5	15,0	9,16	4,9	11,3
Orta ve Güney Amerika	28,5	14,9	80,6	8,06	4,3	53,2
Avrupa ve Avrasya	18,5	10,3	21,2	63,09	33,7	64,8
Ortadoğu	102,0	56,6	84,8	76,18	40,6	*
Afrika	16,9	9,6	36,0	14,76	7,9	72,4
Asya Pasifik	5,6	3,2	14,4	16,24	8,7	37,0
Toplam	181,7	100,0	45,7	187,49	100,0	62,8
Avrupa Birliği	0,8	0,5	8,2	2,42	1,3	14,1
OECD	12,4	6,8	13,5	16,18	8,6	14,4
OPEC	140,4	77,2	85,3			
OPEC-Dışı **	24,6	13,6	14,7			
Eski Sovyetler Birliği	16,7	9,2	25,5	58,53	31,2	84,2
Kanada Petrol Kumları	23,3					
İspatlanmış Petrol rezervi ve Petrol Kumları	205,0					

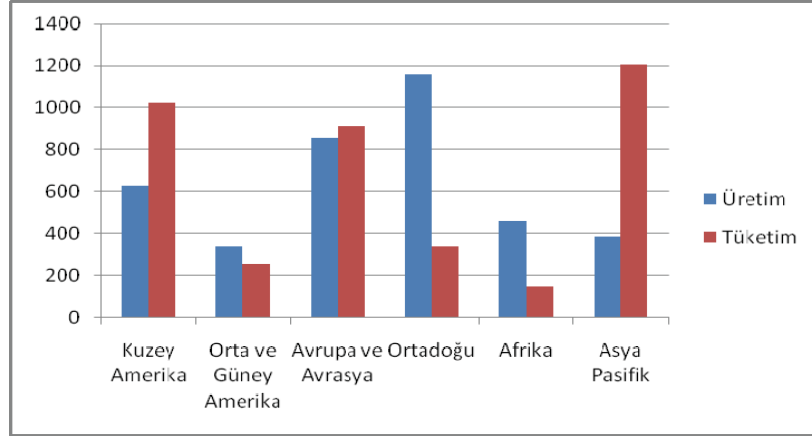
* 100 yıldan fazla

** Eski Sovyetler Birliği Hariç

Kaynak: BP Statistical Review Of World Energy June 2010

2.1.3.2. Üretim

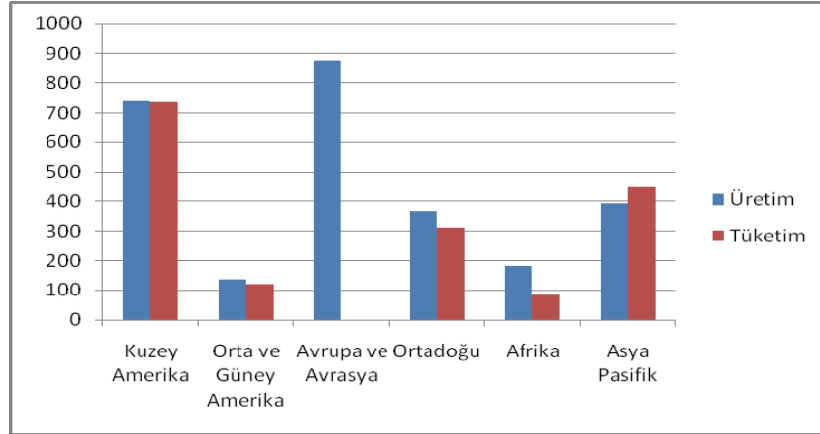
Dünya'da toplam ham petrol üretimi 1982'den sonra en fazla düşme eğilimi göstermiş ve 2009 yılında, 2008'e göre %2,6 düşüş göstererek 3,8 milyar ton olarak gerçekleşmiştir. ABD ham petrol üretimi %7 ile en yüksek artışı göstermiştir. Rusya, Brezilya, Kazakistan ve Azerbaycan'da üretim artmış olup, OPEC'in üretimi kısma kararı neticesinde 1983'den bu yana %7,3 ile OPEC üretiminde en büyük düşüş gerçekleşmiştir. Üretimde ilk sırayı %30 ile Orta Doğu ülkeleri, bunu %12,4 pay ile Rusya Federasyonu ve %8,5 ile ABD izlemektedir.



Kaynak: BP Statistical Review Of World Energy June 2010

Şekil 2.11: 2009 Yılı Dünya Petrol Üretim-Tüketim (Milyon Ton)

2009 yılı dünya doğal gaz üretimi bir önceki yıla göre %2,1 düşmüştür. En fazla düşüş Türkmenistan'da gerçekleşmiştir. Doğal gaz üretimi 3 trilyon m³ olarak gerçekleşmiştir. ABD %20'lik pay ile en büyük üretici konumundadır. Bunu Rusya Federasyonu ve Kanada izlemektedir.



Kaynak: BP Statistical Review Of World Energy June 2010

Şekil 2.12: 2009 Yılı Dünya Doğal Gaz Üretim-Tüketim (Milyon TEP)



2.1.3.3. Tüketim

Dünya petrol tüketiminde de 2009 yılında 1982'den sonra en büyük düşüş yaşanmıştır. 2009 yılında 2008'e göre %1,7 düşüş göstermiştir. OECD ülkeleri dışında tüketimin azda olsa arttığını görülmektedir.

Dünya petrol tüketimi ise 3.9 milyar ton olup, bunun %21,7'sini ABD tüketilmektedir.

2009 yılında yakıt tüketimi içinde en fazla düşüş doğal gaz tüketiminde gerçekleşmiştir. Orta Doğu ve Asya Pasifik Bölgesi dışında tüm bölgelerde tüketimin düştüğü görülmektedir. Doğalgaz tüketimi 2,7 milyar ton petrol eşdeğeri olup, en fazla tüketim %22,2 ile ABD'de gerçekleşmiştir. Bunu %13,2 ile Rusya Federasyonu takip etmiştir. Tüketimdeki en büyük ve çarpıcı artış ise %25,9 ile Hindistan'da olmuştur.

Tablo 2.4: Dünya Petrol ve Doğal Gaz Üretim ve Tüketimi (Milyon TEP)

	Petrol				Doğal Gaz			
	Üretim	%	Tüketim	%	Üretim	%	Tüketim	%
Kuzey Amerika	628,5	16,5	1025,5	26,4	739,4	27,4	736,6	27,8
Orta ve Güney Amerika	338,5	8,9	256,0	6,6	136,4	5,1	121,2	4,6
Avrupa ve Avrasya	854,8	22,4	913,9	23,5	875,7	32,5	952,8	35,9
Ortadoğu	1156,4	30,3	336,3	8,7	366,4	13,6	311,0	11,7
Afrika	459,3	12,0	144,2	3,7	183,5	6,8	84,6	3,2
Asya Pasifik	383,1	10,0	1206,2	31,1	394,6	14,6	446,9	16,8
TOPLAM	3820,5	100,0	3882,1	100,0	2696,0	100,0	2653,1	100,0

Kaynak: BP Statistical Review Of World Energy June 2010

Enerji kaynaklarını üreten ve tüketen ülkeler arasındaki ilişkilerde, özellikle fosil kaynaklara yönelik temin politikaları, yeni stratejik dengelerin oluşmasında ve mevcut dengelerin değişimini doğrudan etkileyen unsurlar olarak ortaya çıkmaktadır.

2.1.3.4. Rafinaj

Kısa vadede krizin etkileri rafinajda da kendisini göstermiştir. Ancak dünya çapındaki gayri safi yurtiçi hasıladaki toparlanmaya rağmen, rafinaj sektörü halen kriz öncesi durumuna ulaşamamıştır. Sektör yeniden yapılanma ve konsolidasyon sürecine girmiştir.



Tablo 2.5. Dünya’da 2009 yılı Bölgelere göre Rafinaj Kapasiteleri (milyon varil/gün)

Bölgeler	2007	2008	2009
Kuzey Amerika	20,9	21,1	21,1
Orta-Güney Amerika	65,1	66,7	66,9
Avrupa ve Avrasya	25,0	24,9	24,9
Orta Doğu	7,5	7,6	7,9
Afrika	3,0	3,2	3,3
Asya Pasifik	24,7	25,2	26,8
TOPLAM	87,7	88,7	90,7

Kaynak: BP Statistical Review Of World Energy June 2010

Dünya toplam rafinaj kapasitesi son yıllarda önemli bir değişiklik göstermemiştir. 2009 yılı sonu itibarıyla günlük toplam rafinaj kapasitesi 90,7 milyon varil düzeyindedir. Bölgelere göre ise; en büyük rafinaj kapasitesi Orta-Güney Amerika’da bulunmaktadır. Bunu Asya ve Avrupa bölgeleri takip etmektedir. Ülkelere göre en yüksek rafinaj kapasitesine sahip beş ülke ise Amerika Birleşik Devletleri, Çin, Rusya, Japonya ve Güney Kore’den oluşmaktadır.

OECD ülkeleri ile OECD dışındaki Rusya, Çin ve Hindistan gibi önemli ülkelerin rafinaj sektörleri ele alındığında önemli sonuçlar ortaya çıkmaktadır.

OECD ülkelerinde 2004 - 2008 döneminde ham petrol işlenmesi ile 2009 yılındaki ham petrol işleme verileri karşılaştırıldığında bir düşüş eğilimi gözlenmektedir; OECD ülkeleri dışındaki Rusya, Çin ve Hindistan’da ise 2009 yılında rafinajın 2004-2008 dönemindeki rafinaj miktarının üzerine çıktığı görülmektedir.

Dolayısıyla OECD dışındaki gelişmekte olan ülkelerde rafinaj sektöründeki büyüme eğilimi bir hayli dikkat çekicidir. Bu gelişme bu ülkelerde rafinaj ihtiyacının hızla karşılanması olarak da değerlendirilebilir.

2.2. Türkiye’deki Gelişmeler

Türkiye’de, ETKB tarafından yapılan projeksiyonlara göre 2020 yılı için petrol talebinin, 2000 yılındaki kullanıma göre iki kat artmasına karşın toplam enerji tüketimi içindeki payının %40,6’dan %21,6’ya düşmesi, doğal gazın payının ise %16’dan %25,2’ye yükselmesi beklenmektedir.

Tablo 2.6: Türkiye Genel Enerji Tüketiminde Kaynakların Payları

	Kaynak Payları (%)		
	2000	2010	2020
Petrol	40,6	26,1	21,6
Doğalgaz	16,0	29,3	25,2
Kömür	30,4	37,3	42,5
Hidroelektrik	3,0	3,3	2,8
Diğer	10,0	4,0	7,9

Kaynak: ETKB

Ülkemizde, 2009 yılında, birincil enerji tüketiminde petrolün payı %31, doğal gazın payı ise %32 olmuştur. İhtiyaç duyulan petrolün %92’si, doğal gazın ise %97’si ithal edilmiştir.



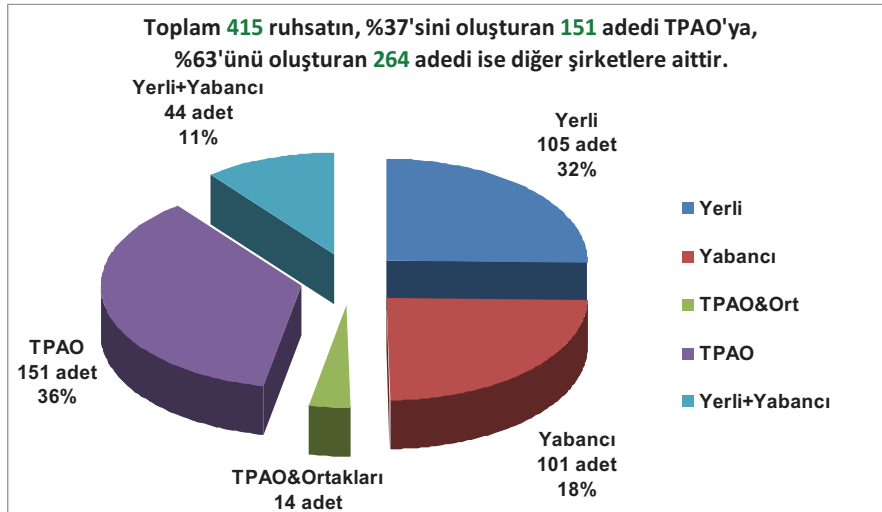
2.2.1. Petrol ve Doğal Gaz Arama Faaliyetleri

1926 yılında çıkartılan 791 Sayılı “Petrol ve Altın İşletme” Yasası’ndan sonra 1935 yılında petrol arama görevi bu yasa ile Maden Tetkik Arama Enstitüsü’ne (MTA) verilmiştir. İşletmeye uygun ilk petrol kuyusu, 1948 yılında MTA tarafından Batman yöresinde bulunmuştur. Bu yıllarda çok uluslu şirketler Türkiye’de yatırım yapmak yerine, ithal ettikleri petrol ürünlerini pazarlayıp satmayı tercih etmişlerdir. Daha sonraları 791,2189 ve 2804 sayılı petrol yasalarından şikâyetçi olan yabancı petrol şirketleri, Max W. Ball’ın önerileri doğrultusunda hazırlanan son derece liberal olan 1954 tarih ve 6326 sayılı Petrol Yasası ile Türkiye’de petrol ile ilgili her türlü faaliyeti yürütme olanağı bulmuşlardır.

1954 yılında bu yasa ile Türkiye’de petrol ve doğalgaz kaynaklarının araması, üretilmesi, rafinajı, taşınması ve pazarlanması yoluyla ülke ekonomisine katkı sağlama görevi Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı’na (TPAO) verilmiştir.

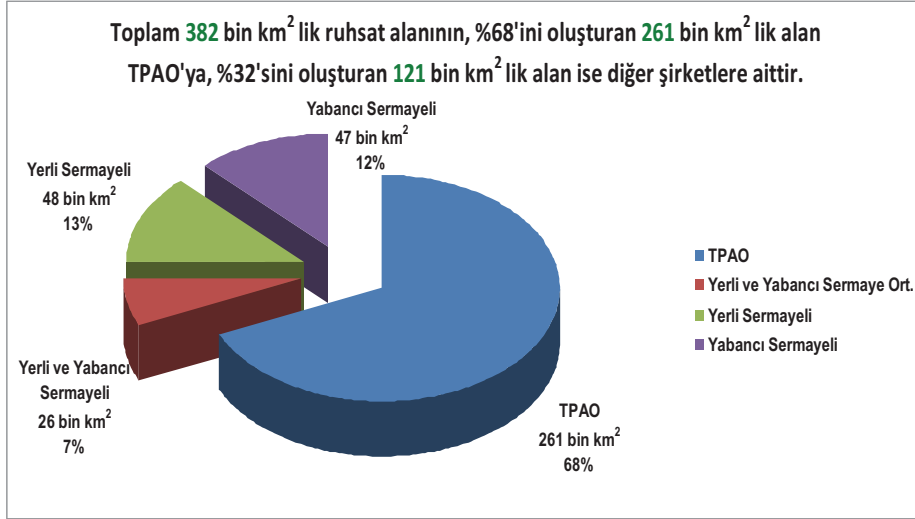
TPAO; dünyadaki tüm petrol şirketlerinde olduğu gibi, TÜPRAŞ, BOTAS, POAŞ, DİTAŞ, İGSAŞ ve İPRAGAZ ile entegre bir yapıda oluşturulmuştur. Ancak 1983 yılından sonra özelleştirmelere hazırlık amacıyla bu zincirleme yapı parçalanarak TPAO, yalnızca hidrokarbon arama ve üretiminden sorumlu petrol şirketine dönüştürülmüştür. Böylece TPAO petrol ürünlerinin dağıtım ve pazarlanmasından sağlanan kar işlevinden mahrum bırakılmıştır.

2009 yılında ülkemizde 24 adet yerli ve 24 adet yabancı olmak üzere toplam 48 adet şirket petrol ve doğalgaz arama ve üretim faaliyetlerinde bulunmuşlardır. Bu şirketlere ait toplam 415 adet arama ruhsatı bulunmaktadır. Bu ruhsatların %36’sına karşı gelen 151 adedi TPAO’ya, 44 adedi (%11) yerli+yabancı şirketlere, 105 adedi yerli şirketlere (%32), 101 adedi yabancı şirketlere (%18), 14 adedi (%3) TPAO+Ortak Şirketlere aittir.



Şekil 2.13: 2009 Yılı Sonu Toplam 415 Adet Arama Ruhsatının Şirketlere Göre Dağılımı

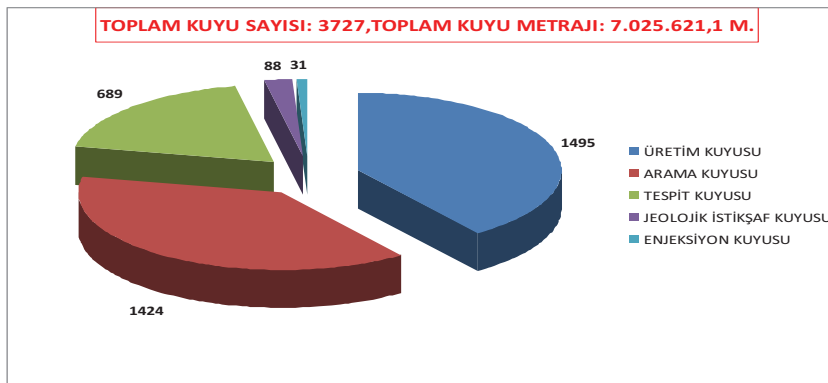
2009 yılsonu itibariyle toplam 382.000 km² Arama Ruhsat Alanının Şirketlere Göre Dağılımı ise; TPAO 261.000 km² (%68), Yabancı Sermayeli 47.000 km² (%12), Yerli Sermayeli 48.000 km² (%13), Yerli ve Yabancı Sermaye Ort. 26.000 km² (%7) şeklindedir.



Kaynak: PİGM

Şekil 2.14: 2009 Yıl Sonu Toplam 382.000 km² Arama Ruhsat Alanının Şirketlere Göre Dağılımı

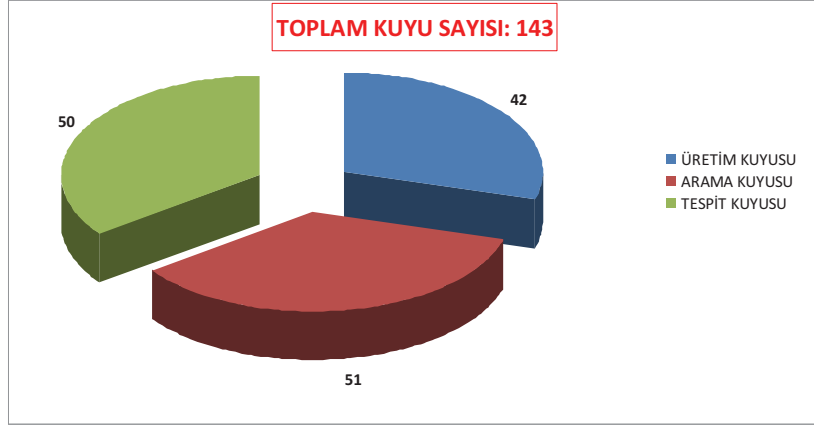
1954 yılından 2009 sonuna kadar 3.819,8 ekip/ay jeolojik, bu yıllar arasında; Kara alanlarında toplam; 171.672,28 km 2-Boyutlu, 9.032,18 km² 3-Boyutlu Sismik veri toplanmıştır. Denizlerde toplam; 152.914,2 km 2-Boyutlu, 23.493,75 km² 3-Boyutlu Sismik veri toplanmıştır. Ülkemizde toplam; 324.586,48 km 2-Boyutlu, 32.525, 93 km² 3-Boyutlu Sismik Veri toplanmıştır. Saha çalışmaları çerçevesinde 3.727 adet kuyu delinerek 7.025.621,1 metre sondaj gerçekleştirilmiştir. Bu kuyulardan 1.424'ü arama, 689'u tespit, 1.495'i üretim, 31'i enjeksiyon, 88'i jeolojik istikşaf amaçlıdır (Şekil 2.15). 2009 yılında 51 adet arama, 50 adet tespit ve 42 adet üretim olmak üzere toplam 143 kuyu açılmış olup 243.255 metre sondaj yapılmıştır (Şekil 2.16).



Kaynak: PİGM

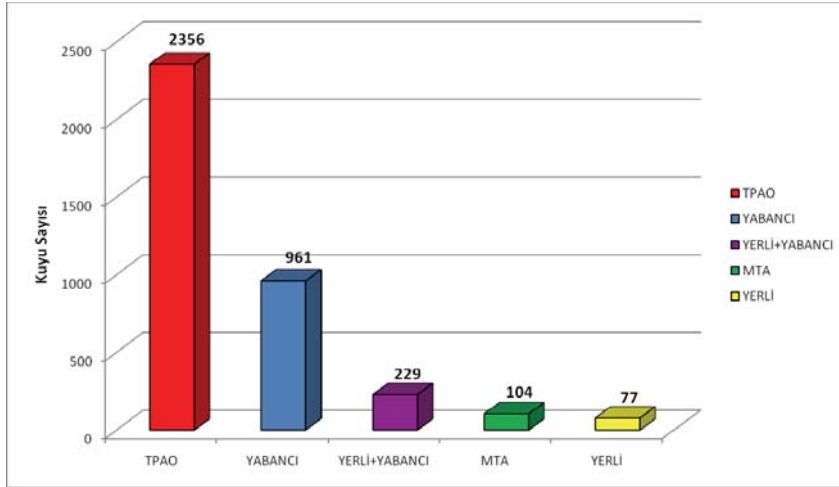
Şekil 2.15: 2009 Yılı Sonu İtibariyle Türkiye'de Kazılan Kuyuların Dağılımı





Kaynak: PİGM

Şekil 2.16: 2009 Yılında Türkiye'de Kazılan Kuyuların Dağılımı



Kaynak: PİGM

Şekil 2.17: 2009 Yılı Sonuna Kadar Türkiye'de Kazılan Tüm Kuyuların Şirketlere Göre Dağılımı

2009 yılı faaliyetleri Trakya, İç Basenler, Doğu Anadolu ve Güneydoğu Anadolu Bölgeleri ile özellikle denizlerimizde yoğunlaşmıştır. Günümüzde, ülkemizin sürekli artan petrol ve doğal gaz talebini kendi öz kaynaklarından karşılamayı hedefleyen sektör bileşenleri, Türkiye'nin aranmamış basenlerine ve özellikle deniz alanlarına yönlendirmiştir.

Kara Alanları

2009 yılında, Petrol şirketleri Trakya, Marmara, Ege, Karadeniz, İç Anadolu, Akdeniz, Doğu ve Güneydoğu Anadolu Bölgelerinde yer alan 11 ayrı Petrol Arama Bölgesinde, 32,4 ekip/ay saha jeolojisi çalışması yapılmıştır. 2423,9 km 2-Boyutlu ve 913,4 km² 3-Boyutlu sismik veri, 19020 nokta gravite-manyetik veri toplanmıştır.

Deniz Alanları

Denizlerimizde, 2009 yılı içinde 9.747,3 km 2-Boyutlu ve 4.039,7 km² 3-Boyutlu sismik program gerçekleştirilmiştir.

Karadeniz'in hidrokarbon potansiyelinin araştırılması, yeni çalışmaların önünün açılması ve elde edilen bilgilerin bölgesel ölçekte değerlendirilmesi için gerekli gayret gösterilmektedir.

Karadeniz'de Petrol Aramaları



Kaynak: TPAO

Şekil 2.18: ExxonMobil Karadeniz'de arama yapacak sondaj platformu

Ülkemizin petrol konusunda umut bağladığı önemli alanlardan birisi de Karadeniz'dir. Üç tarafı denizlerle çevrili olan ülkemizde, deniz aramalarının karaya nazaran daha pahalı olması ve ileri teknoloji ile desteklenmesi zorunluluğu deniz aramaları yatırımları konusunda çeşitli zorluklarla karşılaşılmasına neden olmaktadır. Bu faktörleri göz önünde bulunduran TPAO, deniz aramalarını uluslararası petrol şirketleri ile yaptığı ortaklıklarla yürütmektedir.

Karadeniz'de 2004-2009 yıllarında yapılan ve halen sürdürülen yoğun sismik program, bu bölgeyi büyük petrol şirketlerinin ilgi odağı haline getirmiştir. Brezilya millî petrol şirketi **Petrobras** ile 2006 yılında Sinop ve Kırklareli açıklarında ortaklaşa derin deniz araması yapmak ve **ABD** petrol şirketi Exxon Mobil ile de 2008 yılında Karadeniz'in derin alanlarında arama yapılması amacıyla Arama-Üretim Anlaşmaları imzalanmıştır.

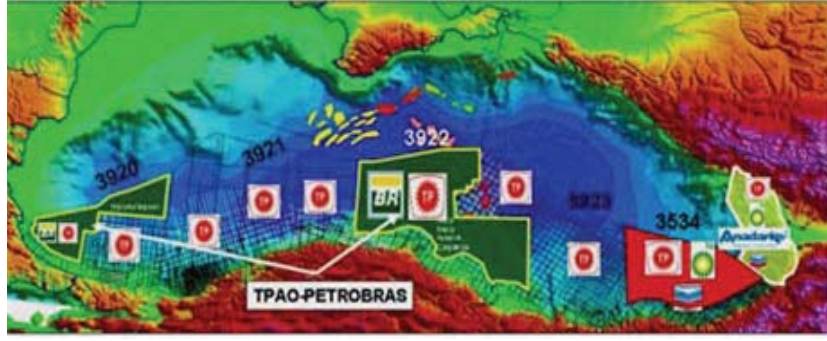
Exxon Mobil'in Kastamonu, Bartın, Samsun illerini kapsayan deniz ruhsatlarında Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO) ile %50-%50 ortaklık yaparak yaklaşık 200 milyon dolar yatırım yapacağı ve 2 tane derin deniz kuyusu kazacağı bilinmektedir. Ayrıca Karadeniz'deki yatırımlarını genişletmek üzere 12 Ocak 2010'da Sinop, Ayancık ve Çarşamba bölgesini kapsayan AR/TPO/3922 No'lu deniz ruhsatında %50 hissesi bulunan Petrobras'dan hissesinin %25'ini satın almıştır. Bu ruhsattaki ortaklık %50 TPAO, %25 Exxon Mobil, %25 Petrobras şeklinde olmuştur. Böylece dünyanın iki dev şirketi Karadeniz'e toplamda 750 milyon dolar civarında yatırım yapmış olacaktır.

Karadeniz'in orta kesiminin derin alanlarında Petrol Aramalarını ilk kez başlatacak olan dünyanın en büyük 2.ci Sondaj Platformu "**Leiv Eiriksson**", **TPAO-Petrobras-Exxon Mobil**



ortaklığındaki ruhsatta sondaj yapmak üzere 31 Aralık 2009'da İstanbul Boğazın'dan giriş yapmıştır. Karadeniz'de Sinop-1 isimli ilk kuyunun sondajına 2200 m. su derinliğinde 26 Şubat 2010 tarihinde başlanmış ve 3 Ağustos 2010 tarihinde 5531 m. son derinlikte bitirilmiştir. Hidrokarbon açısından olumlu bir sonuç açıklanmamıştır.

Aynı platform Sinop-1 kuyusunun bitirilmesinden sonra Orta Batı Karadeniz'in derin alanlarında TPAO'nun tamamı kendisine ait kendi ruhsatında son derinliği 5.500 m. olarak planlanan Yassihöyük-1 kuyusunun sondajına 9 Ağustos 2010 tarihinde başlanmıştır. TPAO Yassihöyük-1 kuyusunun açılacağı ruhsattaki çok yüksek maliyetler ve riskleri paylaşmak amacıyla çıktığı Farmout görüşmelerinde Dünyanın dev petrol şirketlerinden Chevron ile kuyunun sondajı devam ederken 20 Eylül 2010 tarihinde ortaklık anlaşması imzalamıştır. Yapılan anlaşma ile Chevron, Yassihöyük-1 kuyusunun tüm maliyetlerini üstlenmiş, ayrıca ikinci bir kuyu açacağını, herhangi bir nedenle kuyuyu açmaktan vazgeçerse TPAO'ya 100 milyon USD vereceğini belirtmiştir. Anlaşmada 80 milyon USD past cost ve 50 milyon USD bonus verileceği belirtilmiştir. Kuyuda petrol keşfi olması durumunda yapılacak olan üretim paylaşım anlaşmasında TPAO % 70, CHEVRON % 30 pay alacaktır. Böylece TPAO Karadeniz'deki pahalı ve riskli yüksek teknoloji gerektiren yatırımlarını dünyanın dev şirketleriyle yaptığı anlaşmalarla yerine getirmektedir. Yapılan bu ortak çalışmalar TPAO'nun petrol dünyasında tanınmasına ve personelinin dünya standartlarında deneyim kazanmasına önemli katkıları olacaktır.



Kaynak: TPAO

Şekil 2.19: Karadeniz Ruhsat Dağılımı

Ayrıca, "1970'li yıllardan bugüne kadar Karadeniz'de yapılan sismik çalışmalar ve açılan kuyular dikkate alındığında bugüne kadar toplam 4 milyar dolarlık yatırım yapılmıştır. Karadeniz'de arama yatırımları bitmiş olup, sondaj yatırımları başlamıştır. Kuyuların her birisi yaklaşık 250 milyon dolara mal olacaktır. Esas harcama üretim aşamasında olacaktır. O zaman her bir sahada üretim için 8-10 milyar dolar yatırım gerekecektir. Bunların hepsini düşündüğümüz zaman Karadeniz'de 50-60 milyar dolardan fazla yatırım söz konusu olacak. Ama bizim yıllık enerji faturamızın ortalama 30 milyar dolar olduğunu düşünürsek, 2 yılda yatırım parası çıkmış olacak." şeklinde açıklama yapılmıştır.

Batı Karadeniz

Karadeniz karasularımız içerisinde 2004 yılında Akçakoca-Ayazlı-Akkaya ve Doğu Ayazlı sahalarında doğalgaz keşfi gerçekleştirilmiştir. Ayazlı-Akkaya ve Doğu Ayazlı sahaları üretime alınmıştır. TPAO- Petrol Ofisi-STRATIC ve TIWAY OIL ortaklığında günde yaklaşık 500 bin m³ gaz üretimi devam etmektedir. Ayrıca, Akçakoca sahasında yeni kuyular açılarak üretime alma çalışmaları da sürdürülmektedir.

2.2.2. Petrol ve Doğal Gaz

2.2.2.1. Rezervler

2009 yılı sonu itibariyle 172,5 milyon ton üretilebilir ham petrol rezervimiz bulunmaktadır. Bunun 133,1 milyon ton'u üretilmiş olup, kalan üretilebilir rezervimiz ise 44,4 milyon ton'dur. 2009 yılı sonu itibariyle kalan ham petrol rezervimiz bugünkü üretim ve yeni keşifler olmaması halinde 15 aylık ihtiyacımızı karşılayabilecek seviyededir.

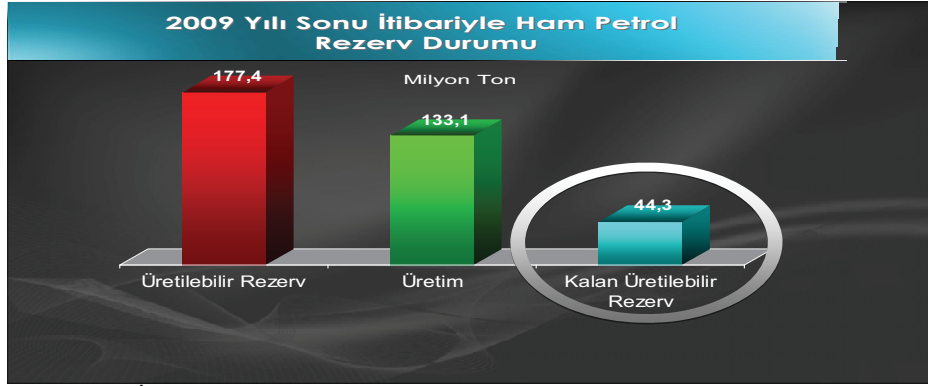
Tablo 2.7: 2009 Yılı Sonu İtibariyle Türkiye Ham Petrol Rezervleri

Rezervardaki Petrol (*)		Üretilebilir Petrol		Kümülatif Üretim		Kalan Üretilebilir Petrol	
M. Ton(**)	Varil	M. Ton(**)	Varil	M. Ton(**)	Varil	M. Ton(**)	Varil
6.786.346.485	994.373.751	1.238.298.366	177.442.701	938.478.516	133.071.872	29 .819.850	44.370.829

(*) İspatlanmış, muhtemel ve mümkün rezervler toplamıdır.

(**) Metrik Ton

Kaynak: PİGM



Kaynak: PİGM

Şekil 2.20: 2009 Yılı Sonu İtibariyle Ham Petrol Rezerv Dağılımı

2009 yılsonu itibariyle 17,5 milyar m³ üretilebilir doğalgaz rezervimiz bulunmaktadır. Bunun 11,3 milyar m³'ü üretilmiş olup, kalan üretilebilir rezervimiz ise 6,2 milyar m³'tür. 2009 yılı sonu itibariyle kalan doğalgaz rezervimiz bugünkü üretim ve yeni keşifler olmaması halinde 2 aylık ihtiyacımızı karşılayabilecek seviyededir.

Tablo 2.8: 2009 Yılı Sonu İtibariyle Türkiye Doğal Gaz Rezervleri

Rezervardaki Gaz (m ³)	Üretilebilir Gaz (m ³)	Kümülatif Üretim (m ³)	Kalan Üretilebilir Gaz (m ³)
23.140.059.653	17.524.217.546	11.303.291.166	6.220.926.380

(*) İspatlanmış, muhtemel ve mümkün rezervler toplamıdır.

Kaynak: PİGM





Kaynak: PİGM

Şekil 2.21: 2009 Yılı İtibariyle Doğal Gaz Rezervi

Kalan üretilebilir rezervin: ham petrolede; %95'i Güneydoğu Anadolu, %5'i ise Marmara bölgesindedir. Doğal gazda ise; %52'si Güneydoğu Anadolu, %32'si Trakya, 11'i Batı Karadeniz Bölgesi'nde bulunmaktadır.

Ülkemizde gerçekleştirilen arama çalışmalarının %75'i Güneydoğu Anadolu'da, %17'si Trakya'da, %8'i ise diğer bölgelerde gerçekleştirilmiştir.

2.2.2.2. Üretim Faaliyetleri

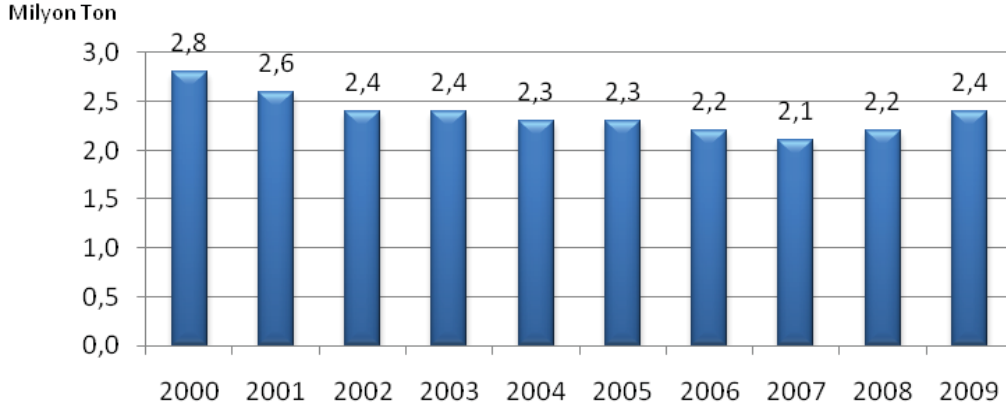
2009 yılı sonu itibariyle ham petrol üretimimiz 2, 4 milyon ton, ortalama günlük üretim 41 bin varil olup, üretimin tüketimi karşılama oranı %8 olarak gerçekleşmiştir.

2009 yılında üretilen yaklaşık 2,4 milyon ton ham petrolün, %69'unu oluşturan 1,65 milyon tonu TPAO, %31'ini oluşturan 0,75 milyon tonu ise diğer şirketler tarafından gerçekleştirilmiştir.

Tablo 2.9: Türkiye'de Petrol Üretimi

Şirket Adı	Üretim (ton)
TPAO	1.647.200
Perenco	342.252
TPAO ve Ortakları (Perenco, Tiway, Amity, Tpic)	311.361
Petroleum – Dorc.	77.091
Aladdin Middle East ve Ortakları	19.803
Toplam	2.397.707

Kaynak: PİGM



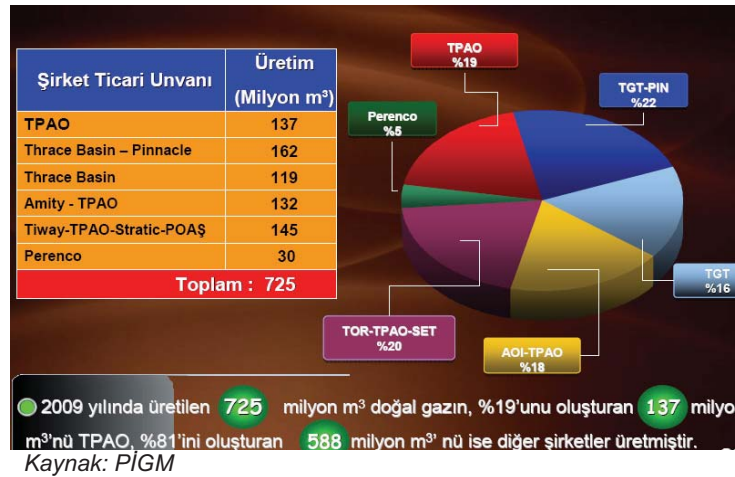
Kaynak: PİGM

Şekil 2.22: Yıllar itibariyle Türkiye Ham petrol Üretimi, (Milyon Ton)

2009 yılında TPAO tarafından 366 milyon dolar, diğer şirketler tarafından ise 350 milyon dolar olmak üzere 716 milyon dolar petrol ve doğal gaz arama ve üretim yatırımları gerçekleştirilmiştir.

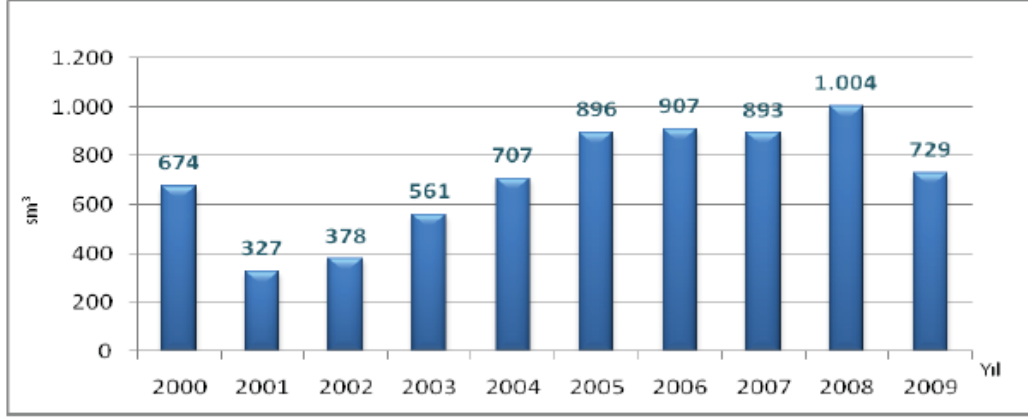
Dışa bağımlılığın bu denli yüksek olduğu ülkemizde, doğal gaz üretimi 2007'de 893 milyon m³ olurken, ithalat 35.883 milyon m³ olmuş ve yerli üretim 36.682 milyon m³'lük arzın yalnızca %2,43'ünü karşılayabilmiştir. Yerli üretim 2008'de 1 milyon m³'e yükselmiş, 2009'da 725 milyon m³ olarak gerçekleşmiştir. TPAO'nun Akçakoca açıklarında gaz bulunduğu kuyuların tamamının ve Trakya'da gaz bulunan yeni kuyuların önümüzdeki yıllarda devreye alınmasıyla; yerli üretim bir miktar daha artabilecektir.

2009 yılı sonu itibariyle, ülkemizin doğal gaz üretimi 725 milyon m³ olup, ortalama günlük üretim 2,8 milyon m³ olarak gerçekleşmiştir, Üretimin tüketimi karşılama oranı %3'dür.



Şekil 2.23: 2009 Yılı Doğal Gaz Üretimini Şirketler Bazında Dağılımı

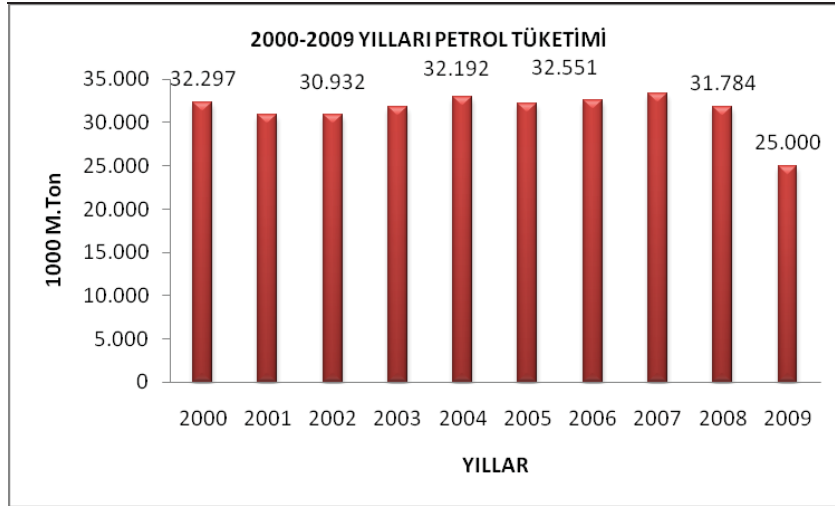
2009 yılında üretilen 729 milyon m³ doğal gazın, %38'ini oluşturan 277 milyon m³'ü TPAO (Ortaklık hissesi dahildir), %62'sini oluşturan 452 milyon m³'ü ise diğer şirketler tarafından üretilmiştir.



Kaynak: PİGM

Şekil 2.24: Yıllar İtibariyle Türkiye Doğal Gaz Üretimi, Milyon Sm³,

2.2.2.3. Tüketim



Kaynak: PİGM

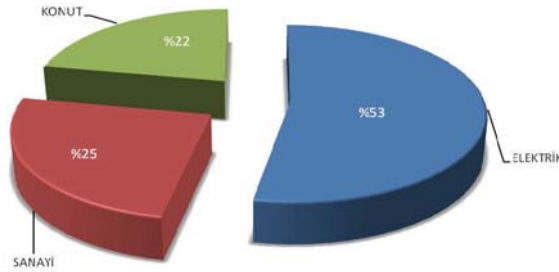
Şekil 2.25: 2000-2009 Yılları Petrol Tüketimi

Türkiye'nin petrol tüketiminde 2000-2008 yılları arasında çok büyük değişiklikler olmamıştır. Ancak, 2009 yılında yaşanan kriz nedeniyle petrol tüketiminde yaklaşık %30 civarında azalma olmuştur. 2000 yılında toplam enerji tüketimi içinde petrol payı %40,6 civarında iken 2008 yılında bu oran %30'lara düşmüştür.

Türkiye'de doğal gaz tüketimi 1987 yılından bu yana sürekli artan bir eğilim içindedir. Doğal gaz arzı 2009 yılı sonunda; 0,729 milyar m³'ü yerli üretim, 35,8 milyar m³'ü ithal olmak üzere toplam 36,6 milyar m³'e ulaşmıştır. Doğal gaz tüketim miktarının 2010 yılında 45 milyar m³'e, 2015 yılında 57 milyar m³'e çıkacağı tahmin edilmektedir.

Türkiye genel enerji tüketiminde; doğal gaz tüketimi petrolün ardından %29 pay ile ikinci sırada yer almaktadır. Böylece, Türkiye 'de doğal gaz tüketimi 22 yılda yaklaşık 64 kat artmış olacaktır. Artan talebin en büyük bölümünü, elektrik enerjisi üretimi için doğal gaz tüketimi oluşturmaktadır. 2008 yılı doğal gaz tüketiminin sektörel dağılımında elektrik enerjisi üretimi için doğal gaz kullanımı, %57'lik pay ile başta gelmektedir. Elektriği %22 ile konut, %20 ile sanayi ve %0,7 ile gübre sektörü izlemektedir.

2009 yılı ulusal doğal gaz tüketiminin sektörel dağılımı; elektrik %53, sanayi %25 ve konut %22 olarak gerçekleşmiştir.



Kaynak: BOTAŞ

Şekil 2.26: 2009 Yılı Sektörel Doğal Gaz Tüketimi

Tablo 2.10:
Yıllar İtibarıyla Doğal Gaz Satış Miktarları (Milyon Sm³)

YILLAR	ELEKTRİK	GÜBRE	KONUT	SANAYİ	TOPLAM
1998	5.333	472	2.185	1.898	9.889
1999	7.743	141	2.355	1.801	12.040
2000	9.420	110	2.724	1.895	14.148
2001	10.634	118	2.766	2.007	15.525
2002	11.264	481	2.883	2.227	16.855
2003	13.274	461	3.877	2.962	20.574
2004	13.002	519	4.387	3.830	21.738
2005	13.347	584	5.804	6.725	26.460
2006	14.358	154	7.140	8.372	30.024
2007	17.271	-	7.759	9.477	34.507
2008	17.685	-	8.287	9.720	35.656

Kaynak: BOTAŞ



2.2.2.4. İthalat

Yerli üretimin çok kısıtlı olması nedeniyle doğal gaz tüketiminin tamamına yakını ithalatla karşılanmaktadır. Bu açıdan, doğal gaz sektöründe; arz güvenliğinin sağlanması ve rekabet koşullarının sağlandığı bir ortamın oluşturulması gerekmektedir. Tüketicilere tedarikçilerini serbestçe seçme olanağı tanınarak doğalgazın sürekli ve ekonomik olarak tüketicilerin kullanımına sunulması sektörün öngörülen yapıya kavuşturulmasında önemli bir rol oynamaktadır.

Tablo 2.11: Yıllar İtibarıyla İthal Edilen Doğal Gaz Miktarları (Milyon Sm³)

YIL	MİKTAR	YIL	MİKTAR
1987	433,00	1998	10.233,00
1988	1.136,00	1999	12.358,00
1989	2.986,00	2000	14.822,00
1990	3.246,00	2001	16.368,00
1991	4.031,00	2002	17.624,00
1992	4.430,00	2003	21.188,00
1993	4.952,00	2004	22.174,00
1994	5.375,00	2005	27.028,00
1995	6.858,00	2006	30.741,00
1996	8.040,00	2007	36.450,00
1997	9.874,00	2008	37.793,00
		2009	35.856,00

Kaynak: BOTAŞ

Tablo 2.12: Doğal Gaz Alım Anlaşmaları

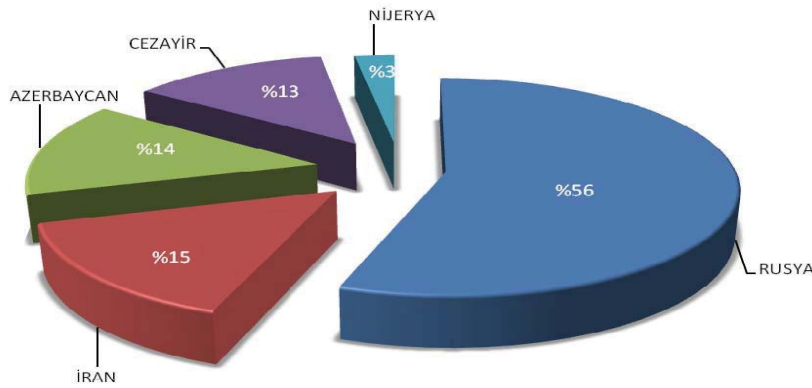
Mevcut Anlaşmalar	Miktar (Plato) (Milyar m ³ /yıl)	İmzalanma Tarihi	Süre (Yıl)	Durumu
Rus.Fed. (Batı)	6,0	14 Şubat 1986	25	Devrede
Cezayir (LNG)	4,0	14 Nisan 1988	20	Devrede
Nijerya (LNG)	1,2	9 Kasım 1995	22	Devrede
İran	10,0	8 Ağustos 1996	25	Devrede
Rus. Fed. (Karadeniz)	16,0	15 Aralık 1997	25	Devrede
Rus. Fed. (Batı)	8,0	18 Şubat 1998	23	Devrede
Türkmenistan	16,0	21 Mayıs 1999	30	-
Azerbaycan	6,6	12 Mart 2001	15	Devrede

Kaynak: BOTAŞ



Yukarıdaki tabloya göre,2012 yılında Gazexport-Rusya Federasyonu ile 6 milyar m³ ve 2014 yılında Sonatrach-Cezayir ile 4 milyar m³ olmak üzere toplam 10 milyar m³'lük doğal gaz alım anlaşması sona erecektir. Rusya Federasyonu ile 6 milyar m³'lük anlaşmanın süresin uzatılacağı ve bu sözleşmenin Gazprom'un Türkiye'de ortak olduğu şirkete ve bu şirketin birlikte çalışacağı yerli gruba devredileceği haberleri basında yer almıştır.Ancak sözleşmenin hangi şartlarda,ne kapsamda yenileneceği kamuoyu tarafından bilinmemektedir.

Önümüzdeki yıllarda daha da artması beklenen doğal gaz tüketimi dikkate alındığında Türkiye'nin mevcut doğal gaz şebeke alt yapısının geliştirilmesi, bu amaçla BOTAŞ'ın güçlendirilmesi ve yeni doğal gaz alım sözleşmeleri yapabilmesi gerekmektedir.



Kaynak: BOTAŞ

Şekil 2.27: 2009 Yılı Ükelere Göre Doğal Gaz İthalatının Yüzde Payı.

Rusya'yla 1986 yılında imzalanan yıllık 6 milyar m³ miktarındaki ilk alım anlaşmasının ardından, arz kaynaklarının çeşitlendirilerek arz güvenliğinin ve tedarikte esnekliğin artırılması amacıyla 1988 yılında imzalanan alım anlaşması kapsamında 1994 yılından itibaren Cezayir'den, 1995 yılında imzalanan alım anlaşması kapsamında ise 1999 yılından itibaren Nijerya'dan LNG alımına başlanmıştır. Artan tüketim miktarının karşılanabilmesi amacıyla imzalanan diğer alım anlaşmaları kapsamında sırasıyla Rusya (İlave Batı Hattı), İran ve Rusya (Mavi Akım Hattı)'dan doğal gaz alımına devam edilmiştir.

12.03.2001 tarihinde imzalanan alım anlaşması kapsamında 2007 yılından itibaren Azerbaycan'dan da gaz alımına başlanmıştır. Böylece mevcut durum itibariyle Türkiye, 1999 yılında imzalanmakla birlikte henüz devreye girmediği için toplama dahil edilmeyen Türkmenistan anlaşması hariç olmak üzere, 5 farklı ülkeden uzun dönemli doğal gaz alım anlaşmaları kapsamında doğal gaz ithalatı gerçekleştirmektedir.

1999-2009 dönemi içerisinde ithal kaynaklarının payları incelendiğinde Mavi Akım hattından gaz alımının başladığı ve İran'dan alınan doğal gaz miktarında önemli bir artışın gerçekleştiği 2003 yılından itibaren, Batı Hattından gelen doğal gaz ile Cezayir ve Nijerya'dan alınan LNG'nin toplam ithalat içindeki payında oransal azalma olduğu, ithalatta Rusya'nın ağırlığını koruduğu görülmektedir.



2.2.2.5. İhracat

İthal edilmiş veya yurt içinde üretilmiş doğal gazın yurt dışına ihraç edilebilmesi faaliyeti, EPDK'dan ihracat lisansı almış olan tüzel kişiler tarafından gerçekleştirilebilmektedir.

2009 yılı itibarıyla sadece BOTAŞ'ın ihracat lisansı bulunmakta olup söz konusu lisans Türkiye-Yunanistan boru hattı vasıtasıyla 06.04.2004 tarihinden itibaren 10 yıl süre ile Yunanistan'a doğal gaz ihraç etme yetkisini kapsamaktadır.

Tablo 2.13: Yıllar İtibarıyla Doğal Gaz İhracat Miktarları (Milyon Sm³)

YIL	MİKTAR
2007	31,00
2008	443,00
2009 (*)	721,00

* Aralık ayı itibarıyla gerçekleşme miktarlarıdır.

Kaynak: BOTAŞ

2.2.3 Doğal Gaz Depolama

Doğal gazın yaygın olarak kullanıldığı bütün ülkelerde olduğu gibi, Türkiye'de de doğal gaz talebi mevsimlere göre değişmekte, kış aylarındaki talep yaz aylarındaki talebin iki katına kadar çıkabilmektedir. Bu nedenle, yaz aylarında talep fazlası gazın saklanabileceği, kış aylarında da depolanan bu gazın artan talebi karşılamak için kullanıma sunulabileceği gaz depolarına uzun süredir ihtiyaç duyulmaktadır.

Diğer taraftan, 18.04.2001 tarih ve 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu, doğal gaz ithal eden şirketlerden ithal ettikleri doğal gazın %10'unu yurtiçinde depolama konusunda, depolama şirketleriyle anlaşma yapması şartını aramaktadır. Ayrıca, doğal gazın toptan satışını yapacak olan şirketlerin de gerekli depolama önlemlerini almaları zorunlu tutulmuştur.

1994 yılında devreye alınmış olan ve halen BOTAŞ mülkiyet ve işletmesinde olan Marmara Ereğlisi ile 2001 yılında İzmir Aliağa'da kurulan ve 2006 yılında kullanılmaya başlanan EGEGAZ LNG Terminalleri, ithal edilen LNG'nin gazlaştırılarak sisteme verilmesinde ve doğal gazın en fazla tüketildiği pik kullanım dönemlerinde azami çekişleri düzenleyerek talep değişimlerinin karşılanmasında kullanılmak üzere kurulmuş olan tesislerdir.

TPAO'nun Trakya'daki Kuzey Marmara ve Değirmenköy doğal gaz üretim sahalarındaki mevcut doğal gazın tüketimi sonrası yer altı doğal gaz depolama tesisi olarak kullanılmasına ilişkin olarak BOTAŞ ve TPAO arasında 21 Temmuz 1999'da Doğal Gaz Yer Altı Depolama ve Yeniden Üretim Hizmetleri Anlaşması imzalanmıştır. Türkiye'nin, ilk yer altı doğal gaz depolama tesisleri olan Silivri'deki Kuzey Marmara ve Değirmenköy yer altı doğal gaz depolama tesisleri Temmuz 2007'de işletmeye açılmıştır. 1,6 milyar m³ kapasiteli Silivri-Değirmenköy Doğal Gaz Depolama Tesislerinin depolama kapasitesinde artış sağlanması ve yeni depolama sahalarının tesis edilmesine ilişkin çevre, fizibilite ve teknik çalışmalar sürdürülmektedir. Bu tesislerin, depolama kapasitesinin 3,0 milyar m³'e, geri üretim kapasitesinin ise 50 milyon m³/gün'e çıkarabilmek için gerekli çalışmalar yürütülmektedir. Mevcut kapasitenin 2014 yılı sonuna kadar %77 oranında artırılması yönelik çalışmalar sürdürülmektedir.

Bunun yanı sıra Tuz Gölü Havzası'nda oluşturulacak tuz domlarının doğal gazı yer altında depolamak amacıyla kullanımı için geliştirilen Tuz Gölü Doğal Gaz Yer Altı Depolama Projesi'nin mühendislik çalışmalarına Temmuz 2000'de başlanmış ve 2010 yılında yapım ihalesine çıkmış olup, teklifler değerlendirme aşamasındadır.



Tablo 2.14: Depolama Faaliyetine İlişkin Veriler

ŞİRKET ADI	LİSANS SÜRESİ	DEPOLAMA TESİSLERİ	DEPOLAMA KAPASİTESİ
BOTAŞ (LNG)	04.04.2003 tarihinden itibaren 10 yıl	Marmara Ereğlisi/Tekirdağ	255.000 m ³ LNG (85.000 m ³ x 3)
EGE GAZ A.Ş. (LNG)	04.04.2003 tarihinden itibaren 30 yıl	Aliağa/İzmir	280.000 m ³ LNG (140.000 m ³ x 2)
TPAO (DOĞAL GAZ)	18.04.2003 tarihinden itibaren 30 yıl	Silivri/İstanbul	1.600.000.000 m ³
BOTAŞ (DOĞAL GAZ)	27.06.2007 tarihinden itibaren 30 yıl	Sultanhanı/Aksaray	960.000.000 m ³

Kaynak: EPDK

4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu ile doğal gaz piyasasında serbestleşme hedeflenmiştir. 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu hukuki olarak BOTAŞ'ın tekel konumunu ortadan kaldırmıştır. Kanunda öngörüldüğü üzere şehir içi dağıtım lisansları için EPDK tarafından ihaleler düzenlenmektedir

2.2.4. Nabucco Doğal Gaz Boru Hattı Projesi

Ortadoğu ve Hazar Bölgesi doğal gaz rezervlerini Avrupa pazarlarına bağlamayı öngören Türkiye-Bulgaristan-Romanya-Macaristan-Avusturya Doğal Gaz Boru Hattı (Nabucco) ile ilk etapta güzergah üzerindeki ülkelerin gaz ihtiyacının karşılanması amaçlanmakta olup, takip eden yıllarda ise taşınan gazın yaklaşık %50'si Avusturya'da bulunan gaz depolama tesisine teslim edilecek ve diğer ülkelerin gaz taleplerindeki gelişmelere göre Batı Avrupa'daki gaz müşterilerine ulaştırılacaktır.

Yaklaşık uzunluğunun 3.300 km, kapasitesinin ise 25,5-31 milyar m³/yıl olması, 2013 yılında ilk kapasite ile devreye alınması planlanmaktadır.

Boru hattı güzergahının planlanan uzunluğu :

Nabucco Boru Hattı Toplam Uzunluğu (Besleme Hatları Hariç): 2.841 km

Nabucco Boru Hattı Toplam Uzunluğu (Besleme Hatları Dahil): 3.282 km

Tablo 2.15: Nabucco Doğal Gaz Boru Hattı Projesi

Ana Nabucco Hattı:	Türkiye	: 1.558 km
	Bulgaristan	: 392 km
	Romanya	: 457 km
	Macaristan	: 388 km
	Avusturya	: 46 km
Besleme Hatları:	Gürcistan sınırı - Horasan	: 226 km
	İran sınırı - Horasan	: 214 km
TÜRKİYE TOPLAM		: 1.988 km

Kaynak: BOTAŞ



Mevcut şartlara bakıldığında, Azerbaycan Şah Deniz, Türkmenistan ve diğer Trans-Hazar kaynakları ile İran gazının taşınması öngörülmektedir. Uzun vadede Irak ve Suriye üzerinden Mısır gaz kaynağı başta olmak üzere diğer çevreleyen kaynaklardan da gaz taşınması planlanmaktadır.

Proje çalışmaları Şubat 2002'de BOTAŞ'ın girişimi ve Bulgargaz (Bulgaristan), Transgaz (Romanya) ve OMV Erdgas (Avusturya-Şimdiki OMV Gas) şirketleri ile yaptığı görüşmeler sonucunda oluşturulan çalışma grubu ile başlatılmıştır.

Nabucco hattının yapımı ile ilgili olarak finansman modelinin geliştirilmesi, yatırımcılar için uygun teşviklerin araştırılması, pazarlama faaliyetlerinin koordinasyonu ve muhtemel tedarikçiler ile kontrat müzakerelerinin gerçekleştirilmesi işlerinin tek bir elden yürütülmesi amacı ile ilgili 5 şirket tarafından merkezi Viyana'da "Nabucco Company Study Pipeline GmbH" şirketi kurulmuştur.

2004 yılında ortaklarca Ortaklık Anlaşması imzalanmıştır. Ortaklık Anlaşmasının imzalanması ile proje mühendislik, inşaat, finansman tedariki gibi konularda daha geniş iş kapsamı tarifi yapılmıştır. Ancak proje geliştirme sürecinde gelinen aşama göz önünde bulundurularak projenin finansmanını sağlayıp yatırımlarını gerçekleştirmesi amacı ile 2005 yılında şirketin Nabucco Gas Pipeline International Şirketine (NIC) dönüşümü kabul edilmiştir. Bununla birlikte her bir transit ülkede de Nabucco Yerel Şirketleri (NNC) kurulacaktır. NNC şirketleri boru hattının geliştirilmesi, yapımı, işletimi ile bakımı ve idamesinden sorumlu olacaktır. Halihazırda Romanya, Macaristan Avusturya ve Bulgaristanda'da NNC kuruluşları tamamlanmış olup, Türkiye NNC kuruluşlarına dair girişimleri sürdürmektedir.

Nabucco Projesi'ne ilişkin olarak yapılması öngörülen anlaşmalar (Ortaklık Anlaşması, Hükümetlerarası Anlaşma, İşletme Anlaşması, Ev Sahibi Ülke Anlaşması v.s) ve diğer işler üzerinde çalışmak üzere oluşturulan Hukuk Çalışma Grubu çalışmalarını sürdürmektedir.

"Majör Yeni Şirket Ortağı" adayları içerisinde öncelikli olarak tespit edilen şirketler ile projeye eşit oranda (~16,6%) katılım için görüşmeler sürdürülmüştür. 05.02.2008 tarihinde RWE Midstream GmbH Şirketi resmi olarak Nabucco Projesi'nin 6. ortağı olmuştur.

Hükümetlerarası anlaşma 13 Temmuz 2009'da Ankara'da imzalanmıştır.

Bu anlaşmanın imzalanması ile yoğun bir sürece girilmiştir. Anlaşma uyarınca önümüzdeki günlerde ülkemizde de Nabucco Ulusal şirketi kurulacaktır.

Projenin gerçekleşmesinde en önemli husus projeye hangi kaynaktan gaz sağlanacağıнын netleşmesidir.

Nabucco, Türkiye ve Avrupa için kaynakların ve güzergahların çeşitlendirilmesi açısından önem taşıyan bir projedir. Ayrıca, AB'ye üye olan ve olmayan Avrupa ülkelerinin tamamında hızla artan elektrik üretim talebinin gaz satrallerinden karşılanması ve bunun için gerekli gazın temini de Nabucco projesinin önemini vurgulamaktadır.

Proje için "başlangıç gazı" sorunu bulunmakta olup, başlangıç gazı Azeri Şahdeniz Faz II olması söz konusuydu. Ancak aynı gaz için gerçekleştirilmesi planlanan iki ayrı projeden; ITG-Poseidon Boru Hattı Projesi ve Trans-Adriyatik Boru Hattı Projesi teklif gelmiştir.

Böylece serbest piyasa koşullarında Faz II gazı için rekabet ortamı oluşmuştur. Nabucco projesinde Avrupa'ya gaz tedariki yanında fiyatın da aşağı yönlü olması amaçlanırken



böylesine bir rekabet ortamı fiyatların yukarı yönlere hareket etmesine neden olmuştur. Diğer taraftan bu rekabet ortamında Azeri gazı için İran ve Rusya da teklif vermişlerdir.

Bu çerçevede, Azeri gazı için Rusya ile örnek anlaşma yapılmış olup, Rusya istediği kadar Azeri gazını alabileceğini duyurmuştur. Aynı zamanda Rusya'nın kendi gaz üretimlerine ilaveten, Türkmenistan, Kazakistan, Özbekistan ve Azerbaycan ile miktarları artırılabilir gaz kontratları bulunmaktadır.

Bütün bunlar dikkate alındığında; söz konusu Nabucco Projesinin gerçekleştirilebilmesi için Rus gazına ihtiyaç duyulduğu ve Rus gazının bu projeye katılımının gündeme geldiğini görmektediriz.

Nabucco için, gerekli gaz miktarının kontrat altına alınması hususunun fiyattan daha da öncelikli olduğunu görmektediriz.

İlk aşamada Azerbaycan'dan gelecek 8 milyar m³ gaz ile hattın devreye gireceği konuşulmaktadır. Sonraki aşamalarda diğer üretici ülkelerin katılımı ile arzın artırılması planlanmaktadır.

- Azeri gazının Nabucco ile mi, Rusya'nın alternatif hatlarından mı Avrupa'ya ulaştırılacağı,
- Irak'ta ne zaman stabilizasyon sağlanacağı ve yeterli miktarda ihracata başlanacağı,
- İran'ın projeye dahil olup, olmayacağı,

gibi konular proje için önemli problemlerdir.

Ayrıca, ekonomik krizin Avrupa doğalgaz talebini azalttığı hususu da önemli bir faktördür.

2010 yılının son çeyreğinde Nabucco Uluslararası Şirketi open-season denilen döneme girecektir. Bu dönemde Nabuccoyu kullanmak isteyenler, alıcı ve satıcılar anlamında görüşmeler yapılacaktır. Şu anda Nabucco Konsorsiyumu üretici ülkeler ve tüketici şirketler ile görüşmelerini sürdürmektedir.

Türkiye Nabucco projesi kapsamında Avrupa Birliği ile Güney Akım projesi kapsamında da Rusya Federasyonu ile ilişkilerini yoğun biçimde sürdürecektir.



Kaynak: BOTAŞ

Şekil 2.28: Avrupa'ya Doğal Gaz Arzı Projeleri



2.3. RAFİNAJ SEKTÖRÜ

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 Aliağa/İzmir'de rafineri kurulması için lisans verilmiştir.

Tablo 2.16: Rafinaj Sektöründe Kurulu Kapasite ve Kapasite Kullanım Oranları

Rafineri	Kapasite ve KKO* (Mton/yıl ve %)	Yıllar		
		2007	2008	2009
İzmit	Kapasite	11	11	11
	KKO	100	94	75
İzmir	Kapasite	11	11	11
	KKO	97	93	67
Kırıkkale	Kapasite	5	5	5
	KKO	63	58	62
Batman	Kapasite	1,1	1,1	1,1
	KKO	71	72	58
TOPLAM	Kapasite	28,1	28,1	28,1
	KKO	91,1	86	69

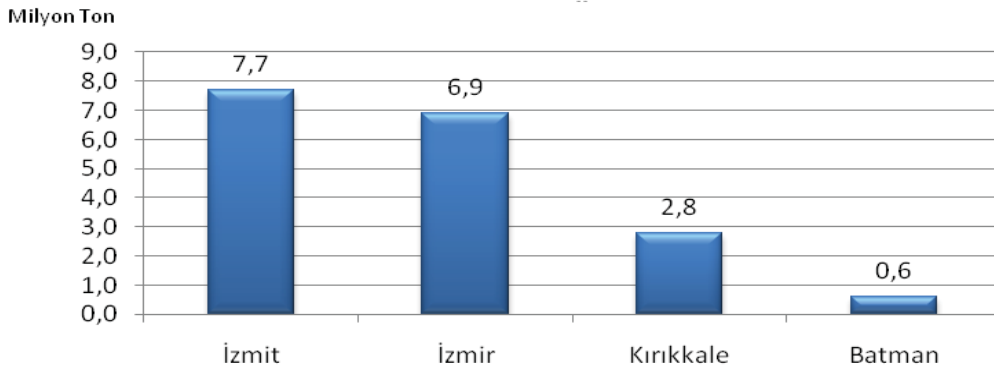
* KKO: Kapasite Kullanım Oranı

Kaynak: TÜPRAŞ

2.3.1. Rafinerilerde İşlenen Ham petrol

Ülkemizde 2009 yılında 0, 5 milyon tonu stoktan olmak üzere, toplam 16, 98 milyon ton ham petrol işlenmiştir.

Şubat 2009 tarihinde kriz ortamındaki talep yetersizliği nedeniyle İzmir Rafinerisinde planlı duruş gerçekleştirilmiştir.

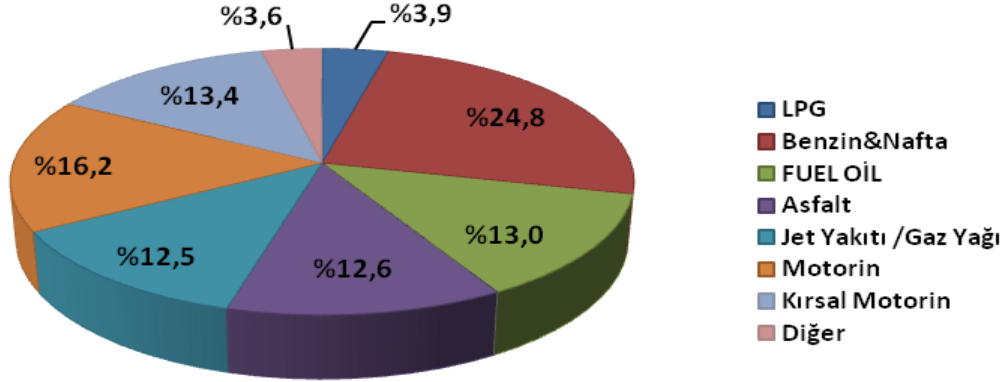


Kaynak: TÜPRAŞ

Şekil 2.29: 2009 Yılı Rafineri Bazında İşlenen Ham Petrol Miktarı (Milyon Ton)

2.3.2. Rafinerilerde Üretilen Petrol Ürünleri

2009 yılında petrol ürünleri üretimi 15,97 milyon ton olarak gerçekleşmiş olup, 2008 yılına göre %29,9 oranında azalmıştır.



Kaynak: TÜPRAŞ

Şekil 2.30: 2009 Yılı Türkiye Rafinerilerinde Üretilen Petrol Ürünleri Dağılımı

2.3.3. Türkiye'nin Petrol İthalat ve İhracatı

Net petrol ithalatçısı konumunda olan Türkiye'nin ithal ettiği petrolün miktarı ve değeri, genel olarak uluslararası petrol fiyatlarına bağlı olarak değişmeler göstermektedir. Türkiye'nin toplam enerji ihtiyacının yaklaşık %44'ü petrolden sağlanmaktadır. Ancak son yıllarda doğalgaz kullanımının artması bu oranın biraz düşmesine neden olmuştur.

Türkiye'nin petrol ihtiyacının %92'si, doğalgaz ihtiyacının ise tamamına yakını ithalat yoluyla karşılanmaktadır. Türkiye'nin toplam ithalatının yaklaşık %9'unu ham petrol oluştururken, GSMH'nin %2,27'si petrol ithalatı için harcanmaktadır.

Tablo 2.17: Ham Petrol İthalatı

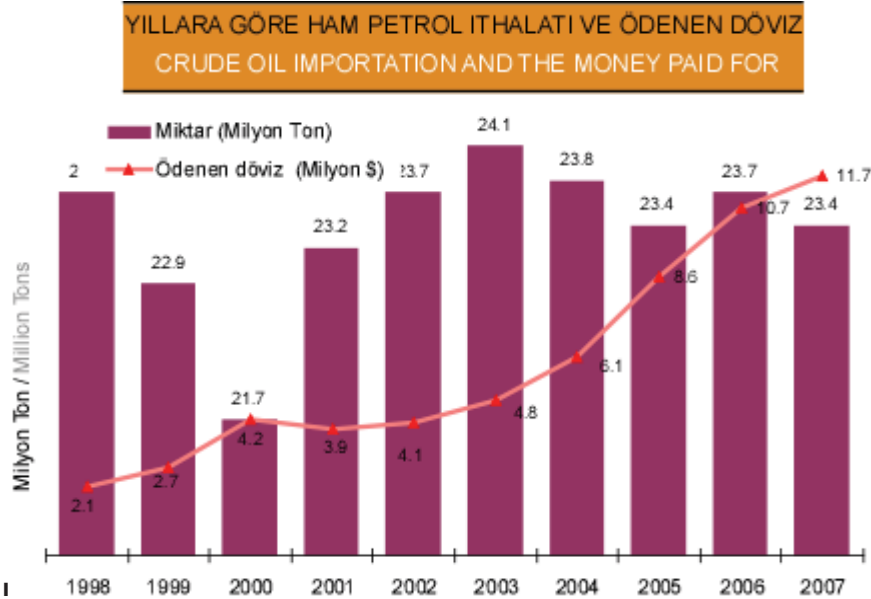
ÜLKE	Miktar (Ton)			Pay (%)		
	2007	2008	2009	2007	2008	2009
İran	8.356	7.800	3.228	36	36	23
Rusya	9.365	7.137	5.762	40	33	41
S.Arabistan	3.556	3.073	2.096	15	14	15
Irak	865	1.874	1.733	4	9	12
Kazakistan	-	636	522	-	3	4
Suriye	244	515	160	1	2	1
İtalya	447	447	249	2	2	2
İngiltere	-	184	-	-	1	-
Azerbaycan	-	77	77	-	<1	<1
Libya	612	-	139	3	-	<1
Gürcistan	-	-	36	-	-	<1
Nijerya	-	-	190	-	-	1
TOPLAM	23.445	21.743	14.192	100	100	100

Kaynak: EPDK



Türkiye’de rafinerilerin toplam ham petrol ithalatı 2008 yılında 21,74 milyon ton düzeyinde gerçekleşmişken, 2009 yılında bu rakam yaklaşık 7,55 milyon ton azalarak 14,19 milyon ton düzeyinde gerçekleşmiştir. Tablo 17’de yer alan ham petrol ithalat miktarlarının incelenmesi neticesinde ham petrol ithalatında en yüksek payın İran ve Rusya’ya ait olduğu görülmektedir. 2009 yılında İran, Rusya ve S. Arabistan’ın toplam ithalat içindeki payı yaklaşık olarak %79’dur.

Tablo 17’den görüldüğü üzere, rafineri lisansı sahiplerinin 2009 yılı ham petrol ithalatı 2008 yılı ithalatına göre önemli miktarda azalmıştır. Bu azalışın en önemli nedeni 2008 yılının son çeyreğinde başlayan ve tüm dünyayı etkileyen küresel krizdir. Rafineri lisansı sahipleri, 2009 yılında oluşan atıl kapasiteyi kullanmak için ham petrol yerine ara ürün (HVGO, LCO, ASRFO, HSG vb.) ithalatına ağırlık verirken, rafinaj işlemi sonucu elde ettikleri ara ürünleri ise geçmiş yıllarda olduğu gibi ihraç etmek yerine kendi rafinaj işlemlerinde kullanmışlardır.



Kaynak:PIGM

Şekil 2.31: Yıllara Göre Ham Petrol İthalatı ve Ödenen Döviz

2.4. Doğal Gaz Piyasası

2.4.1. Türkiye Doğal Gaz Piyasasının Tarihsel Gelişim Seyri

Türkiye’de doğal gaz kullanımı, TPAO tarafından 1970 yılında Hamitabat ve Kumrular doğal gaz sahalarında keşfedilen doğal gazın 1976 yılında Pınarhisar Çimento fabrikasında kullanılmasıyla başlamıştır.

Nüfus artışı ve sanayileşmeye bağlı olarak artan enerji ihtiyacının karşılanmasında alternatif bir enerji kaynağı olarak doğal gazın payını artırmak ve bazı şehirlerde gittikçe yoğunlaşan hava kirliliğine bir çözüm bulmak amacıyla 18.09.1984 tarihinde Türkiye ve SSCB arasında doğal gaz sevkiyatına ilişkin olarak imzalanan anlaşmanın ardından, BOTAŞ ile SSCB'nin doğal gaz ticareti konusunda yetkili kuruluşu SOYUZGAZ EXPORT arasında 14.02.1986 tarihinde 25 yıl süreli ve plato değeri yıllık 6 milyar m³ olan bir doğal gaz alım-satım anlaşması imzalanmıştır. SSCB ile yapılan ilk alım anlaşmasını, artan doğal gaz ihtiyacının karşılanması amacıyla diğer alım anlaşmaları izlemiştir.

14.02.1986 tarihli alım-satım anlaşması sonrasında, 26.10.1986 tarihinde inşasına başlanan 842 km uzunluğundaki Rusya Federasyonu-Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı, Bulgaristan sınırındaki Malkoçlar mevkiinden Türkiye'ye girerek 23.06.1987'de Hamitabat'a ulaşmıştır. Daha sonra, boru hattı Ambarlı, İstanbul, İzmit, Bursa ve Eskişehir güzergâhını takip ederek Ağustos 1988'de Ankara'ya kadar uzanmıştır. Söz konusu doğal gaz hattı ile Trakya bölgesinde bulunan Hamitabat ve Ambarlı doğal gaz kombine çevrim santrallerine, İGSAŞ (İstanbul Gübre Sanayi A.Ş.) ve TÜGSAŞ (Türkiye Gübre Sanayi A.Ş.) gübre tesislerine ve doğal gaz boru hattının geçtiği güzergâh üzerinde bulunan şehirlere doğal gaz ulaştırılmıştır. Doğal gaz, Ekim 1988'de Ankara'da, Ocak 1992'de İstanbul'da, Aralık 1992'de Bursa'da, Eylül 1996'da İzmit'te, Ekim 1996'da Eskişehir'de konut ve ticari sektörün kullanımına sunulmuştur.

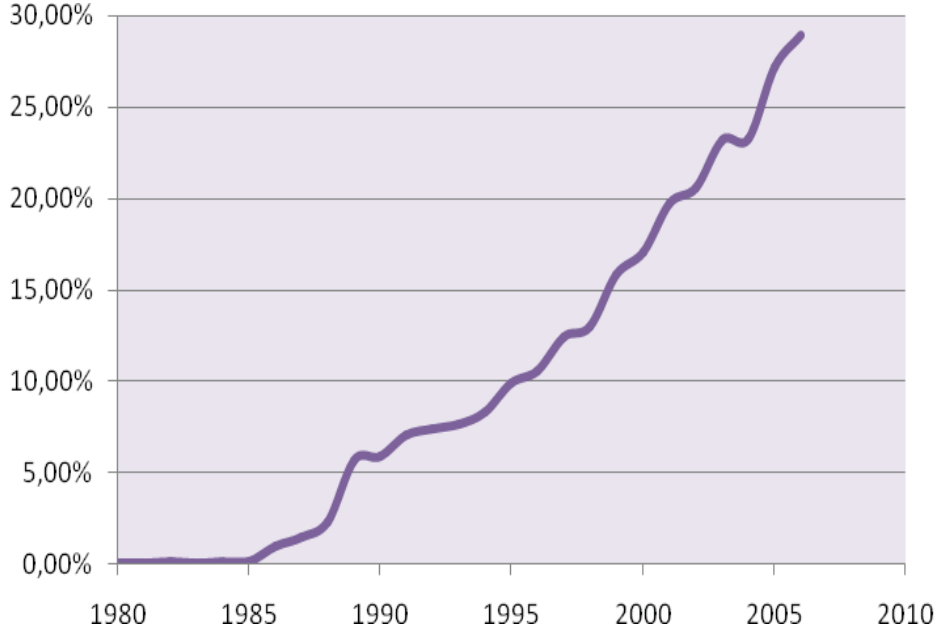


Kaynak: BOTAŞ Genel Müdürlüğü

Şekil 2.32: Doğal Gaz ve Petrol Boru Hatları



Üretimin başladığı 1976 yılından itibaren, söz konusu alım-satım anlaşması gereği ithalatın başladığı 1987 yılına kadar toplamda yaklaşık 747 milyon m³'lük sınırlı bir üretim ve tüketim miktarına ve toplam enerji tüketimi içinde ihmal edilebilir paylara sahip olan doğal gaz, kullanım oranının giderek artması sonucunda tüketim miktarında ve toplam enerji tüketimindeki payında hızlı artışlar göstermiştir.



Kaynak: ETKB verilerinden yararlanılarak oluşturulmuştur.

Şekil 2.33: Yıllar İtibariyle Doğal Gazın Toplam Enerji Tüketimi İçindeki Payı

Türkiye doğal gaz sektörüne ilişkin hukuki süreç, 350 sayılı Kanun Hükmünde Kararname (KHK)'nin 1988 yılında yürürlüğe girmesiyle başlamıştır. Bu KHK ile 7/7871 sayılı Kararnameye istinaden 15.08.1974 tarihinde TPAO (Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı)'nun bağlı ortaklığı olarak boru hatları ile petrol taşımacılığı faaliyeti yapmak üzere kurulmuş olan BOTAŞ, doğal gazın ithali alanında yetkilendirilen tek kuruluş olarak belirlenmiştir. 02.01.1990 tarih ve 397 sayılı Doğal Gazın Kullanımı Hakkında Kanun Hükmünde Kararname ile 350 sayılı KHK yürürlükten kaldırılmış ve doğal gazın (sıvılaştırılmış hali dahil) ithali, satış fiyatının tespiti ve ülke içinde dağıtım yetkisi BOTAŞ'a verilmiştir. Ayrıca, söz konusu KHK gereğince; şehirlerde BOTAŞ'ın veya doğal gaz dağıtım ile ilgili hizmet vermek üzere kurulmuş sermaye şirketlerinin, doğal gaz dağıtım tesisleri kurmasına, işletmesine ve doğal gazın satışını yapmasına Bakanlar Kurulunca izin verilebilecek, doğal gaz dağıtım şebekesi yapımına ve doğal gaz satışına başlamış kuruluşların bu çalışmaları (BOTAŞ'ca ithal edilen veya satın alınan yerli doğal gazdan; yılda 1 milyon m³'den fazla doğal gaz kullanan sanayi kuruluşları ve organize sanayi bölgelerine doğal gaz satışı yetkisinin BOTAŞ'a veya BOTAŞ tarafından yetki devri yapılan diğer şirketlere ait olması hükmü saklı kalmak üzere) devam edecektir.

02.05.2001 tarih ve 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu'nun ilgili maddesi gereği 397 sayılı KHK'nin yürürlükten kaldırılmasına kadarki dönem; ithalat, toptan satış ve iletim (doğal gazın ülke içinde dağıtımı) ile Bursa ve Eskişehir'deki şehir içi doğal gaz dağıtım faaliyetlerinin BOTAŞ tarafından yürütüldüğü bir dönemdir. Ankara, İstanbul ve İzmit şehirlerindeki doğal gaz dağıtımı ise belediye şirketi niteliğindeki EGO (Ankara), İGDAŞ (İstanbul) ve İZGAZ (İzmit) tarafından yürütülmüştür.

2.5.2001 tarihli 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu'nun yayımlanmasından bugüne dokuz yıl geçmiştir.

18.04.2001 tarihinde, 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu Türkiye Büyük Millet Meclisi tarafından kabul edilmiştir. Kanunun amacı; "Doğal gazın kaliteli, sürekli, ucuz, rekabete dayalı esaslar çerçevesinde çevreye zarar vermeyecek şekilde tüketicilerin kullanımına sunulması için, doğal gaz piyasasının serbestleştirilerek mali açıdan güçlü, istikrarlı ve şeffaf bir doğal gaz piyasasının oluşturulması ve bu piyasada bağımsız bir düzenleme ve denetimin sağlanması" olarak ifade edilmektedir.

Yasada, doğal gaz piyasa faaliyetleri İthalat, İletim, Depolama, Toptan Satış, Dağıtım, İhracat, CNG Dağıtımı ve İletimi olarak ayrıştırılmıştır.

Kanunun geçici 2. maddesi uyarınca, 2009 yılına kadar BOTAŞ'ın, mevcut doğal gaz alım veya satım sözleşmelerini, her takvim yılında devredilen miktarın 2001 yılından itibaren yıllık %10'un altında olmaması şartıyla devrederek, ithalatını ulusal tüketimin %20'sine düşürmesi öngörülmektedir. Bu doğrultuda doğal gaz alım sözleşmelerinin özel sektöre devri amacıyla, 64 lot (16 milyar m³) için ihaleye çıkmıştır. 4 milyar m³ karşılığı toplam 16 lot için geçerli teklif veren 4 istekli ile sözleşme devri yapılmıştır. Yaşanan süreç kanunun BOTAŞ'ın ithalattaki payının %20'ye düşürülmesini öngören hükmünün uygulanamaz olduğunu ortaya koymuştur.

Halen Doğal Gaz Piyasası Yasasını değiştirmeye yönelik bazı çalışmaların olduğu basında yer almakta, değişikliklerin TBMM'ye getirileceği Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanı tarafından da ifade edilmektedir.

Şeffaf bir doğal gaz sektörü için; tasarı ilgili tüm tarafların, BOTAŞ ve ilgili diğer kamu kuruluşlarının, sektör derneklerinin, mühendis odalarının, meslek odalarının, uzmanların katılımıyla, kamuoyunun erişiminde, şeffaf bir ortamda, ortak uzlaşmayı yansıtacak bir şekilde hazırlanarak TBMM'ye sunulmasında fayda görülmektedir.

Doğal Gaz Piyasası Yasasında yapılacak değişikliklerle; işlemediği açıkça belli olan sözleşme devirleri uygulamasından ve BOTAŞ'ı ikiye bölme planlarından vaz geçilmelidir. Tersine doğal gaz ve petrol sektörlerinde dikey bütünleşmeyi sağlayacak yasal düzenlemeler yapılmalıdır.

Yerli doğal gaz kaynaklarının istikrarlı bir artış eğiliminde olan tüketim miktarını karşılamadaki yetersizliğinin doğrudan sonucu olarak Türkiye'nin doğal gazda ithalat bağımlılığı ve ithalatta da Rusya lehine bir kaynak bağımlılığı söz konusudur. 2005-2009 yılları ithalat miktarları Tablo 2.18'de görülmektedir.



Tablo 2.18:2005-2009 Yılları Doğal Gaz İthalat Miktarları (milyon m³ 9155 kcal/m³ baz)

Yıl	Rus Batı	Mavi Akım	İran	Azerbaycan	Cezayir	Nijerya	Spot	Toplam
2005	12.639	4.485	4.248	0	3.786	1.013	0	26.571
2006	12.038	7.278	5.594	0	4.132	1.100	79	30.221
2007	13.574	9.188	6.054	1.258	4.205	1.396	167	35.842
2008	13.353	9.806	4.113	4.580	4.148	1.017	333	37.350
2009	9.946	9.527	5.252	4.960	4.487	903	781	35.856

Kaynak: BOTAŞ

2.4.2. Ülkemizde Petrol ve Doğal Gaz Arama, Üretim ve Piyasa Sektörleri için Öneriler

Petrol ve doğal gaz arama ve üretim faaliyetleri kapsamında;

- 1- "Ulusal Petrol Arama Stratejisi" İhtiyacı
- 2- Hukuki Belirsizlik ve Mevzuat Yetersizliği
- 3- Veri Bankasının Olmaması ve Saha Verilerine Erişim Zorluğu ve Bilgi Paketi Eksikliği
- 4- Petrol Sektöründe Uluslararası Alanda Yerimiz
- 5- Kamuoyunda Yerleşik Önyargılar ve Bilgi Kirliliği
- 6- Destek ve teşvik ihtiyacı
- 7- Ekipman ve Hizmet Alımında Dışa Bağımlılık
- 8- Yeni Yatırım Sermayesi Bulmada Yaşanan Zorluklar
- 9- PİGM'in İdari ve Mali Açıdan Güçlendirilmesi Mecburiyeti
- 10- Petrol Sektörü Hizmet ve Sanayisinin Geliştirilmesi Diğer Sektörlere de Katkı Sağlanması (Jeotermal ve Kömür gibi)
- 11- Yerli Ham Petrolün Fiyatlandırılmasındaki Sıkıntıları
- 12- Özel Güvenlik Teşkilatı Kurma Zorunluluğu

önem kazanmaktadır.

Doğal gaz piyasasında arz güvenliğinin sağlanabilmesi amacıyla yeni depolama tesisleri, iletim hatları gibi altyapı yatırımlarının devamlılığı önem arz etmektedir. Özellikle talep değişkenlikleri ve kış aylarında doğalgaz ithalatında yaşanan geçici sıkıntılar dikkate alındığında, arz güvenliğinin sağlanması için yıllık doğal gaz tüketimimizin %10–15'i hacminde depolama sistemlerinin TPAO, BOTAŞ ve özel sektör tarafından bir an önce yapılarak işletmeye alınması gerekmektedir. Bu doğrultuda TPAO Silivri Doğal Gaz Depolama Tesislerinin kapasitesini yıllık 3 milyar m³'e çıkarılması yatırımına ve BOTAŞ'ın Tuz Gölü Doğal Gaz Depolama Projelerine ağırlık verilmesi gerekmektedir.

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 bir çok ülkesinde olduğu gibi ülkemizde de, petrol ve doğal gaz arama, üretim, rafinaj, iletim, dağıtım ve satış faaliyetleri dikey bütünlüşmüş bir yapıda sürdürülmelidir.



Bu amaçla, TPAO ve BOTAŞ'ı da bünyesine alacak TPDK, 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.

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.

TPAO 1980'li yıllardan buyana yurtdışında birçok ülkede yatırım yapmaktadır. TPAO'nun mevcut yurtdışı ortak arama ve üretim yatırımlarını arttırmak üzere (Azerbaycan, Türkmenistan, Kazakistan, Özbekistan, İran, Irak, Katar, Libya v. b. ülkeler) gerekli siyasi, ekonomik destek verilmelidir.

Doğal gaz alım sözleşmelerinin hazırlık süreçlerinin zaman alması ve süresi bitecek sözleşmelerin olması nedeniyle önümüzdeki yıllarda arz açığı oluşması ihtimali göze alınarak, uygulanan doğal gaz ithalat yasağı son bulmalı ve ETKB tarafından hazırlanacak gerçekçi ve güncel bir doğal gaz arz planı çerçevesinde BOTAŞ ile talepte bulunan diğer kuruluşlara yeni doğal gaz alım sözleşmesi yapma ve ithalat hakkı verilmelidir.

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.

Gaz ihracatçısı kuruluşlarla yapılacak ayrı ticari anlaşmalarla satın alınan gaz bedellerinin mal ve hizmet ihracıyla ödenmesi sağlanmalıdır. Gaz teslimatlarında ihracatçı ülkelerden kaynaklanan eksiklikler ve aksamalar ciddi tazminat konusu olmalıdır.

ETKB tarafından arz güvenliği için gerekli önlemler alınmalı ve kriz durumları için uygulanabilir acil eylem planları hazırlanmalıdır.

BOTAŞ'ın yürüttüğü Hazar ve Ortadoğu ülkelerinin gaz arzını Yunanistan üzerinden İtalya'ya, Bulgaristan, Romanya Macaristan, Avusturya üzerinden Orta Avrupa'ya ulaştırmayı



öngören projeler, Türkiye'nin basit bir transit ülke olması anlayışı bir kenara itilerek, doğal gaz taşıma ve ticaret merkezi olmasını öngören bir içeriğe kavuşacak şekilde düzenlenmelidir. Bu kapsamda, doğal gazın transit taşımaları ve ticareti ile ilgili yasal düzenlemeler tamamlanmalı ve doğal gaz ihracatı mümkün olmalıdır.

Temel bir ihtiyaç olan doğal gaz fiyatları üzerindeki %18 KDV %1'e düşürülmeli, ÖTV kaldırılmalı ve ÖTV'den de KDV alınması uygulaması son bulmalıdır.

Kentsel dağıtım şebekelerinde, bina servis bağlantılarında, bina iç tesisatlarında, gazın yıllardır kullanıldığı kentlerdeki uygulamalar ve deneyimin ışığında, bütün ülke çapında geçerli ve zorunlu olacak:

-Ulusal kentsel gaz dağıtım şebekesi tasarım ve yapım standartları ve şartnameleri,

-Ulusal bina servis bağlantı standartları ve şartnameleri,

-Ulusal bina iç tesisat standartları ve şartnameleri,

-Ulusal endüstriyel tesis doğal gaz dönüşüm standartları ve şartnameleri,

-Ulusal doğal gaz yapım işleri denetim standartları ve şartnameleri,

ETKB koordinasyonunda, TSE, EPDK, gaz şirketleri, meslek odaları ve uzmanlık örgütlerinin katılımıyla kesinleştirilmeli ve bir an önce uygulamaya konulmalıdır.

KAYNAKLAR:

- 1- BP Statistical Review Of World Energy, June 2010
- 2- Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
- 3- Petrol İşleri Genel Müdürlüğü, 2009, 2008 Yılı İdare Faaliyet Raporu,
- 4- Petrol İşleri Genel Müdürlüğü, 2005–2006–2007 Türkiye Petrol Faaliyetleri, No:50, 288 s.
- 5- <http://www.pigm.gov.tr>,
- 6- <http://www.tpao.gov.tr>,

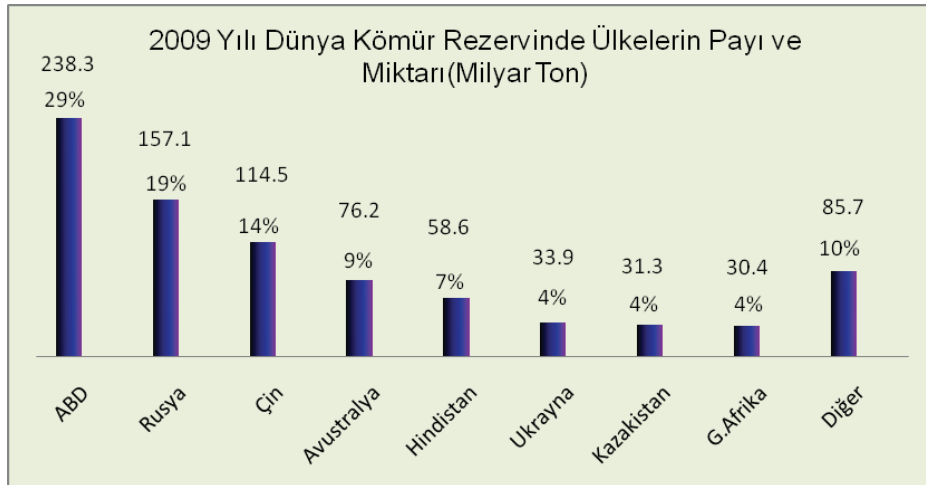


3. KÖMÜR

Kömür, fosil yakıtlar arasında dünyada en çok ve yaygın olarak bulunan enerji kaynağıdır. Bu nedenle kömürün, diğer fosil yakıtlara göre giderek artan oranda ve çok daha uzun yıllar dünyanın enerji gereksinimini karşılayacağını söyleyebiliriz.

3.1. Dünya Kömür Rezervleri

2008 yılı itibarıyla Dünyanın toplam kömür rezervleri 826 milyar ton dur. Ülke bazında ABD 238 milyar ton olan kömür rezerviyle Dünya kömür rezervlerinin %28,8'ine sahip iken Rusya %19, Çin %14, Avustralya %9,2, Hindistan % 7,1, Ukrayna % 4,1, Kazakistan %3,8, G. Afrika %3,7, diğer ülkeler ise %10,4'üne sahiptirler. Görüldüğü gibi Dünya kömür rezervlerinin %90'ı 8 ülke arasında dağılmaktadır. Dünya kömür rezervlerinin %90'ı beş kıtaya dağılmış olmasına karşın en büyük pay Asya kıtasındadır. Türkiye toplam 12,8 milyar ton kömür rezerviyle dünya kömür rezervinin %1,5'ine sahiptir (Şekil 3.1).



Kaynak: BP 2010

Şekil 3.1: Dünya Kömür Rezervleri

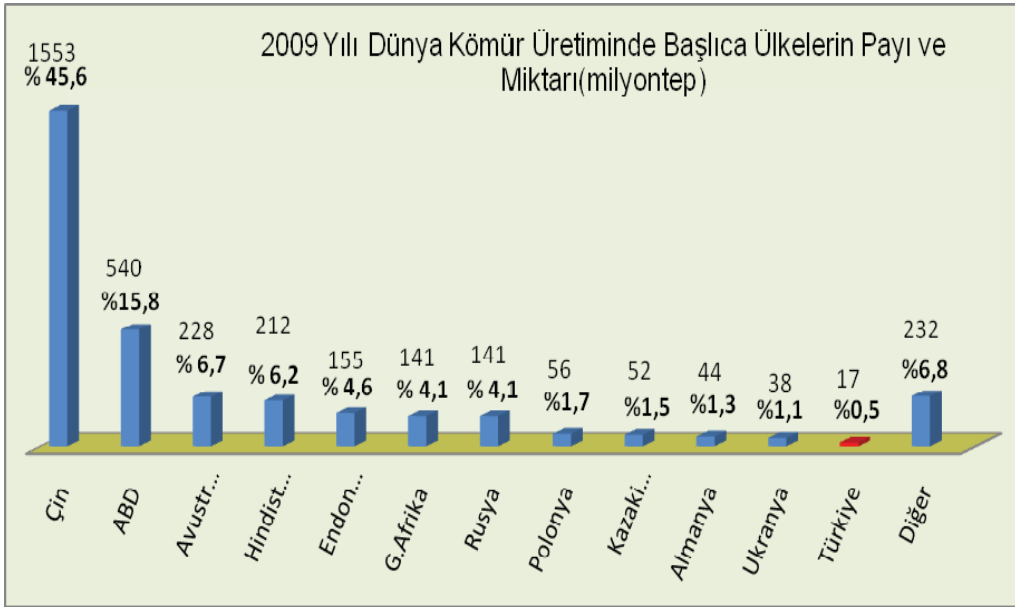
Diğer taraftan, 2009 yılı itibarıyla 150 milyar ton olan dünya linyit rezervlerinin en önemli payı (%25) Avustralya da bulunmaktadır. Türkiye 11,5 milyar ton linyit rezerviyle Dünya linyit rezervlerinin %7,7'sine sahiptir.

3.1.1. Dünya Kömür Üretim ve Tüketimleri

Kömür kayda değer anlamda 30'un üzerinde ülkede üretilmekte ve 60'ın üzerinde ülkede tüketilmektedir. Global krizin en şiddetli hissedildiği 2009 yılında ise dünya kömür üretimi 2008 yılına göre %2,4 artarak 3408,6 milyon TEP olmuştur. Bu artış 2009 yılından önceki beş yılda ortalama % 5,6 olmuştur (BP 2010).

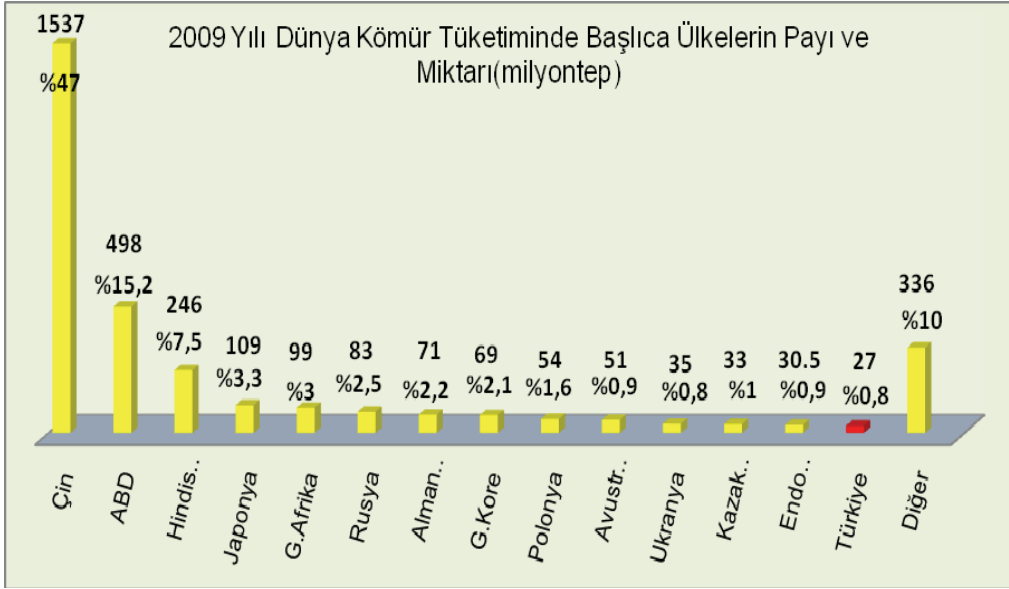


Dünya da 1999 yılından itibaren geçen on yılda, yıllık kömür üretimi %53 artmıştır. Kömür üretimindeki artış, çok büyük kısmı Çin olmak üzere Asya kıtasındaki elektrik enerjisi talebinden kaynaklanmaktadır. Genel olarak ısınma, taşıma ve sanayi sektörlerinin talebi ya durağan ya da düşmektedir. Kömür tüketiminin, gelişmekte olan ülkelerde gelişmiş ülkelere göre daha fazla artmakta oluşunun nedenleri arasında; yüksek ekonomik büyüme oranları, artan elektrifikasyon ve başta Avrupa Birliği olmak üzere gelişmiş ülkelerin elektrik üretiminde doğal gazı tercih etmeleri gelmektedir.



Şekil 3.2. 2009 Yılı Dünya Kömür Üretimi

3,48 Milyon TEP eşdeğeri olan 2009 yılı Dünya kömür üretiminin %45'ini tek başına Çin gerçekleştirmiştir. Çin'den sonra %15,8 ile ABD gelmektedir. Diğer ülkelerin dünya üretimindeki paylarına bakıldığında, Avustralya %6,7, Hindistan %6,2, Endonezya %4,6, G. Afrika %4,1, Rusya %4,1, Polonya %1,7, Kazakistan %1,5, Almanya %1,3'dür. Türkiye ise 17,4 milyon tep üretimi ile Dünya üretiminin %0,5'ini üretmiştir. Küresel kömür üretiminin giderek daha büyük bölümünün daha az sayıda ülkenin elinde toplanmaya başladığı gözlenmektedir. 1986 yılında üretimin yaklaşık %80'i toplam 10 ülke tarafından yapılmaktayken, 2009 yılı itibariyle %88'i 8 ülke tarafından yapılmaktadır. Çin, ABD, Hindistan, Avustralya, Rusya ve Güney Afrika dünya kömür üretiminin %78'ini gerçekleştirmiştir (Şekil 3.2).



Kaynak: BP 2010

Şekil 3.3: 2009 Yılı Dünya Kömür Tüketimi

2009 yılı Dünya Kömür üretimi ve tüketimi değerleri incelendiğinde üretimde olduğu gibi Çin Dünya kömür tüketiminin %47'sini, ABD %15, Hindistan %7,5 'ini tüketirken, kayda değer miktarda kömür üretmemelerine karşın Japonya %3,3 'ünü G.Kore ise %2,1'ini tüketmişlerdir. Türkiye ise 2009 yılındaki 27 Milyon TEP kömür tüketimiyle Dünya kömür tüketiminin %0,8 'ini gerçekleştirmiştir. Başta Avustralya ve Endonezya olmak üzere bazı ülkeler de tüketimlerinden oldukça fazla ürettikleri görülmektedir. Bu ülkelerden, Avustralya 177, Endonezya 124, Rusya 57, G. Afrika 42 Milyon TEP tüketimlerinden daha fazla kömür üretmiş olup Dünya kömür ticaretinde başta gelen ülkelerdir (Şekil 3.3).

1 milyar ton olan 2008 yılı Dünya linyit üretiminin ise %70'i 8 ülke tarafından üretilmiştir. Bu ülkelerin Dünya linyit üretimindeki payları; Almanya'da %17,1, Çin'de %11,2, Rusya'da %8, Türkiye'de %7,5, Avustralya'da %7,1, ABD'de %6,7, Yunanistan'da %6,4 ve Polonya'da %5,8 olarak gerçekleşmiştir.

Dünya Linyit üretiminin hemen hemen tamamı açık ocaklardan üretilmektedir. Linyit büyük oranda elektrik üretiminde kullanılırken, bazı ülkelerde endüstride ve ev ısınmasında da kullanılmaktadır. Çek Cumhuriyeti, Yunanistan, Almanya, Avustralya, Macaristan ve Polonya gibi ülkelerde ise elektriğin önemli bir kısmı linyit kömüründen üretilmektedir.

Dünyada üretilebilir kömür rezervleri 70 ülkede ve her kıtada yeterli miktarda bulunmaktadır. Mevcut tüketim trendi ile mevcut üretilebilir rezerv yaklaşık 122 yılda tüketilebilecektir. Buna karşın doğal gaz ve petrol rezervleri aynı şekildeki bir hesapla sırası ile 42 ve 60 yıl içinde tüketilmektedir. Petrol rezervinin %67'si ve doğal gaz rezervinin ise %66'sı Orta Doğu'da bulunmaktadır. Dünya'nın siyasi olarak en istikrarsız ve çatışmalara müsait bu bölgesi petrol ve doğal gaz arz güvenliğinin önemli ölçüde tehdit etmektedir. Kömürün ise arz güvenliği açısından herhangi bir olumsuzluk görülmemektedir.



3.1.2. Dünya Kömür Sektörü Pazar Durumu

Dünya kömür ticaret hacmi, 2008 yılında 929 milyon tona ulaşmıştır (WCI 2009). En büyük ihracatçı 260 milyon ton ile Avustralya'dır. Dünya kömür ihracatının %90'ı 8 ülke tarafından gerçekleştirilmektedir: Avustralya, Endonezya, Rusya, ABD, Kolombiya, Güney Afrika, Çin ve Kanada. Kömür ithalatında ise, Asya-Pasifik bölgesindeki 3 ülke %38,5 ile en büyük payı almaktadır: Japonya, küresel ticareti yapılan kömürün %20'sini, Güney Kore %10,7'sini, Tayvan %7,1'ini satın almıştır.

Elektrik ya da ısı üretimi amacıyla kömür ithal eden ülkeler arasında; Almanya, Belçika, Danimarka, Finlandiya, Fransa, İrlanda, İtalya, Japonya, Güney Kore, Hollanda, Portekiz ve Türkiye de bulunmaktadır. Dünya kömür ticaretinin yaklaşık tamamı taşkömürüne ilişkindir. Linyit kömürünün ülkeler arasında taşınması ya da ticareti yoktur. Küresel ölçekte ticareti yapılan taşkömürünün iki ana kullanım amacı bulunmaktadır: Elektrik üretimi (buhar kömürü) ve demir çelik endüstrisinin kullanımı için koklaşabilir kömür veya kok kömürü ticareti yapılmaktadır. 2008 yılı rakamlarına göre 938 milyon ton olan Dünya kömür ticaretinin %72'si 676 milyon ton buhar kömürü ve %28'i ise 262 milyon ton kok kömürüdür.

3.1.3. Dünya Birincil Enerji Arzı İçinde Kömür Miktarı

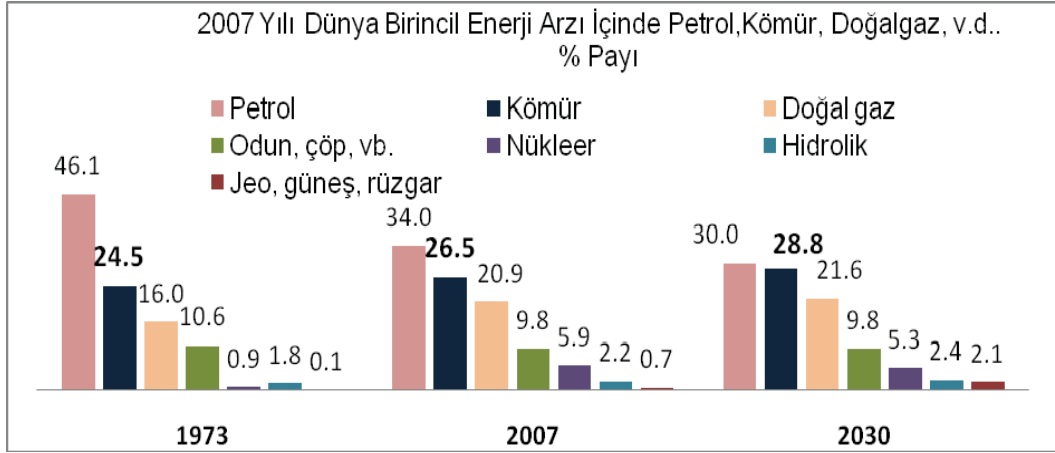
Yapılan değerlendirmelere göre 2007 yılında Dünya birincil enerji arzı içindeki kömürün payı 3187,7 mtep ve %26,5 dan 2030 yılında 4908,0 MTEP ve %28,8 e çıkacağı ve 2007 yılına göre 2030 yılında yenilenebilir ve hidrolikten sonra en fazla artış %54 oranı ile kömür de olacağı öngörülmektedir (Tablo 3.1, Grafik 3.4). Sonuç olarak kömür, fosil yakıtlar arasında en yaygın olanıdır. Yapılan projeksiyonlarda, kömür, Dünya birincil enerji arzı içinde petrolden sonra en yüksek oranda kullanılan yakıt olma niteliğinin 2030 yılına kadar artarak devam edeceği öngörülmektedir.

Tablo 3.1: Dünya Birincil Enerji Arzı İçinde Enerji Kaynakları Miktarları (Milyon tep)

	Petrol	Kömür	Doğal Gaz	Odun, Çöp, v.b.	Nükleer	Hidrolik	Jeo, Güneş, Rüzgar	Toplam
1973	2819	1498,2	978,4	648,2	55	110,1	6,1	6115
2007	4089,9	3187,7	2514,1	1178,8	709,7	264,6	84,2	12029
2030	5109	4908	3670	1662	901	414	350	17014

Kaynak: IAE 2009





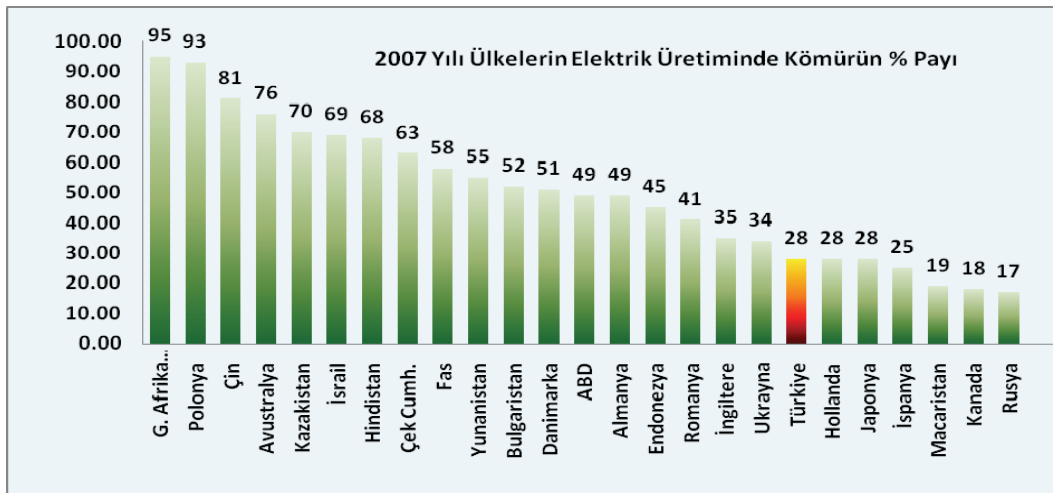
Kaynak: IAE 2009

Şekil 3.4: Dünya Birincil Enerji Arzı İçinde Kömür ve Diğer Yakıtların Payları

3.1.4. Dünya Elektrik Üretiminde Kömürün Payı ve Türkiye'nin Durumu

2007 yılı itibariyle 8205,0 TWh olan Dünya elektrik enerjisi üretiminde kömür %41,5 oranında kullanılmıştır (Kaynak: IEA 2009). Değerlendirmelere göre dünya elektrik üretimi 2030 yılında 14596,0 TWh'e yükselecek ve kömürün elektrik içerisindeki payı %43,9 olacaktır (IEA 2009).

Petrol ve doğal gaz rezervlerinin belirli bölgelerde toplanmış olması ve fiyatlarındaki yüksek değişkenlik derecesi, nükleer kaynakların atık sorunu ve kamuoyu tepkisi, yeni-yenilenebilir kaynakların yüksek maliyetleri, kömürü, günümüz dünyasında elektrik üretiminde en avantajlı ve yaygın kullanılan yakıt konumuna getirmiştir. Bu nedenle bir ülkede zengin kömür rezervlerinin bulunması, o ülke için enerji arz güvenliğinin sağlanması bakımından büyük bir avantaj anlamına gelmektedir.



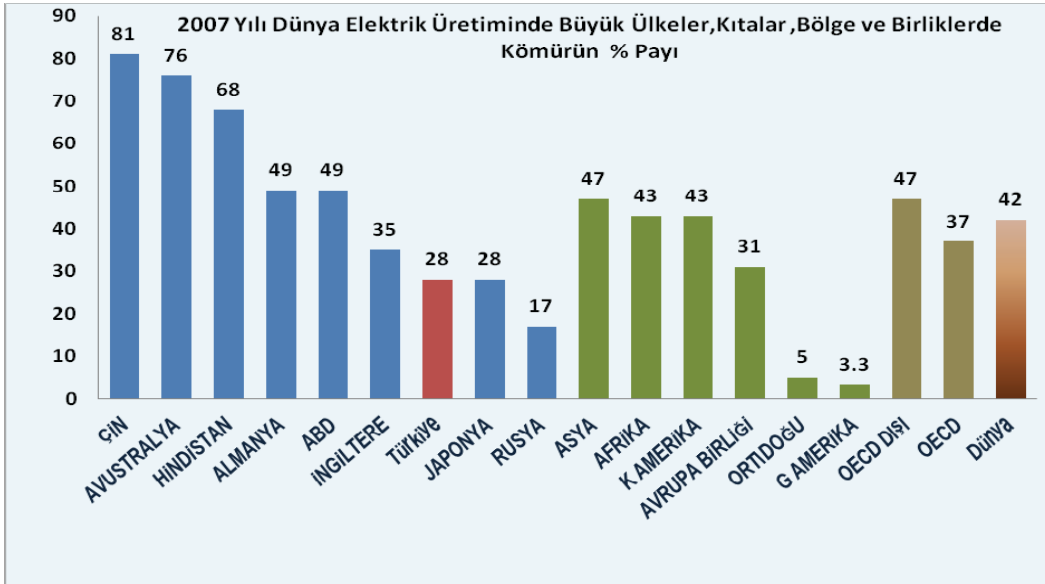
Kaynak: IAE 2009

Şekil 3.5: 2007 Yılı Ülkelerin Elektrik Üretiminde Kömürün Payı



2007 yılı itibariyle dünya elektrik enerjisi üretiminde kömür %41,5 oranında kullanılmıştır (Kaynak: IEA 2009). Dünya kömür rezervlerinin %70'ini bulunduran 7 ülkede elektrik üretiminde kömürün payı %49 - %95 arasında değişmektedir. Bu ülkeler ile birlikte, elektrik üretiminde kömür kullanım payları önemli miktarda olan ülkelerden 2007 yılı itibariyle, Güney Afrika Cumhuriyeti'nde %95, Polonya'da %93, Çin'de %81, Avustralya'da %76, Kazakistan, İsrail ve Hindistan'da %70, Çek Cumhuriyeti'nde %63, Fas'da %58, Yunanistan'da %55, Danimarka'da %51, ABD ve Almanya'da %49, Türkiye'de ise %28 şeklindedir (Şekil 3.5).

2007 yılı itibariyle kömür rezervleri fazla olan ve dünyada en çok elektrik üreten büyük ülkelere bakıldığında da, kömürün elektrik üretimindeki paylarının çok yüksek olduğu, Rusya'nın ise kömür rezervlerine karşın büyük doğal gaz ve petrol rezervlerinin olması nedeniyle bu oran %17 olmuştur. Bu oranlar kömür yanında petrol ve gaz rezervi olan kıtalardan Asya da %47, Afrika ve Kuzey Amerika da %43 olurken ve Dünya ortalamasının da %42 olduğu görülmektedir (Şekil 3.6).



Kaynak: IAE 2009

Şekil 3.6: Dünya Elektrik Üretiminde Büyük Ülkeler, Kıtalar ve Birliklerde Kömürün Payı

Türkiye ise sahip olduğu kömür rezervleri yanında diğer fosil kaynaklarının olmayışı da dikkate alındığında; kömürün elektrik üretimindeki payının son derece düşük kaldığı görülmektedir. Gelişmekte olan ülkelerde ise, 2003 yılı değerlerine göre 2030 yılında, kömüre dayalı elektrik üretimi 3 katından fazla artacağı tahmin edilmektedir.

3.2. Türkiye Kömür Rezervleri (Kaynak ETKB 2010)

Ülkemizde, çok sınırlı doğal gaz ve petrol rezervlerine karşın, **535 milyon tonu görünür** olmak üzere, yaklaşık **1,3 milyar ton taşkömürü** ve 9,8 milyar tonu görünür rezerv niteliğinde toplam **11,5 milyar ton linyit** rezervi bulunmaktadır.

Ülkemizde Zonguldak bölgesinde çıkarılan taşkömürü bitümlü kömür kategorisinde yer almakta olup ısıl değeri 6200-7200 kcal/kg arasında değişmektedir. Türkiye'de bulunan taşkömürü Türkiye Taş Kömürü Kurumu (TTK) tarafından işletilmekte olup rezerv miktarı Tablo 3.2' de görülmektedir.

Tablo 3.2: Türkiye Taşkömürü Kurumu Ruhsatlı Kömür Sahalarına Ait Rezervler (2009)

2009 YILI TTK TAŞKÖMÜRÜ REZERVLERİ						
YERİ		REZERVLER (1.000 ton)				Ait Isıl Değ. (AID) kcal/kg
İL	İLÇE	GÖRÜNÜR	MUHTEMEL	MÜMKÜN	TOPLAM	
Zonguldak	Ereğli	11.241	15.860	7.883	34.984	6650
Zonguldak	Merkez	351.272	294.043	239.029	884.345	6650
Bartın	Amasra	172.107	115.052	121.535	408.694	6000
Bartın	Kurcaşile		1.000		1.000	6500
Kastamonu	Azdavay		5.593		5.593	6500
TOPLAM		534.620	431.548	368.447	1.334.615	

Kaynak ETKB 2010

2009Yılı sonu itibari ile Türkiye taşkömürü rezervimiz toplam 1 milyar 334 milyon ton'dur. Bununla beraber, ülkemizin linyit potansiyeli henüz tam olarak ortaya konmuş değildir. Türkiye'de kömür genel olarak linyit ve taşkömürü başlıkları altında değerlendirilmekte olup taşkömürü rezervleri TTK tarafından, linyit rezervlerimiz ise Elektrik Üretim Anonim Şirketi (EÜAŞ), Türkiye Kömür İşletmeleri(TKİ) ve özel sektör tarafından işletilmektedir. Taş kömürlerinin tamamı linyitlerin ise %86 sı kamuya ait ruhsat sınırları içinde bulunmaktadır.

Özellikle 2005-2008 yılları arasında EÜAŞ tarafından finanse edilen ve Maden Tetkik Arama(MTA) tarafından uygulanan Afşin-Elbistan Linyit Havzası detaylı linyit aramaları ve diğer havzalarda TKİ tarafından desteklenen ve MTA tarafından yapılan arama çalışmaları ile Türkiye linyit rezervi önemli ölçüde artırılmıştır. Linyit rezervleri ülke geneline yayılmıştır. Hemen hemen bütün coğrafi bölgelerde ve kırktan fazla ilde linyit rezervlerine rastlanılmaktadır. Linyit rezervlerinin %21'i TKİ, %42'si EÜAŞ, %23'ü MTA ve %13'ü ise özel sektör elindedir.

Tablo 3.3: Sonu İtibarıyla Kurumlara Ait Linyit Rezervleri (2009)

2009 YILI TÜRKİYE, KURUMLARA AİT LİNYİT REZERVLERİ (1.000 ton)					
KURUMLAR	Görünür	Muhtemel	Mümkün	Toplam	Pay (%)
EÜAŞ	4.718	104		4.822	42
TKİ	2.239	218	1	2.458	21,5
MTA	1.803	685	123	2.611	23
Özel Sektör	1.077	337	138	1.554	13,5
TOPLAM	9.837	1.344	262	11.445	100,0

Kaynak: ETKB 2010

Linyit rezervleri ülke geneline yayılmıştır. Hemen hemen bütün coğrafi bölgelerde ve 40 dan fazla ilde linyit rezervlerine rastlanılmaktadır. Linyit rezervlerinin %42'si EÜAŞ,%23'ü MTA,%21,5'i TKİ, geri kalan %13,5'i ise özel sektör elindedir.



Tablo 3.4: 2009 Yılı Türkiye Linyit Rezervleri

2009 YILI TÜRKİYE, KAMU SEKTÖRÜ(EÜAŞ,TKİ, MTA) LİNYİT REZERVLERİ						
YERİ		REZERVLER (1.000 ton)				Alt Isıl Değ. (AİD) kcal/kg
İL	İLÇE	Görünür	Muhtemel	Mümkün	Toplam	
Adana	Tufanbeyli	323.329			323.329	1298
Ankara	Beyşehir	235.295	104.500	-	339.795	2000-2400
Aydın	Merkez		2.939		2.939	3260
Balıkesir	Balya	1.024	4.569		5.593	500-3500
Bingöl	Karlıova	88.662	15.000		103.662	1460
Bolu	Göynük	37.247	1.000		38.247	2340
Bursa	Keles	44.511	19.945	1.560	66.016	1900-2340
Bursa	Orhaneli	34.885			34.885	2500
Çanakkale	Çan	82.924			82.924	3000
Çorum	Alpagut	12.647	2.465		15.112	3150
Çorum	Osmancık	6.575	7.430		14.005	1470
Denizli	Dinar	25.000	5.000	-	30.000	1480
Eskişehir	Alpu	75.000	100.000	100.000	275.000	2100
İstanbul	Çatalca	203.169	50.779		253.948	1894-2086
K.Maraş	Elbistan*	4.402.890	-	-	4.402.890	1031-1201
K.Maraş	Elbistan	515.055			515.055	950-1115
Konya	Beyşehir	81.011			81.011	1110-1150
Konya	İlgın	20.306	974		21.280	2180-2250
Konya	Karapınar	800.000	480.000	-	1.280.000	1320
Kütahya	Seyitömer	152.509			152.509	2080-2510
Kütahya	Tavşanlı	283.017			283.017	2560
Manisa	Soma	608.088	57.995		666.083	2080-3340
Muğla	Milas	277.844			277.844	1642-2279
Muğla	Yatağan	160.651			160.651	1903-2692
Tekirdağ	Çerkezköy	95.000	20.000	20.000	135.000	2060
Tekirdağ	Merkez	89.451	29.646	2.964	122.061	2183-2865
Tekirdağ	Saray	23.581	105.570		129.151	2080
Sivas	Kangal	79.393	-	-	79.393	1282
KAMU TOPLAMI		8.759.064	1.007.812	124.524	9.891.400	
ÖZEL SEKTÖR		1.077.834	337.569	138.617	1.554.020	
TÜRKİYE TOPLAMI		9.836.898	1.345.381	263.141	11.445.420	

Kaynak: ETKB 2010

*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. Havzanın diğer bölümlerinde TKİ'nin yaptığı değerlendirmelerle birlikte Havzanın görünür rezervi daha da artmaktadır.



Tablo 3.5: 2009 Yılı Türkiye Özel Sektör Linyit Rezervleri

2009 YILI ÖZEL SEKTÖR LİNYİT REZERVLERİ						
YERİ		REZERVLER (1.000 ton)				
İL	İLÇE	Görünür	Muhtemel	Mümkün	Toplam	AİD kcal/kg
Adana	Tufanbeyli	100.800			100.800	1940
Adıyaman	Gölbaşı	51.325			51.325	1385
Çankırı	Orta	94.390			94.390	860-1000
Edirne	Uzunköprü	16.500	12.600	2.100	31.200	4200
İstanbul	Silivri	31.500			31.500	1500
Karaman	Ermenek	45.723			45.723	4000
Kırklareli	Pınarhisar	60.480	1.620		62.100	4000
Konya	İlgın	143.000			143.000	4000
Manisa	Kırkağaç	27.000	20.040	15.000	62.040	4900
Başlıca Özel Sek. Toplamı		570.718	34.260	17.100	622.078	
Diğer Özel Sektör Toplamı		507.116	303.329	121.517	931.940	
TOPLAM ÖZEL SEKTÖR		1.077.834	337.569	138.617	1.554.018	

Kaynak ETKB 2010

Türkiye linyit rezervleri toplamının yüzde on üçüne sahip olan özel sektörün uhdesinde 420 adetten fazla linyit rezervleri ruhsatı bulunmaktadır. Ancak toplam rezervi 30 milyon tonun üzerindeki sınırlı olup diğerleri daha küçük rezervli sahalardan oluşmaktadır (Tablo 3.5).

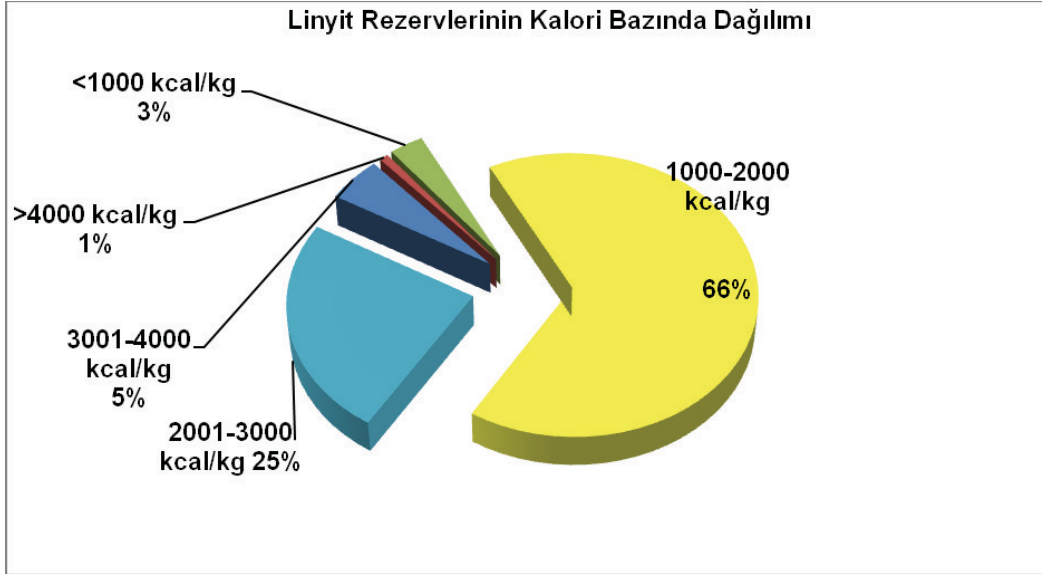
Linyit rezervlerimizin çoğunluğu 1976–1990 yılları arasında bulunmuştur. Bu dönemden sonra kapsamlı rezerv geliştirme etüt ve sondajları 2005–2008 yılları arasındaki linyit arama çalışmalarıdır.

Enerjide dışa 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 öncülüğünde ve sorumluluğunda, ETİ Maden, TPAO, EÜAŞ, TTK ve DSİ'nin katılımı ile 2005 yılında başlatılmıştır. Proje ile başta MTA ve TKİ arşivlerindeki linyit arama raporları olmak üzere diğer kuruluşların kömürle ilgili verileri değerlendirilerek araştırılacak alanlar belirlenmiştir.

Bu çalışmalar ile Afşin-Elbistan Linyit Havzası dışında Trakya havzasında, Soma havzasında, ve Karapınar havzasında yeni kömürler bulunmuş, bilinen sahalarda ise rezerv artışları sağlanmıştır. Yapılan çalışmalarda Afşin – Elbistan'da 500.000.000 ton, Konya Karapınar havzasında 1.280.000.000 ton, Eskişehir Alpu'da 275.000.000 ton başta olmak üzere Trakya ve Soma havzalarında ki artışlarla toplam linyit rezervimiz 11,5 milyar tona ulaşmıştır (Tablo 3.4).

Türkiye'deki linyitler standartta belirtilen üst ısıl değer oldukça altındadır. Ülkemiz linyit rezervlerinin kalorifik değeri 1000 kcal/kg ile 4200 kcal /kg arasında değişiklik göstermektedir. Örneğin, en büyük rezervin bulunduğu Afşin-Elbistan havzasındaki linyit kömürünün üst ısıl değeri 1000-1400 kcal /kg, alt ısıl değeri ise 900-1250 kcal/kg'dır (Şekil 3.7).





Kaynak: ETKB 2010

Şekil 3.7: Türkiye Linyit Rezervlerinin Kalorifik Dağılımı

3.2.1. Türkiye Asfaltit Rezervleri, Üretimi ve Tüketimi

Tablo 3.6: 2010 Türkiye Asfaltit Rezervleri

2010 TÜRKİYE ASFALTİT REZERVLERİ							
YERİ		REZERVLER(1.000 Ton)				AID kcal/kg	Ruhsat Sahibi
İL	İLÇE	Görünür	Muhtemel	Mümkün	Toplam		
ŞIRNAK	Silopi	31.812	16.210	1.000	49.022	5310	TKİ
ŞIRNAK	Merkez	7.724	13.260	6.300	27.284	5330	TKİ
TOPLAM		39.536	29.470	7.300	76.306		

Kaynak: TKİ 2010

Türkiye asfaltit rezervlerinin tamamına yakın kısmı TKİ uhdesindedir(Tablo 6). 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 rühdövan karşılığı yapılmaktadır. Özel sektör, ürettiği asfaltiti Silopi'de kurduğu 135 MW Kurulu gücündeki santralda tüketirken, Şırnak valiliği bölgenin teshin ve sanayi ihtiyaçları için üretmektedir. 2009 yılı itibariyle, valilik yaklaşık 700 bin ton, özel sektör ise 238 bin ton üretim yapmıştır. Ancak yeni kurulan termik santralın tam kapasitede üretim yapması durumunda, santralda tüketilen bu miktarın yaklaşık iki katı asfaltitin üretimi ve tüketimi söz konusudur.

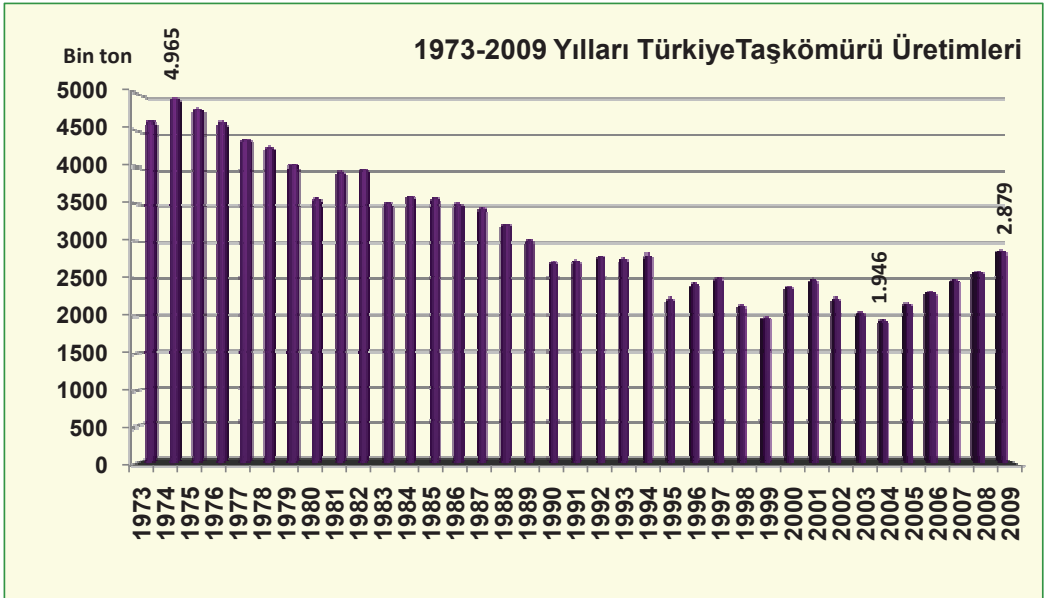
3.2.2. Türkiye'de Kömür Üretimi ve Tüketimi

Ülkemizdeki linyit üretimi; Enerji Sektörü (Termik Santral), Sanayi sektörü ve Isınma (konut) Sektörü olmak üzere 3 ana sektörün taleplerinin karşılanmasına yöneliktir. 2009 yılı itibariyle, linyit üretiminin %50'si TKİ, geri kalan ise EÜAŞ ve Özel sektör tarafından yapılmıştır. Linyit

tüketiminde en büyük pay %82 ile termik santrallere aittir. Türkiye kömür üretimi 2009 yılında taşkömüründe 2,87 milyon ton, linyitte ise 75,6 milyon ton olmuştur. Linyit üretiminde 2008 yılına göre 2009 yılında, % 0,8 düşüş olurken taş kömürü üretimi %1 oranında artmıştır. 2009 yılında yaşanan büyük ekonomik kriz nedeniyle Türkiye ekonomisindeki küçülme oranı yüzde 4,7 olurken Türkiye linyit üretimi miktarı aynı oranda etkilendiği gibi Türkiye taşkömürü üretiminde artış olmuştur.

Türkiye taşkömürü üretiminin 1974–2009 yılları arasındaki üretim değerleri genel olarak irdelendiğinde, 1974 yılında yıllık yaklaşık 5 milyon ton olan üretimi geçen 30 yıllık süre sonunda küçük değerlerdeki iniş-çıkışlar dışında sürekli düşerek 2004 yılında 35 yıllık dönemin en düşük değerine inmiştir. Taş kömürü yıllık üretimi 2004 yılında 1974 yılına göre 3 milyon ton azalarak 1,946 milyon ton olarak %61 oranında düşmüştür. 2009 yılındaki taşkömürü üretimi ise 1974 yılına göre %42 oranında düşerek 2,88 milyon ton düzeyine inmiştir (Şekil 3.8).

2004 yılı üretim değerlerine göre 2009 yılında %48 oranında 933 bin ton üretim artışı olmasına karşın, bu artış miktarı, Bakanlıkça 20011 yılı için hedeflenen yılda 9 milyon ton üretim miktarından çok uzak değerde kalmıştır.



Kaynak: ETKB 2010

Şekil 3.8: Yıllara Göre Türkiye Taşkömürü Üretim Miktarı Grafiği

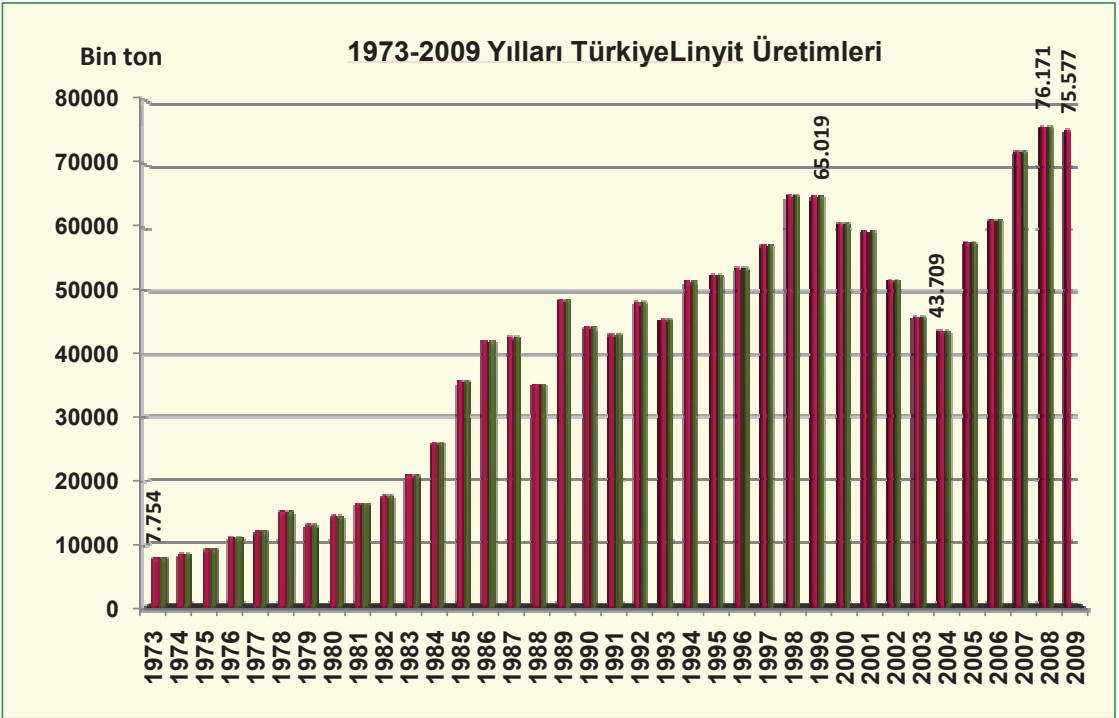
1973–2008 yılları arasında ki 35 yılda Türkiye Linyit üretim miktarları değerlerine göre; bu süre sonunda yıllık 68 milyon ton artışla yaklaşık on kat artmış olduğu görülür (Grafik 9).

Türkiye linyit üretiminde geçen yıllar irdelendiğinde en büyük üretim artışı 2004-2008 yılları arasındaki dört yılda olmuştur. 2004 yılına göre, 2008 yılındaki linyit üretimi %74 oranında ve

32,5 milyon ton artışla yılda 73 milyon tonu aşmıştır. Dört yıldaki üretim artışının nedeni de enerji talebinin artmasıyla kömür santrallerinin tekrar kapasitelerine yakın üretim yapması olmuştur.

Ancak üretimde en fazla düşüş de 1999–2004 yılları arasındaki beş yılda yaşanmıştır. 1999 yılına göre, 2004 yılında Türkiye Linyit üretimi, %33 oranında ve 21,3 milyon ton azalışla yıllık 43,7 milyon tona düşmüştür. 2001 yılında ki ekonomik küçülmenin etkisi olsa da, bu düşüşün asıl nedeni, elektrik üretiminde doğal gaz payının %44 'e çıkması sonucunda linyit santrallerinin kapasitelerinin çok altında kömür tüketmesi olmuştur. Linyit üretimi ve tüketimindeki bu düşüş elektriğin pahalılaşmasının yanında işsizliği artırmış ve önemli ekonomik kayıplara neden olmuştur.

Son yıllarda Türkiye elektrik üretiminde %50'yi bulan doğal gaz santrallerinin payının, kömür ve diğer kaynaklarımıza dayalı santrallerle düşürülemediği halde, ekonomik bakımdan daha büyük olumsuzluklar yaşanabilir.



Kaynak: ETKB 2010

Şekil 3.9: Yıllara göre Türkiye Linyit Üretimi Grafiği

Ülkemizdeki linyit üretimi; Enerji Sektörü (Termik Santral), Sanayi Sektörü ve Isınma (konut) Sektörü olmak üzere 3 ana sektörün taleplerinin karşılanmasına yöneliktir. 2009 yılı itibarıyla, linyit üretiminin %50'si TKİ, geri kalan ise EÜAŞ ve Özel sektör tarafından yapılmıştır. Linyit tüketiminde en büyük pay %82 ile termik santrallere aittir.

3.2.3. Kömür Rezervlerinin Termik Santral Potansiyeli ve Elektrik Arz Güvenirliği

a) Linyit ve Asfaltit rezervleri

2009 yılı sonu itibariyle Türkiye Linyit Rezervlerine dayalı Mevcut santraller 8109,7 MW olup toplamın %18 ini oluşturmaktadır. 2004 yılından itibaren Linyit rezervlerine dayalı santral devreye girmediği gibi inşaatı başlayan her hangi bir santral yoktur. Büyük bölümü EÜAŞ'ın uhdesindeki linyit rezervlerimizin santral potansiyeli aşağıda değerlendirilmiştir.

1. Kahraman Maraş-Elbistan; Ruhsatı EÜAŞ'a ait ve 43 yıl önce bulunan Afşin-Elbistan Havzasında, TKİ'nin yaptığı çalışmalar ve MTA'nın son yıllarda yaptığı ayrıntılı inceleme ve sondajlar sonunda Havzanın toplam üretilebilir rezervi 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 santral kurulabilecektir. Ancak havzada bu büyüklükte santrallerin kurulabilmesi için İhaleye çıkılacak Elbistan C ve D sahalarının önce yeni üretim planlaması yapılmalıdır.
2. Adana-Tufanbeyli Sahası, TKİ ve özel sektöre ait bitişik iki sahada yaklaşık 1050 MW Kurulu gücünde santral için yaklaşık 550 milyon ton rezerv bulunmaktadır. Özel sektör 450 MW lık santral için ruhsat almış olup kuruluşla ilgili çalışmalar devam etmektedir.
3. Konya-Kurugöl, özel sektöre ait bu sahanın toplam rezervi 143 milyon ton olup kurulabilecek santralin kapasitesi 500MW dır.
4. Bolu-Göynük ruhsatı TKİ'ye ait olup İşletmesi özel sektöre verilen sahanın toplam rezervi 39 milyon ton olup santral kapasitesi 2x135 MW olup santralin kuruluş çalışmaları devam etmektedir.
5. Tekirdağ-Saray ruhsatı TKİ'ye ait olan sahanın toplam rezervi 129 milyon tondur. Sahanın santral kapasitesi 2x150 MW olup, uygun ÇED raporu alınmadığı için işletmesi özel sektöre verilen bu saha TKİ'ye iade edilmiştir.
6. Çankırı-Orta, ruhsatı Özel sektöre verilen sahada toplam 50-75 milyon ton arasında rezervi olup 170 MW kurulu gücündeki santralin kurulması için araştırma çalışmaları devam etmektedir.
7. Şırnak- Asfaltit sahası olup ruhsatı TKİ'ye ait olan bu sahada, özel sektör tarafından, yaklaşık 30 milyon ton 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 asfaltit rezervlerine yönelik toplam kurulu gücü 540 MW olan santraller kurulabilecektir.
8. Eskişehir-Mihalıççık da özel sektör tarafından, bir bölümü EÜAŞ' a ait olan yaklaşık 55 milyon ton üretilebilir linyit rezervine karşılık kurulacak olan 2x135 MW gücündeki santralin kuruluş çalışmaları devam etmektedir.
9. Adıyaman - Gölbaşı, özel sektöre ait sahanın toplam rezervi 51 milyon ton santral kapasitesi 150 MW dır.

Bunların dışında sahadaki mevcut rezervleriyle ilave santral kurulabilecek olan havzalar;

10. Manisa-Soma 600MW için
11. Kütahya-Tunçbilek 300 MW
12. Ankara- Çayırhan 300 MW



Böylece yaklaşık toplam 11.650 MW Kurulu gücünde linyite dayalı ilave santraller yapılabilir. Son yıllarda yapılan etüt ve aramalarla bulunan yaklaşık 2 milyar ton ilave linyit rezervinin özellikleri tam olarak bilinmese de bilinen ön bilgilere göre en az 4000MW ilave santrallerin planlanabileceği anlaşılmıştır. Böylelikle 2009 yılı itibarıyla Türkiye linyit rezervleriyle, mevcutlar dışında toplam 15650 MW kurulu gücündeki termik santraller yapılabilecektir.

b) Taş Kömürü Rezervleri

Toplam görünür rezervi 351 milyon ton olan Zonguldak sahasında, 300 MW gücündeki mevcut santral dışında, Özel sektör tarafından 1.360 MW gücündeki santral kurularak deneme üretimlerine başlamıştır. 172 milyon ton görünür rezervi olan Bartın-Amasra taş kömürü sahasında ise lisansı alınan 1.100 MW üzerinde santralin yapımı için planlamalar yapılmaktadır. Taş kömürü kaynaklarımıza ve üretim miktarlarına göre kurulan ve planlanan bu santrallerin kurulu güç değerleri daha önce planlanan santral değerlerinin üzerinde olduğu görülmektedir. Zonguldak'taki santraller için bu günkü üretim seviyeleri ve olası üretim artışları da dikkate alınırsa bu santrallerin yakıt gereksiniminin önemli kısmının ithal kömürle karşılanacağı anlaşılmaktadır.

Gerek Zonguldak ve Amasra'daki santraller gerekse direk ithal kömüre dayalı diğer planlanan ve yapımı süren santraller enerji arz güvenirliliği açısından doğalgaz santrallerine göre daha avantajlı olabilir. Ancak daha çok istihdam, katma değer yaratılması yanında enerji arz güvenirliliğinin tam olarak sağlanması bakımından, önceliğin yerli kömür üretimlerine ve diğer yerli kaynaklara dayalı santrallara verilmesi gerekir.

Enerji tüketiminde yüzde yetmişlerin üzerinde dışa bağımlı hale gelen ülkemizde, enerji arz güvenirliliğinin sağlanması için en önemli seçenek yerli kömürlerimizin bir an önce değerlendirilmesi olarak görülmektedir. Bunun yanında yerli kömüre dayalı elektrik üretimlerinde diğer kaynaklarla kıyaslandığında 10 kata kadar daha fazla doğrudan istihdam sağlandığı göz önüne alınırsa, bu açıdan da elektrik üretiminin mümkün olduğu kadar yerli kömüre dayalı olması gerekmektedir.

3.2.4. AR-GE Faaliyetleri

Kömür konusunda Araştırma-Geliştirme (Ar-Ge), Ürün-Geliştirme (Ür-Ge), ve Proses-Geliştirme çalışmalarının belirlenip aktif hale getirilmesi için çeşitli ulusal ve uluslararası araştırma kurumları ve üniversiteler ile sürekli işbirliği içinde bulunan TKİ, dünyada gelişen temiz kömür teknolojilerinden yararlanmak için bir dizi Ar-Ge faaliyetlerini ve projelerini yürütmektedir.

Bu kapsamda; Üniversiteler ve araştırmacı Kurum ve Kuruluşlarla doğrudan işbirliği yapmak, Ar-Ge ve inovasyon faaliyetlerinde bulunmak, teşviklerden yararlanmak ve uygun işbirliği platformları oluşturmak üzere çalışmalar yapılmaktadır.

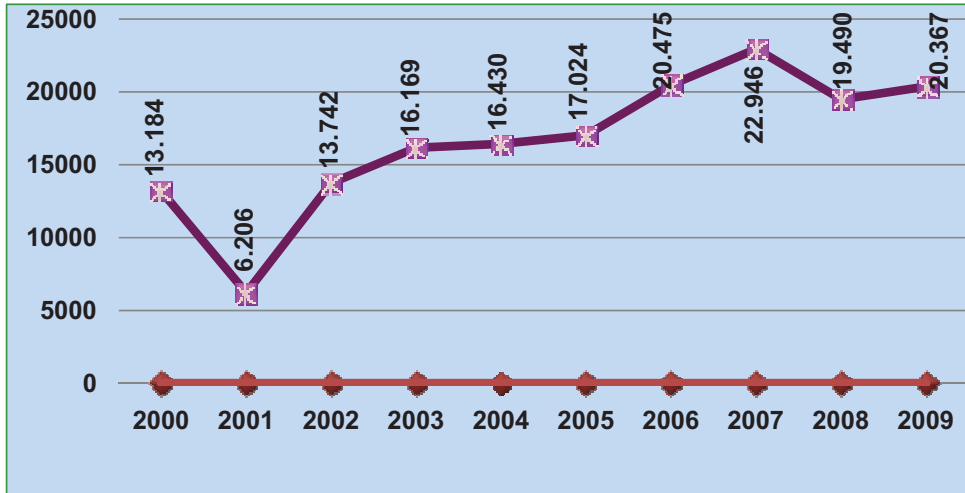
TKİ tarafından ele alınan diğer bir Ar-Ge çalışması olarak; Ülkemiz linyitlerinden kalitesi yüksek, daha düşük emisyon veren temiz kömür elde edilmesi, ayrıca kömürden gaz ve sıvı yakıt üretimi ile ilgili teknolojik araştırmalar yapılması planlanmaktadır. Bu amaçla Tunçbilek'te büyük bölümü tamamlanan 250kg/saat kapasiteli pilot tesiste, linyitlerimizin gazlaştırılması test edilerek sentez gazı, sıvı yakıt ve muhtelif kimyasallar üretimi için araştırma faaliyeti gerçekleştirilecektir.



Ayrıca; TKİ tarafından kömürün alternatif olarak kullanımı yönünde yapılan çalışmalar sonucunda Konya Ilgın'da hümik asit pilot tesisi kurulmuştur. 2007 yılında deneme üretimine başlanmış olan bu tesiste; leonardit, gıdya ve linyit sahalarımızın değerlendirilmesi amacıyla Ülkemizde, yeni ve doğal organik madde düzenleyicisi olarak kullanılabilir, en önemli maddelerden olan hümik ve fülvik asitin pilot ölçekte üretilmesine imkan sağlanmaktadır. 30.000 lt/yıl kapasitesindeki bu tesiste 2009 yılı sonu itibariyle 550.000 lt hümik ve fülvik asit üretilmiştir. Bu ürünlerin uygulandığı tarım alanlarında çok olumlu sonuçlar alınmıştır. Kömür üretimi sırasında, ülkemiz için önemli olan bu ürünün ham maddesinin de değerlendirilmesine özen gösterilmelidir.

3.2.5. Kömür ithalatı

2007 yılında taş kömürü ithalatı 22.946.000 ton iken 2008 yılında kömür ithalatı %15 azalarak 19.489.000 ton olmuştur. 2009 yılında ise 2008 yılına göre %4,5 artarak 20.367.000 ton olmuştur. Ekonomik krize rağmen ithalattaki artışın en önemli nedeni ithal kömür tüketiminin konut ve sanayi de bir miktar artması yanında alım garantili ithal kömüre dayalı elektrik üretiminin devam etmesine bağlayabiliriz (Şekil 3.10).



Kaynak: ETKB 2010

Şekil 3.10:Yıllara Göre Türkiye Taşkömürü İthalatı (Bin Ton)

3.2.6. Türkiye'deki Gelişmeler ve Elektrik Üretiminde Yerli Kömür Kaynaklarının Teşviki

Türkiye'nin enerji tüketiminde dışa bağımlılığının %73 seviyesine çıkması, uzunca bir süreden beri hükümetler tarafından yerli kaynaklara öncelik vermek ya da tüm kömür ve hidrolik kaynakların 2023 yılına kadar tamamının elektrik enerjisi üretimi amacıyla değerlendirilmesi yönünde beyanlara neden olmuştur. Bu beyanların bir sonucu olarak 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 karar gereğince bilinen linyit ve taşkömürü kaynaklarının 2023 tarihine kadar tamamının elektrik üretim amacı ile değerlendirilmesi ve halen elektrik enerjisi üretiminde %50'yi aşan ithal doğal gaz tüketiminin %30'un altına indirilmesi hedeflenmektedir.

Bu hedef oldukça iddialı olup yaklaşık 13-14 yılda bu hedefe ulaşabilmek için önemli kararların alınıp uygulamaya konulması gereklidir.

Halen kamu ve özel sektör uhdesinde bulunan ve elektrik üretimi amacı ile değerlendirilebilecek linyit sahalarının yakıt potansiyel kurulu güç kapasitesi yaklaşık 11000 MW'tır. Bu potansiyelin dışında MTA Genel Müdürlüğü tarafından tamamlanan **“Türkiye Maden ve Jeotermal Kaynak Rezervlerinin Geliştirilmesi ve Yeni Sahaların Bulunması Projesi”** kapsamında bilinen linyit potansiyeline ilaveten yaklaşık 2 milyar tonu aşkın bir rezerv ilave edilmiştir. Yaratılan bu rezerv artışı ile birlikte Türkiye'de elektrik üretimi amacıyla en az 15000 MW Kurulu gücü besleyebilecek linyit potansiyelinin olduğu görülür.

Halen yerli kömürlerimize dayalı mevcut işletmedeki termik santrallerin toplam kurulu gücü 8580 MW'tır.

Geliştirilen yeni linyit rezervleri ile birlikte mevcut kurulu gücün iki katına yakın elektrik kapasitesi yaratabilme imkânı mevcuttur. Bu kapasite ile yaklaşık 100 milyar kwh/yıl elektrik ek olarak yerli kömür kaynaklarından karşılanabilir ve %70'leri aşan dış enerji kaynaklarına bağımlılığımız önemli ölçüde azaltılabilir.

Şüphesiz linyit kaynaklarımıza dayalı bu gelişme fırsatı hidrolik kaynaklarımızda da mevcuttur.

Yüksek Planlama Kurulu'nun 18. 05. 2009 tarih ve 2009-11 Sayılı Kararına esas teşkil eden **“Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi”**nde belirlenen hedeflerin önümüzdeki 13-14 yılda ulaşılabilmesi için **“Yerli Kömür Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun”** çıkarmak gerekmektedir. Bu kanun ile tavanı Türkiye ortalama elektrik enerjisi satın alım bedelini aşmayacak şekilde ve Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi (TETAŞ) tarafından belirlenecek bedel üzerinden 15 yıl süre ile elektrik enerjisi satın alımına imkân tanınmalıdır. Bu madde projelerin uluslararası finansmanı için kaçınılmazdır. Ancak bununda tek başına yeterli olmadığı Elbistan C ve D santrallerinin ihalesinde görülmüştür. Buna ilave olarak, yerli kömür çıkartan maden işletmelerinin mazot giderleri ve linyitle çalışan termik santrallerin ikincil yakıtlarından alınan yüksek Özel Tüketim Vergisi(ÖTV), direkt olarak santral yakıt maliyetlerini etkilemektedir. Yaklaşık olarak yerli kömür santral yakıt maliyetinin %15'ni ÖTV oluşturmaktadır. Halen, ithal doğal gaz ile çalışan termik santrallerde ithal doğal gaza uygulanan ÖTV %4 oranındadır. Ayrıca yerli yakıt ile çalışan termik santrallerin işletme maliyetlerinin iyileştirilmesi için bu tesislerin baz yükte çalıştırılması prensip olarak benimsenmelidir.

Yerli yakıtlar için oluşmuş bulunan bu haksız durumun acilen düzeltilmesi gerekir ve bu düzenlemeyi Maden Kanunu'na yönelik olarak yapmak gerekecektir.

Örneğin, “Yerli kömür kaynaklarından elektrik enerjisi için kullananlar IV. Grup madenlerin işletilmesinde kullanılan akaryakıt bedelinde uygulanan ÖTV miktarında yüzde elli (50) indirim uygulanır” şeklindeki bir düzenleme yapılabilir. Diğer taraftan yerli kömür kullanan termik santrallerde tüketilen ikincil yakıtlardan ÖTV alınmamalıdır.

Ayrıca yurt içinde elektrik üretimi için üretilen kömürden devlet hakkının alınmaması da elektrik üretimi amacıyla yerli kömür kullanımını teşvik edecektir.



Yerli kaynaklarımız arasında kömürle birlikte önemli bir paya sahip hidrolik kaynaklarımızın da elektrik enerjisi üretimine yönelik geliştirilmesi için benzer bir şekilde yasa ile teşvik edilmelidir.

Hem yerli kömür sahaları hem de hidrolik kaynaklar için elektrik üretim amacı ile geliştirilen projelerin arazi ihtiyaçlarına ilişkin uygulamalarda kolaylıklar getirilmesi projeleri ekonomik açıdan teşvik etmenin yanında projelerin devreye alınmasını hızlandıracaktır.

Enerji tüketimimizde yerli kaynak payının artırılmasına yönelik kararların uygulanmasını kolaylaştırıcı ve çabuklaştırıcı yasal düzenlemelerin süratle ele alınması elzemdir. Aksi takdirde Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesinde benimsenen önemli hedeflerin süresinde gerçekleştirilmesi imkânsız olacaktır.

Yerli Kömür Kaynaklarının Teşvik Gerekçeleri:

Ülkemiz elektrik üretimi kurulu gücü son 12 yıl içerisinde yaklaşık iki kat artmış, 1997 yılı sonunda 21.900 MW olan kurulu güç, 2009 yılı sonu itibarıyla yaklaşık 44.600 MW olmuştur. Dolayısıyla son 12 yılda ülkemizde toplam yaklaşık 22.700 MW büyüklüğünde yeni elektrik üretim tesisi devreye alınmıştır.

Geçtiğimiz 12 yılda gerçekleştirilenlerle birlikte 2009 yılı sonu itibarıyla, Türkiye'deki mevcut elektrik üretim tesislerinin, yüzde 35,8'i doğalgaz, yüzde 4,3'ü ithal kömür ve yüzde 6,2'si fuel-oil ve diğer sıvı yakıtlar olmak üzere, toplam kurulu gücün yüzde 46,3'ü ithal kaynak kullandığı görülmektedir. Buna karşılık bu santrallerin 2009 yılı içerisinde üretimdeki toplam payı, %58 olmuştur. Bu oran, önümüzdeki 4 yıl içerisinde devreye girmesi planlanan, büyük çoğunluğu doğal gaz yakıtlı olmak üzere, ithal yakıtlı birincil kaynaklardan üretilecek elektrik miktarı ile %68 seviyesine ulaşacaktır.

Kömüre dayalı santral toplam kapasitesinin yaklaşık yarısı 1980-1990 yılları arasında tesis edilmiş olup, küçük ölçekli bazı otoprodüktör santraller dışındakilerin tamamı kamu tarafından yapılmıştır. 2009 yılında devreye alınan Şırmak-Silopi'de kurulan asfaltit yakıtlı 135 MW gücündeki termik santral ile Bolu Göynük linyit kömürlerine dayalı yapımına başlanılan santral dışında, özel sektöre ait yerli kömüre dayalı herhangi bir santral tesisinin temeli atılamamıştır. Bunun doğal sonucu olarak, yerli kömürlerimizin toplam kurulu güç içerisinde 10 yıl önce yüzde 29,2 olan payı yüzde 19,5'e kadar düşmüştür. Aynı dönemde, yerli kömürün toplam elektrik üretimindeki payı ise yüzde 31'den 2009 yılı sonu itibarıyla yüzde 21,85'e kadar gerilemiştir.

90'lı yılların ortalarından itibaren, 3096 ve 4283 sayılı yasalar çerçevesinde, mevcut işletilebilir linyit rezervlerimize dayalı, yeni ve gelişmiş temiz yakma teknolojileri kullanılarak kurulması planlanan yaklaşık toplam 4.515 MW kurulu gücünde elektrik üretim tesislerinden hiçbiri günümüze kadar geçen 14 sene içerisinde hayata geçirilememiştir. Bunun yanında, yine aynı süre içerisinde, 3096 ve 4283 sayılı yasalar çerçevesinde, yaklaşık toplam 1.450 MW ithal kömür ve yaklaşık 8.000 MW doğal gaz yakıtlı elektrik üretim santralleri işletmeye alınmıştır.

4628 sayılı yasanın yürürlüğe girmesinden itibaren, yaklaşık toplam 17.500 MW kurulu gücündeki ithal kömüre dayalı özel elektrik santrallerinin yapılması için Elektrik Piyasası Düzenleme Kurulu'na müracaat edilmiştir. Bu müracaatların bir kısmına lisans verilmiş olmakla beraber, geçtiğimiz son altı (6) sene içinde gerekli izinleri alınarak, finansmanı tamamlanıp işletmeye alınmış ve inşaatına başlanmış ithal kömür yakıtlı elektrik santrallerinin kurulu güç toplamı, müracaat edilmiş ve/veya lisansı alınan toplam kurulu gücün %10



civarındadır. Aynı dönemde lisansı alınmış, toplam 4,330 MW kurulu güç kapasitesindeki, büyük çoğunluğu linyit olan, yerli kömürlerimize dayalı santrallerin gerçekleşme oranı ise sadece %3,1'dir.

Ağırlıklı olarak 70'li yıllardan başlamak üzere ülkemizde kurulumuna hız verilen yerli linyit kömürlerimize dayalı elektrik üretim santralleri, Kıbrıs meselelerine bağlı ambargolu yıllarda, büyük çoğunluğu demir perde gerisi ülke teknolojileri ile gerçekleştirilmiştir. Bu santrallerin sahip olduğu zayıf ve düşük verimli yakma teknolojilerine bir de, santral işletme modelinden ve kömür sahaları işletmelerinden kaynaklanan sorunlar eklenince, ortaya günümüzde sonuçlarını çok açık bir şekilde gözlemleyebildiğimiz, düşük kapasite kullanımı (son 6 yılın ortalaması yaklaşık %39 civarındadır), çevresel olumsuzluklar, yüksek işletme maliyetleri gibi istenmeyen sonuçlar çıkmaktadır. Ülkemizde tamamı kamu mülkiyetinde olan mevcut işletmedeki yerli kömür yakıtlı santrallerin 859 MW'ı 30 yıldan, 1.609 MW'ı 25 yıldan ve 4.224 MW'ı ise 20 yıldan daha yaşlıdır.

Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi'nin (TEİAŞ) Haziran 2009 tarihli ve 2009–2018 tarihlerini kapsayan "Türkiye Elektrik Enerjisi Kapasite Projeksiyonu"na göre, 2016 yılında ülkemizin kurulu gücünün yüksek senaryoda 56.382 MW ve düşük senaryoda ise 54.240 MW olacağı öngörüsü yer almaktadır. Bu öngörü dikkate alındığında, muhtemel projelerin devreye girmemesi durumunda; 2016 yılında, ülkemiz kurulu gücü içinde yerli kömüre dayalı santrallerin payının %16'ya düşmesi yüksek bir ihtimaldir.

2000'li yılların başlarında devreye giren Yap-İşlet-Devret (YİD) ve Yap-İşlet (Yİ) modelleri kapsamındaki kurulu gücü 4.850 MW olan doğal gaz yakıtlı santrallerle birlikte, 2009 yılında Türkiye'de doğal gaz yakıtlı elektrik santralleri toplamı 14.419 MW kurulu güce ulaşmıştır. Enerji Piyasası Düzenleme Kurulundan (EPDK) lisans almış ve inşaat halinde olan doğal gaz yakıtlı santrallerin kurulu gücü ise yaklaşık 6.500 MW'tır. Ve bu kapasitenin %90'nının önümüzdeki 3-4 yıl içerisinde devreye girecek şekilde inşaatı ve izin işlemleri sürmektedir. 2009 yılı elektrik üretim verilerine göre büyük kısmı doğal gaz kaynaklarına olmak üzere birincil yakıt ithalatına ödenen bedel yaklaşık 9 milyar dolar olmuştur. Elektrik üretimimizin ithal kaynağa dayalı yüksek kurulu gücü; dış ticaret dengesizliği, elektrik üretim çeşitliliği, arz güvenliği ve tüketici fiyat istikrarı açısından önemli tehlikeler içermektedir. Bunun yanında ithal yakıtlı santrallerin kurulmasında limitli yerli imalat ve hizmet girdisiyle birlikte yaratılan katma değer sınırlı kalmaktadır.

Oysaki yerli kaynaklarımıza dayalı elektrik üretim tesislerinin kurulmasının önünü açmakla, hem inşaat döneminde, hem de işletme döneminde maden işletmesi ile birlikte, doğal gaz santrallerine göre en az on kat daha fazla sürekli iş istihdamı yaratan bu alan, elektrik üretim sektörünün en fazla katma değer yaratan bir özelliğe sahip olacaktır.

Yerli kömürlerimize dayalı elektrik üretimi yatırımlarının önünde esas itibariyle dört ana sorun bulunmaktadır;

1- Kömür kalitesinin gelişmiş temiz kömür yakma teknolojilerine uygunluğundaki sorunlar ve çözüm maliyetlerinin yüksek olması;

- Genel olarak Türkiye'deki linyit havzalarının çok genç kömürlerden oluşması nedeniyle aynı havzada veya aynı rezerv içerisinde dahi farklı linyit kömür karakteristikleri ile karşılaşılmaktadır. Bu durum, bazı linyit rezervleri için elektrik



üretimine elverişli olamayacağı veya teknik olarak çok pahalı çözümleri ortaya koymaktadır.

- Bazı havzalarda ülkemizin genel jeolojik yapısından kaynaklanan kömür işletmesine dair güçlükler ve maliyeti artırıcı unsurların bulunması.
- Bu nevi güçlüklerin aşılabilmesi, teknik risklerin asgariye çekilmesi için yatırım öncesi çok dikkatli ve detaylı etüt, inceleme yapmakla mümkündür. Bu da, zaman ve maliyet anlamına gelmektedir.

2- Maden ağızı elektrik santrallerinin finansmanındaki zorluklar;

Özellikle linyit madeni işletmesi yatırımı ile birlikte kurulması planlanan elektrik santrallerinin geliştirme ve inşaat sürelerinin uzunluğu ile ilk yatırım büyüklüğü projelerin finansmanında bazı güçlükleri beraberinde getirmektedir. Yatırım ve işletme dönemlerindeki riskler ve satış gelirlerine bağlı fon akım istikrarının teminat altına alınması gibi sorunları içermektedir. Bu bağlamda yatırımcının en azından finansman geri ödemesi süresince (15 yıl) sürdürülebilir bir mali fon akımı sağlanması elzem hale gelmektedir. Finansman kuruluşlarından alınan kredinin geri ödemesinin, işletme ve bakım giderlerinin toplamı kadar miktara karşılık gelecek bir tarife oranı, elektrik alıcı pazarı ile yapılacak ikili anlaşmalarla güvenceye alınmalıdır.

3- Linyit yakıtlı termik santrallerin işletme modelleri;

Bu tür termik santraller, sahip oldukları teknoloji gereği temel yük tesisleri niteliğindedir. Bu tür santraller, sistemin veya enerji piyasasının arz – talep dengesi içerisinde çok sıklıkta yük düşmesi veya devreden çıkması, devreye girmesi şeklinde işletme modeline uygun değildir. Bu nedenle, bu tür santrallerin orta veya uzun dönem ikili anlaşmalarla sisteme, sürekli ve mümkün olduğu ölçüde yüksek işletme kapasitesiyle enerji vermesi, hem projenin ekonomisi ve hem de sistemin istikrarlı temel yük ihtiyacı açısından elzemdir. Santraller için seçilecek teknoloji de buna göre tayin edilmelidir.

4- Karbon emisyonu limitleri ve yükümlülüklerin getireceği maliyetler.

Bu konuda önümüzdeki yıllarda, doğal gaz yakıtlı santraller de dahil olmak üzere, hem yeni kurulan termik santraller, hem de mevcut santraller belirli bir yükümlülük altına gireceklerdir. Bu yükümlülükler, Türkiye için, henüz ne derecede işletmeleri mali yönden etkileyeceği net olarak bilinmemektedir. Ancak, bu gibi potansiyel mali yükümlülüklerin özellikle yerli kömür yakıtlı santrallerin işletilmesi esnasında elektrik piyasasındaki rekabet gücünü kırıncı seviyelere ulaştıracak boyutlara gelmemesini temin etmek veya önlemek amacıyla tedbirler alınmalıdır.

Yukarıda da belirtildiği şekliyle, Türkiye'deki işletilebilir yerli kömür yakıtına dayalı termik santrallerin milli ekonomiye katkısı ile birlikte, yerli yakıt kaynağına dayalı elektrik üretim oranımızın yükseltilerek, birincil enerji girdisi maliyetlerinin gelecek dönemler için kontrol altına alınabilmesi yönünden bu milli kaynaklarımızın geliştirilmesi teşvik edilmesi gerekmektedir.

Yenilenebilir enerji kaynaklarımızın yanında yerli linyit, taş kömürü, asfaltit vb. yakıtlı elektrik üretim tesislerinin payının yükseltilmesi, ithal birincil enerji kaynaklarının ileriki dönemlerde yakıt maliyetinin (bir termik santraldan üretilen elektriğin maliyetinin yaklaşık % 65-%70 oranı



yakıttan gelen girdiler olduğu göz önüne alınınca) dünya piyasalarındaki dalgalanmalara açık olmasıyla kontrol edilemeyen yakıt fiyatlarından üretilen elektrik enerjisinin dengelemesi, dışarıya bağımlılığın azaltılması, elektrik enerjisi üretimindeki kaynak çeşitliliği açısından çok büyük önem arz etmektedir. Bugün, bu tür yatırımlara verilecek tatmin edici teşvikler enerji sektörünün geleceğine, istikrarına yapılacak yatırım olarak görülmelidir.

Bunların yanında, elektrik üretiminde yerli birincil enerji girdi kaynaklarımızın geliştirilmesini teşvik etmek Türkiye'nin ithal yakıt kaynaklarına bağımlılığını azaltacak ve ithal yakıt ve ithal elektriğin yol açtığı ithalat/ihracat dengesizliğini ülkemiz lehine değiştirecektir. Bunun yanında maden ve enerji santral yatırım ve işletmeleri önemli boyutlarda direkt ve dolaylı iş olanağı sağlayarak ülkemizde artan işsizlik oranının düşürülmesine katkı sağlayacak ve ayrıca ülkemizin döviz rezervlerinin erimesine engel olacaktır.

Yüksek Planlama Kurulu'nun 18.05.2009 tarih ve 2009-11 sayılı kararı ile kabul edilen "Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi" uyarınca, bilinen linyit ve taşkömürü kaynaklarının 2023 tarihine kadar tamamının elektrik enerjisi üretimi amacıyla değerlendirilmesi ve yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı için alınacak tedbirler sonucunda elektrik üretiminde doğal gaz payının %30'un altına indirilmesi hedeflenmektedir. Aynı şekilde Devlet Planlama Teşkilatı tarafından hazırlanan ve 28 Haziran 2008 tarih ve 26920 sayılı Resmi Gazete 'de yayınlanarak yürürlüğe giren 2009-2011 orta vadeli program, "ithal bir kaynak olan doğal gaza aşırı bağımlılığı azaltmak üzere yerli ve yenilenebilir kaynakların elektrik enerjisi üretimi amaçlı kullanımına hız verilmesi" hedefini belirtmektedir.

Gerekçeleri açıklanan ve teklif edilen yasa metni, bu hedeflerin gerçekleştirilmesi için gerekli mevzuatın oluşturulmasını sağlayacaktır.

Teşvik maddelerinin gerekçeleri şu şekildedir:

Yerli kömüre dayalı santrallerin yatırım ve inşaatında yaşanan madencilik, finansman ve işletme risk ve zorluklarının aşılması ve bu yatırımların gerçekleştirilebilmesi amacıyla, bu tip santral yatırımlarında uzun dönemli ikili anlaşmalar ve sürdürülebilir mali fon akımı olmazsa olmaz bir gereksinimdir.

Yatırımcılar, santral yatırımına ek olarak maden yatırım ve işletme yük ve risklerini de üstlenmektedirler. Bu da projelerin finansmanlarında ek bir külfet ve risk unsuru yaratmaktadır. Ülkemizde yer alan kömür kaynaklarının çoğunluğunu genç linyitlerin oluşturması, özel yakma teknolojileri ve kazan tasarımları gerektirmektedir. Bu tip santral yatırımlarında kullanılacak kazanlar özel tasarım imalatlarla gerçekleştirilmekte ve projenin herhangi bir sebeple durması veya sonlandırılması durumunda bu tür ana ekipmanların başka bir proje için kullanılma olanaklarını tamamen ortadan kaldırmaktadır.

Kömür yakıtlı santraller, dünya genelinde temel yük tesisi olarak kullanılmakta ve enerji piyasasının arz – talep dengesi içerisinde çok sıklıkta yük düşmesi veya devreden çıkması, devreye girmesi şeklindeki bir işletme modeli teknik ve mali olarak mümkün olamamaktadır. Örneğin bir kömür yakıtlı santral ünitesinde soğuk başlatmanın maliyeti (cold start) yaklaşık 100.000 -120.000 dolardır. Ünitelerin adedi ve santrallerin devreden çıkma-girme sayısı arttıkça, santral işletme maliyetlerinde artış kaçınılmaz olmakta ve santralin mali olarak işletilebilmesi mümkün olmamaktadır. Doğalgaz, hidrolik ve diğer çeşit santrallerde bu tip yüksek maliyetler ve teknik zorluklar yaşanmazken, kömür santrallerinde devreden çıkma ve devreye girmesi işletim açısından önemli engeller yaratmaktadır.



2007 ve 2008 yılı başlarına kadar geçen sürede, Avrupa, ABD ve Çin, Hindistan gibi gelişmekte olan pazarlarda, santral rehabilitasyonları, kapasite artışı ve yeni santral yatırımlarından kaynaklanan talep artışı, santral imalat hammadde fiyatlarında 2000'li yılların ilk çeyreğine göre yüksek artış, tasarım maliyetleri, finansal pazarlarda yaşanan olumsuzluklar gibi unsurlar, santral yatırım ve finansman maliyetlerini ve teslim sürelerini olumsuz yönde etkilemiştir. Bu olumsuzlukların, önümüzdeki yıllarda gelişmesi beklenen pazarlardaki yeniden canlanma ile aynı şekilde gündeme gelmesi muhtemeldir. Ayrıca çevresel kısıtlamalar da proje maliyetlerinde her geçen gün yatırım ve işletme açısından olumsuz bir baskı yaratmaktadır. Özetle, kömür santral yatırımlarında, yatırımların gerçekleşmediği geçen sürede maliyetleri ve yapılabirlikleri olumsuz yönde etkilenmektedir.

Bu olumsuz koşullar altında ve mevcut elektrik piyasası yapısında, ülkemiz elektrik arz güvenliği ve fiyat istikrarı açısından önem taşıyan yerli kömür santral projeleri yatırımlarındaki finansman ve işletme zorluklarının bertaraf edilerek bir an önce gerçekleştirilmesi amaçlanmıştır. Bu haliyle uzun dönemli ikili anlaşma ve sürdürülebilir mali fon akışları sağlanarak, bu tip yatırımların en kısa sürede gerçekleştirilebilme olanağı sağlanmalıdır.

5177 sayılı kanunla değişik 3213 sayılı Maden Kanunu uyarınca kömür, linyit vb. madenler IV. Grup Maden olarak tanımlanmakta ve üretilen madenden %2 devlet hakkı alınmaktadır. 5177 sayılı kanunla değişik 3213 sayılı Maden Kanununun 9. maddesi uyarınca çıkardığı madeni kendi tesisinde işleyenlerden, devlet hakkı %50 teşvikli alınmaktadır.

Elektrik üretimi amaçlı yerli kömür kullanımında, üretilen kömür direk olarak elektrik üretim tesisinin yakıt girdisi olarak elektrik satış fiyatı ile bire bir yakını ilişkide bulunmaktadır. Geliştirilmekte olan çevresel uygulamalar çerçevesinde, yakın gelecekte uygulamaya geçeceği düşünülen karbon vergileri, en çok kömür santrallerini etkileyecek, diğer elektrik üretim santrallerine nazaran vergi yükü daha ağır olan kömür santrallerine ek bir maliyet getirecektir. Bu nedenle, yerli kömür santrallerinde mevcut vergi yükünün azaltılması ve karbon vergilerinin etkisinin minimize edilmesine yönelik olarak, elektrik üretim amaçlı kömür madenlerinden devlet hakkının alınmaması önerilmektedir.

5177 sayılı kanunla değişik 3213 maden kanununun 24. maddesi uyarınca, işletme ruhsatı alan ruhsat sahibinin 1 yıl içerisinde madeni işletmeye alması gerekmektedir. Aksi takdirde projesinde belirtilen üretimin %10'u üzerinden devlet hakkı ödeme yükümlülüğü ve 5 yıl içinde 3 yıl işletme yapmama durumunda ruhsat iptali yaptırımları uygulanmaktadır.

Oysaki bir kömür santralinde, alınması gereken izinlerin çokluğu ve bürokratik işlemler, santral inşaatının ve donanım temininin minimum 3-4 yıl aralığında gerçekleşmesi, bu maddenin büyük çaplı kömür yakıtlı santrallara ait maden sahalarında uygulanmasında sıkıntılar yaşanmaktadır. Bu nedenle EPDK lisanslı projelerde bu maddenin hükümlerinin uygulanmaması önerilmektedir.

EPDK lisanslı yerli kömür santrallerinde, maden işletme ruhsat hukukunun, EPDK tesis lisansı ile ilişkilendirilerek, maden kanunu uyarınca, hukuken ve fiilen yaşanan uygulama zorluklarının giderilmesi, maden ruhsat hukukunun, EPDK lisans hukuku ile eş güdümlü şekilde yürütülmesi gereklidir.

Ülkemizde elektrik enerjisi üretimi amaçlı işletilen ve projelendirilen kömür madenlerinin büyük çoğunluğu kamyon-ekskavatör açık ocak işletme metodu ile planlanmış ve işletilmektedir. Bu tip madencilik işletmelerinde, akaryakıt, madencilik maliyetinin en az %30-40'ını oluşturmakta, bir başka deyişle elektrik üretiminde yakıt girdisinin %30-40'ını akaryakıt



maliyeti oluşturmaktadır. Bu maliyete, santralin ilk ateşleme veya düşük yükte çalışması halinde, 2. yakıt olarak kullanılan akaryakıt dahil edildiği zaman bu oran daha da yükselmektedir.

Akaryakıt maliyetlerinin önemli bir kısmını ÖTV oluşturmaktadır. Kazan ilk ateşlemede (kazanın ısıtılıp kömürün yanma seviyesine getirilip santralin devreye alınması sırasında) kullanılan sıvı yakıtı hariç tutarsak, kömür madeninde kullanılan güncel sıvı yakıt ve vergi tutarları da göz önüne alındığında, yerli kömür ile elektrik üretim maliyetlerinin yaklaşık %16'sını ÖTV oluşturmaktadır. Bu vergi, yenilenebilir enerji kaynaklarında bulunmamakta, Doğalgaz santrallerinde kullanılan yakıtın ise güncel fiyatlar ile yaklaşık %4 oranında ÖTV alınmaktadır. Bu şekilde oluşan pazarda, yerli kömür elektrik enerjisi santralleri aleyhine rekabet dezavantajı ve kömür santralleri üzerinde ağır vergi yükleri oluşmaktadır. Teklif edilen kanun maddesi ile bu ağır vergi yükünün hafifletilmesi ve rekabet eşitsizliğinin belirli oranda azaltılması hedeflenmektedir.

Bu teşvikin uygulaması, kontrolü ve yaptırımları Maliye Bakanlığınca hazırlanacak yönetmeliklerle belirlenebilir ve kötü amaçlı kullanımlar, ağır yaptırım ve denetimlerle kontrol altına alınabilir ise, yerli kömür elektrik santrallerin önünde bulunan önemli bir engel kaldırılmış olacak ve kazanımlar elektrik tüketicilerine fiyat istikrarı ve düşük maliyet olarak yansıtacaktır.

Ayrıca, kömür üretimi ve planlanması konusunda uzman kuruluş olan TKİ kamu kuruluşları arasında en az kömür rezervine sahipken, kömür üretimi konusunda kısıtlı bilgi ve yetersiz sayıda elemanı olan EÜAŞ'ın sorumluluğundaki kömür rezervi, TKİ'nin iki katı kadardır. Bu durum, yerli kömürlerin değerlendirilmesindeki gecikmenin önemli nedenlerinden biridir.

Diğer taraftan yerli kaynaklara dayalı elektrik üretiminde kamu yatırımlarının önünün açılması için 4628 sayılı yasanın yatırımlar konusunda, kamu teşebbüslerine getirmiş olduğu engeline ortadan kaldırılması ve yerli kaynak kullanımına yönelik şekilde yasanın yeniden ele alınması gerekmektedir.

Ayrıca, kömür üretimi ve planlanması konusunda uzman kuruluş olan TKİ kamu kuruluşları arasında en az kömür rezervine sahipken, kömür üretimi konusunda kısıtlı bilgi ve yetersiz sayıda elemanı olan EÜAŞ'ın sorumluluğundaki kömür rezervi, TKİ'nin iki katı kadardır. Bu durum, yerli kömürlere dayalı santraller yapılmasının gecikme nedenlerinden biri olmuştur. Diğer taraftan yerli kaynaklara dayalı elektrik üretiminde kamu yatırımlarının önünün açılması için 4628 sayılı yasanın yatırımlar konusunda, kamu teşebbüslerine getirmiş olduğu engeline ortadan kaldırılması ve yerli kaynak kullanımına yönelik şekilde yasanın yeniden ele alınması gerekmektedir.

KAYNAKLAR:

- 1- BP 2010
- 2- IAE 2009
- 3- ETKB 2010
- 4- TKİ 2010



4. HİDROLİK ENERJİ

Hidroelektrik enerji üretimi diğer enerji kaynaklarında çok nadir bulunan kendine özgü faydalara sahip bir enerji üretim çeşididir. Hidroelektrik temiz, yenilenebilir enerji seçeneklerinin en önemlisi olarak kabul edilmektedir. Sekizinci Beş yıllık Kalkınma Planı'nda "Doğanın korunması amacı dikkate alınarak yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarının geliştirilmesi, yaygınlaştırılması ve tüketimde daha büyük oranlarda yer alması için tedbirler alınacaktır. Böylece yerli fosil kaynakların yanına yenilenebilir enerji kaynakları da katılarak ülke enerji potansiyelinin en üst derecede kullanıma sokulması sağlanacaktır." ilkesi yer almıştır.

Yenilenebilir enerji kaynaklarımızın en önemlilerinden olan hidroelektrik enerji kaynaklarımız da bu kapsamda öncelikli olarak geliştirilmesi gereken kaynaklar arasına girmektedir. Hidroelektrik, yüzyıldan fazla bir deneyime sahip kanıtlanmış ve gelişmiş bir teknolojinin ürünüdür. Bugünkü santraller %90-95 dolayında en yüksek verimli enerji dönüşüm işlemi sağlamaktadır. Bu aynı zamanda önemli bir çevresel faydadır. En gelişmiş fosil kaynaklı santrallerin verimi %60, güneş enerji panellerinin ise %18 dolayındadır (104.000 GWh).

Hidroelektrik diğer büyük ölçekli enerji üretim seçenekleriyle kıyaslandığında, en düşük işletme maliyetine ve en uzun işletme ömrüne sahiptir.

Hidrolik santrallerin kısa sürede devreye alınabilmeleri, ani elektrik enerjisi taleplerinin anında karşılanabilmesi açısından önemli bir avantaj ve stratejik yarar sağlamaktadır. Özellikle depolamalı HES'ler en fazla 3-5 dakika içerisinde devreye alınabilmekte ve devreden çıkarılabilmektedir. Enerjiye ihtiyaç olmadığı zamanlarda, kaynak kullanarak üretime devam etme dezavantajını da ortadan kaldırmaktadır. Ayrıca, pik enerji talebinin hidroelektrik santrallerle karşılanması, optimum kurulu güç ile enerji talebinin karşılanmasına olanak sağlayacaktır.

Depolamalı Hidroelektrik santraller kullandıkları suyu biriktirerek suyun diğer amaçlar için (tarım, içme suyu vb.) kullanılabilirliğini artırır. Suyun akışını düzenleyerek taşkın zararlarını önler veya azaltır. Suyun enerji üretimi yanında diğer kullanımlar için de kullanılacak şekilde depolanabilmesi ve işletilebilmesi, suyun artan ve gelecekte daha da artacak olan önemi göz önüne alındığında; bu projelerin önemini daha da artıracaktır. Küresel ısınma tezi, gelecekte düzensiz ve az yağış olacağını öngörmektedir. Suyun kullanım dönemi taleplerini de karşılayabilecek şekilde depolanabilmesi imkanını yaratması, enerji faydasına ek olarak proje rantabilitesini artıracaktır.

Hidroelektrik projeler, kendi ekonomikliklerine ilaveten, toplam elektrik üretim sektörünün daha düşük maliyet ile arzı karşılayacak kurulu güç kurulmasına olanak sağlar.

Enerji Bakanlığı tarafından 2010-2014 yıllarını kapsayan Stratejik Plan hazırlanmış olup, bu plan çerçevesinde, yapımına başlanan yaklaşık 5000 MW'lık hidroelektrik santrallerin 2013 yılı sonuna kadar tamamlanması sağlanacaktır. Bu santrallerin planlanan tahmini tamamlanma tarihleri Tablo 4.1'de verilmektedir.



Tablo 4.1: 2013 Yılı Sonuna Kadar Tamamlanması Planlanan Hidrolik Santrallerin Kurulu Gücü

	İşletmeye Geçiş Tarihi (Tahmini)			
	2010	2011	2012	2013
Kurulu Güç (MW)	1.200	1.000	1.500	1.300
Toplam (MW)				5.000

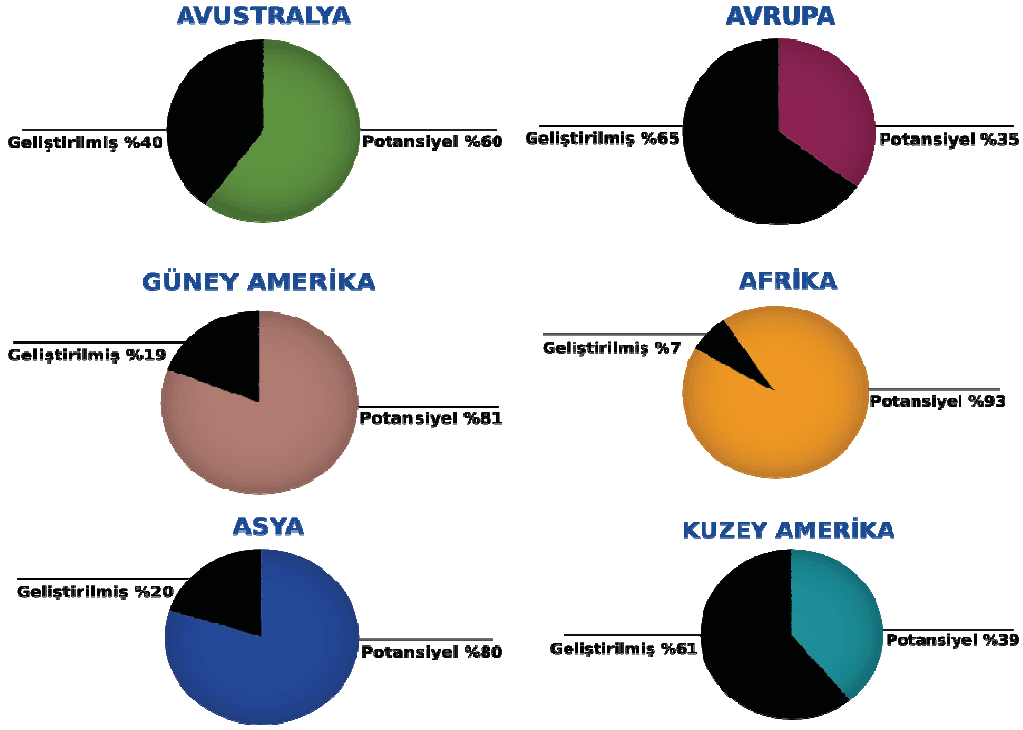
Kaynak: ETKB Stratejik Planı 2010-2014, s:18

4.1. Dünya'nın Hidroelektrik Enerji Potansiyeli

Dünyadaki teorik, teknik ve ekonomik hidroelektrik enerji potansiyeli konusunda bazı farklılıklar bulunmaktadır. Bu konuda yapılan çalışmalar toplam hidroelektrik enerji potansiyelinin yaklaşık 35.000 TWh/yıl olduğunu ortaya koymaktadır. Bu potansiyelin 14.370 TWh/yıllık bölümü teknik potansiyel, 8.082 TWh/yıllık bölümü teknik ve ekonomik olarak yapılabilir potansiyel olarak değerlendirilmektedir. Dünya hidroelektrik enerji potansiyelinin yaklaşık yarısı Asya Kıtası'nda bulunmaktadır.

Avrupa ve Kuzey Amerika hidrolik enerji potansiyellerinin büyük bölümünü 20. yüzyılda geliştirmiştir. Asya'da geliştirilen hidrolik enerji potansiyeli Çin sayesinde toplam kurulu güç bakımından Avrupa ve Kuzey Amerika'yı bugün itibarıyla geçmiş durumdadır. Asya, Güney Amerika ve Afrika hala büyük oranda geliştirilmemiş hidrolik enerji potansiyeline sahiptir. Aşağıdaki şekillerde görüldüğü üzere Avrupa ve Kuzey Amerika hidrolik enerji potansiyellerinin %60'ından fazlasını geliştirmiştir. Buna karşın; Asya, Afrika ve Güney Amerika mevcut kullanılmaya hazır potansiyellerinin küçük bir bölümünü kullanmaktadır. Örneğin; Afrika geliştirilebilir hidrolik enerji potansiyelinin ancak %7'sini geliştirebilmiştir. Dünyadaki hidrolik enerji potansiyellerinin kıtalara göre gelişme oranları Şekil 4.1'de verilmiştir.



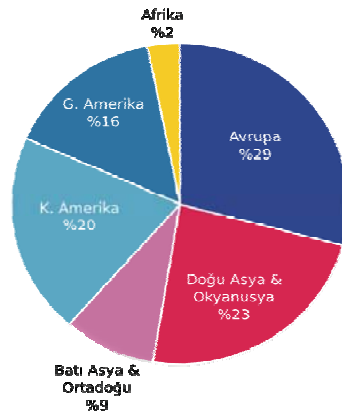


Kaynak: The IEA Hydropower Agreement, 2000

Şekil 4.1: Dünyada Hidrolik enerji Potansiyeli ve Geliştirilme Durumları

Dünya'da 11 bin santral ve 27 bin türbin&jeneratör ile toplam 150 ülkede hidroelektrik enerji üretilmektedir. Dünyadaki toplam hidrolik kurulu güç ile ilgili tahminler 850 GW ile 960 GW arasında değişmektedir. Avrupa yaklaşık 260 GW'lık hidrolik kurulu güç ile dünyada birinci sıradadır. Dünyanın bu toplam kurulu güç tahminleri içerisinde, toplam kurulu gücü 120 GW ile 150 GW arasında olduğu tahmin edilen pompaj depolamalı hidroelektrik santraller dahil değildir.

DÜNYA HİDROLİK KURULU GÜÇ DAĞILIMI

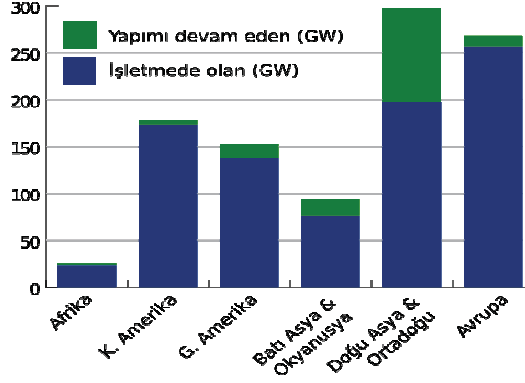


Kaynak: Uluslararası Hidroenerji Birliği (IHA) Yıllık Faaliyet Raporu, 2010.

Şekil 4.2: Dünya'da Kurulu Hidrolik Güç Dağılımı



İŞLETMEDE OLAN VE YAPIMI DEVAM EDEN HES'LERİN KURULU GÜÇLERİ



Kaynak: Uluslararası Hidroenerji Birliği (IHA) Yıllık Faaliyet Raporu, 2010.

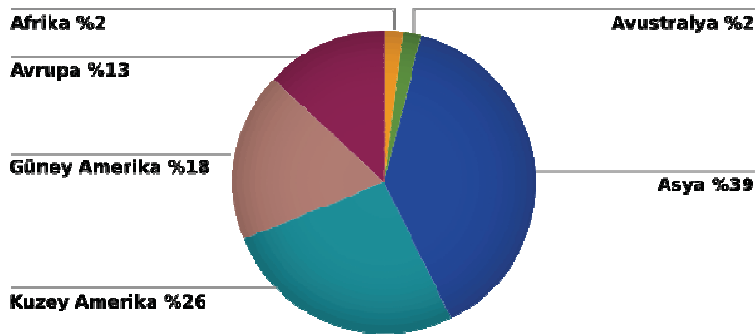
Şekil 4.3: Dünya'da İşletmede ve Yapım Aşamasında olan HES'lerin Kurulu Güçleri

Tablo 4.2: Dünya'nın Hidrolik enerji Yıllık Üretim Potansiyeli

	Teknik Potansiyel (TWh/yıl)	Ekonomik Potansiyel (TWh/yıl)
Avrupa	1 495	882
Afrika	1 750	1 000
Asya	6 800	3 600
Kuzey ve Orta Amerika	1 660	1 000
Güney Amerika	2 665	1 600
Toplam:	14 370	8 082

Kaynak: Hydropower & Dams, World Atlas and Industry Guide, 2000

DÜNYADA ÜRETİLEN HİDROELEKTRİK ENERJİNİN DAĞILIMI



Kaynak: The IEA Hydropower Agreement, 2000.

Şekil 4.4: Dünyada Üretilen Hidroelektrik Enerjinin Kıtalaraya Göre Dağılımı

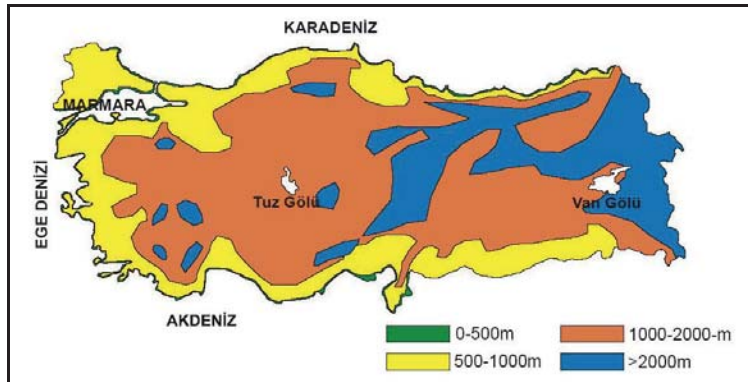
Dünya'daki elektrik enerjisi talebinin %19'u hidroelektrik santrallardan karşılanmaktadır.

4.2. Hidroelektrik Enerji ve Türkiye



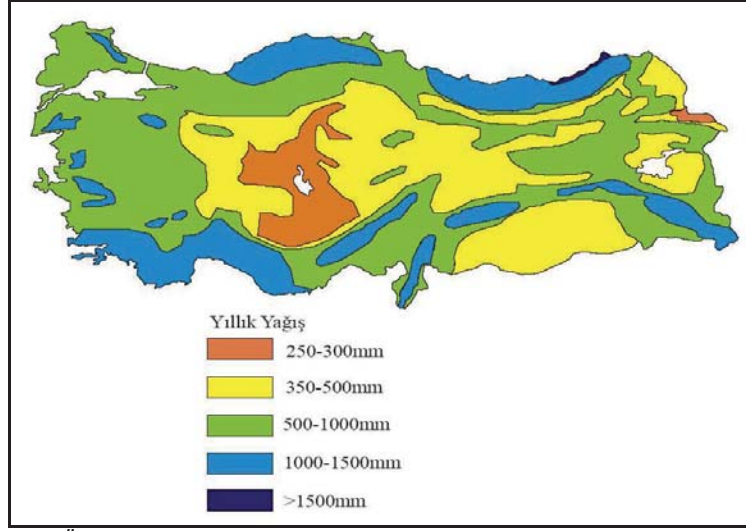
Şekil 4.5: Suat Uğurlu Barajı ve HES

Ülkemizin ortalama yükseltisi 1.131 metre olup 1000 m'den yüksek alanlar toplam yüzeyin %55.5'ini kaplamaktadır. Ülkemiz arazisinin %64'ünün eğimi %12'nin üzerindedir. Ortalama yüksekliği bir kilometrenin üstünde olan ülkemizde akarsu eğimleri de fazladır. Bu topografik yapı ve hidrolojik koşullar ülkemizi hidroelektrik enerji üretimi açısından avantajlı kılmaktadır (Şekil 4.5, Şekil 4.6). Hidroelektrik enerji santrallerinin yerli kaynak kullanma avantajının yanı sıra işletme, çevre ve stratejik açılarından da avantajları bulunmaktadır. Tüm bu avantajlar, bu tesisleri ulusal çıkarlarımız için bir an önce geliştirilmesi gereken enerji tesisleri arasına koymaktadır.



Kaynak: Mustafa KÜK "Sürdürülebilir Toprak Su Yönetimi Sunumu" (17 Aralık 2008-4 Mayıs 2009) TÜGEM-Bitki Besleme Tarımsal Mekanizasyon ve Enerji Dairesi Başkanlığı, 2009

Şekil 4.6. Türkiye Yükselti Haritası (Kük 2009)



Kaynak: Mustafa KÜK "Sürdürülebilir Toprak Su Yönetimi Sunumu" (17 Aralık 2008-4 Mayıs 2009)
TÜGEM-Bitki Besleme Tarımsal Mekanizasyon ve Enerji Dairesi Başkanlığı, 2009

Şekil 4.7: Yıllık Ortalama Yağış Haritası (Kük 2009)

Ülkemizin hidroelektrik enerji potansiyeli topoğrafik ve hidrolojik özellikler açısından tüm yurda eşit olarak dağılmamıştır. Bu dağılımda Dicle ve Fırat Havzası ve dolayısıyla GAP bölgesi barajları ağırlıklı bir yer tutmaktadır. 2005 yılında üretilen hidroelektrik enerjinin %47'sinin sadece Keban, Karakaya ve Atatürk barajlarından üretildiği dikkate alındığında Fırat Havzası'nın ülkemizin hidroelektrik üretim potansiyeli içindeki yeri ve önemi ortaya çıkmaktadır. Fırat üzerindeki bu potansiyelin geliştirilmesi sürecinde karşılaşılan birçok engelin aşılması bu projelerin tamamlanmasının ekonomik ve stratejik önemi bugün daha açık bir şekilde görülmektedir. Bu durum geliştirilmeyi bekleyen diğer hidroelektrik projelerimiz için örnek olmalıdır.

Ülkemizde tüketilen elektrik enerjisinin yaklaşık %50'si ise sanayide kullanılmaktadır. Elektrik üretiminde ise Türkiye'nin diğer doğal kaynakları dışında kullanılabileceği çok zengin bir hidroelektrik potansiyeli vardır. Buna rağmen, Türkiye elektrik üretiminde de giderek daha çok dışa bağımlı hale gelmektedir.

4.2.1. Teknik Potansiyel

Türkiye'nin brüt hidrolik potansiyeli 430 milyar kWh/yıl, teknik potansiyeli 215 milyar kWh/yıl ve ekonomik olarak kullanılabilir hidrolik potansiyeli de 125 milyar kWh/yıl olarak verilmektedir.

İşletmeye açılan 125 adet hidroelektrik santralin (HES) kurulu güç kapasitesi 11.600 MW, yıllık ortalama enerji üretim potansiyeli ise 42 milyar kWh'tir. Buna göre, ülkemizdeki teknik ve ekonomik değerlendirilebilir hidroelektrik potansiyelin ancak %34'ünün geliştirildiğini göstermektedir.

TEİAŞ tarafından hazırlanan Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonunda (2009–2018) yer alan Yüksek Talep Senaryosuna göre ülkemizdeki kurulu güç kapasitesinin, 2010 yılında 45.011 MW'a, 2018 yılında ise 56.382 MW'a çıkartılması öngörülmüştür. Aynı dönemde, hidroelektrik kurulu güç kapasitesinin ise, 2010 yılında 14.886

MW'a, 2018 yılında ise 21.077 MW'a çıkartılması öngörülmüştür. Bu da, her yıl ortalama 750 MW'lık bir hidrolik kurulu güç kapasitesinin, mevcut sisteme ilavesini gerektirmektedir. Elektrik nakil hatları hariç, yılda yaklaşık 1,2 milyar dolarlık yatırım gerektiren bu programın, yıllık enerji yatırımı bütçesi 750.000 dolar seviyesinde sabitlenmiş olan DSİ eliyle yürütülmesini, bu koşullarda olanaksız kılmaktadır.

Türkiye'nin hidroelektrik enerji projelerinin 2010 yılı başı itibariyle gelişme durumu, Tablo 4.3 ve Tablo 4.4'de verilmektedir.

Tablo 4.3: Ekonomik olarak yapılabilir Hidroelektrik Santral (HES) Projelerinin Durumu

Ekonomik olarak yapılabilir HES Projelerinin Durumu	HES Sayısı	Toplam Kurulu Kapasite (MW)	Ortalama Yıllık Üretim (GWh/yıl)	Oran (%)
İşletmede	172	13700	48.000	35
İnşa Halinde	148	8.600	20.000	14
İnşaatına Henüz Başlanmayan	1.418	22.700	72.000	51
Toplam Potansiyel	1.738	45.000	140.000	100

Kaynak: DSİ Genel Müdürlüğü, 2010

Tablo 4.4: Hidroelektrik Santrallerinin Mevcut Durumu

İşletmede	13, 700 MW (172 HES)
DSİ	10, 700 MW (57 HES)
Diğerleri	3, 000 MW (115 HES)
İnşa Halinde	8, 600 MW
DSİ	3, 600 MW (23 HES)
Diğerleri	5, 000 MW (125 HES)
Gelişmekte Olan	22, 700 MW (1, 418 HES)
4628 veya 3096 sayılı kanunlara göre, özel sektöre yapılacak olanlar	18 700 MW (1 401 HES)
4628 veya 5625 sayılı kanunlara göre, İkili İşbirliği projeleri	4 000 MW (17 HES)
TOPLAM POTANSİYEL	45, 000 MW (1, 738 HES)

Kaynak: DSİ Genel Müdürlüğü, 2010.

4.2.2. Teknik ve Ekonomik Potansiyel

Ülkemizin 26 adet nehir havzasında yapılan hesaplamalarda net teknik potansiyelin üst sınırının 190 milyar kWh/yıl olacağı tahmin edilmektedir. Türkiye'nin hidroelektrik enerji potansiyelinin bu safhaya kadar olan hesaplamalarında, enerji sektöründe çalışan uzmanların görüşlerinde bir mutabakat mevcuttur. Ancak, Türkiye'nin 190 milyar kWh/yıl olarak hesaplanan net teknik potansiyelinin içinden, ekonomik olarak yapılabilir hidroelektrik tesislerde üretilecek yıllık elektrik üretimi miktarında çok ciddi görüş ayrılıkları bulunmaktadır.

Değerlendirilmesi gereken bir diğer önemli husus da; Türkiye'nin kurulu gücü 10 MW'tan küçük HES potansiyelinin bugüne kadar kesin olarak hesaplanmamış olmasıdır. 130 milyar



kWh/yıllık ekonomik olarak geliştirilebilir HES potansiyeli dışında özel sektörün 4628 sayılı yasa kapsamında müracaat ettiği, çok büyük bir bölümü nehir ve kanal santrali olan 1095 adet HES projesi bulunmaktadır. Toplam 14.000 MW kurulu güç kapasitesinde ve yılda yaklaşık 39 milyar kWh enerji üretebileceği tahmin edilen bu projelerin üretimi ile birlikte Türkiye'nin ekonomik hidroelektrik potansiyelinin 170 milyar kWh/yıl'a ulaşabileceği kuvvetli bir olasılıktır.

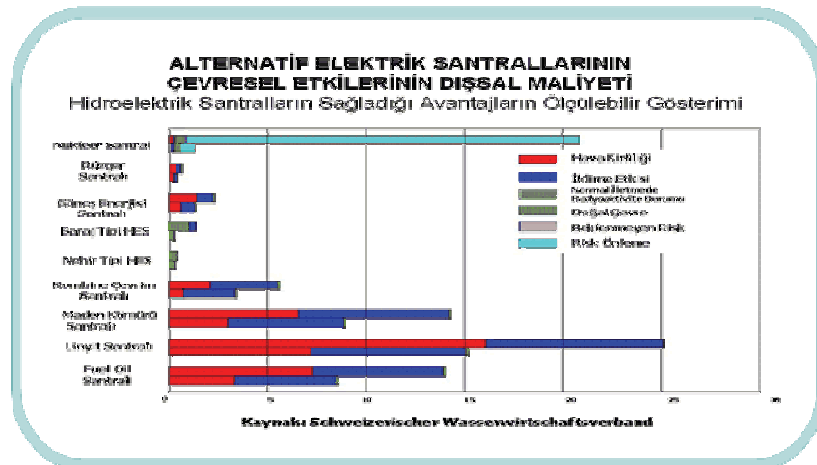
Nitekim DSİ Genel Müdürlüğü'nün Türkiye'nin hidroelektrik enerji potansiyelinin yeniden değerlendirmesi ile ilgili yaptığı ön etüt çalışmalarında teknik ve ekonomik olarak geliştirilebilecek potansiyelin 163 milyar kWh/yıl'a yükselebileceği tahmin edilmektedir.

Ekonomik kriterlere göre yapılacak değişiklikler ile hidrolik potansiyelimizi de 125 milyar kWh'dan 196 milyar kWh'a yükseltmek mümkün gözükmektedir. Ancak bunun teknik ve bilimsel çalışmalarla netleştirilmesi gereklidir.

Sonuç olarak; Ülkemizin hidroelektrik enerji potansiyelinin gelişmesinden sorumlu Genel Müdürlükleri HES projelerinin seçiminde kullanılan ekonomik kriterleri yeniden gözden geçirerek EİEİ Genel Müdürlüğü tarafından 12 havzada tamamlanan çalışmalar diğer havzalar için de tamamlanarak Türkiye'nin ekonomik hidroelektrik enerji potansiyelini yeniden tespit etmelidirler.

4.2.3. Hidroelektrik Enerji tesislerinin Çevre Etkisi ve Yatırım Maliyeti

Hidrolik enerji kaynaklarının geliştirilmesinin önemli ve zorunlu olduğu, enerji sorunu ile ilgilenen bütün çevrelerin kabul ediyor görüldüğü bir gerçektir. Ancak buna rağmen son dönemde baraj ve HES projelerine karşı geliştirilen söylemlerinin ardındaki gerçek amaç anlaşılmaya çalışılmalıdır. Hidroelektrik enerjiye karşı olan çevrelerin iyi niyetli çevre koruma amaçlı olanları ile diğer enerji kaynağı lobilerinden etkilenenlerin propagandaları davranışları ve söylemlerine karşı bu projelerin bilinçli olarak savunulması gereklidir. HES'lerin ve diğer alternatif elektrik santrallerinin çevresel etkilerinin dışsal maliyet karşılaştırılması Şekil 4.8'de verilmiştir.



Kaynak: DSİ Genel Müdürlüğü 2010
Şekil 4.8: HES'ler ve Diğer Elektrik Santrallerinin Çevresel Etkileri

Çevre zararının abartılması gibi hidroelektrik santrallerin güvenilir olmadığı iddiası da yanıltıcıdır. Hidroelektrik santrallerin her yıl üreteceği güvenilir (firm) enerji, uzun dönem de üreteceği ortalama enerji, firm enerji dışına üretebileceği sekonder enerji ile bu enerjileri üretebilecek kurulu güç, projenin planlaması aşamasında tespit edilir. Hidroelektrik santrallerin, normal işletme şartlarında her durumda üreteceği güvenilir enerji (firm enerji) ve üretebileceği enerji ortalaması bilinir. Yılın gelen su miktarına göre bu miktar yılın ilk yarısından önce de kesine yakın hesaplanabilir. **Türkiye'deki hidroelektrik santraller, her yıl üretmeleri planlanan güvenilir enerjiyi üretmişlerdir. Uzun dönemde üretmeleri gereken ortalama enerjiyi üretmişlerdir. Birçok yılda öngörülen ortalama üretimin üzerinde elektrik üretimini gerçekleştirmişlerdir.** Aşırı iklim olumsuzlukları ile uygun olmayan baraj işletmesinin birleştiği istisnai yıllardaki planlanan uzun vadeli ortalamanın altında kalan yıllık üretimler, hidroelektrik santralleri güvenilirmez olarak ilan etmenin malzemesi olarak kullanılmamalıdır.

Hidroelektrik santrallerin gerçekleşmesi için yapılan yatırımların, en yüksek yatırım bedeliyle gerçekleştirilenlerinin bile, kendine harcanan parayı yalnız elektrik üretimi ile dört ile yedi yıl içinde geri ödediği bilinmektedir.

Projelerin ilk yatırım maliyeti, tek başına alternatifler arasındaki karşılaştırmalarda tek kriter değildir. Projelerin ekonomik ömürleri içinde ki işletme bakım maliyetlerinin de değerlendirildiği karşılaştırmalarda hidroelektrik santrallerin ekonomik olduğu bilinmektedir. Bütün gelişmiş ülkelerin, öncelikle mevcut hidroelektrik projelerini geliştirmelerinin ana nedenlerinden biri, bu projelerin ekonomik olmasıdır.

Güneş, rüzgar gibi gelişen yenilenebilir enerji teknolojilerinin uygulama alanını genişletmek için gerek duyulan destekleme mekanizmaları hidroelektrik sektörünün gelişmesinin önüne engel çıkaracak bir yapıya dönüşmemelidir.

Hidroelektrik enerji potansiyeli olan gelişmiş ülkelerin birçoğunun büyük barajlar yaparak bu potansiyeli geliştirdikleri bilinmektedir. İstatistikî verilere bakıldığında Türkiye'deki büyük baraj sayısının 547, Norveç ve İsviçrede 491, İspanya'da 1.196 olduğu görülmektedir. 27 AB Ülkesindeki toplam baraj sayısının 4.704 olduğu dikkate alındığında gelişmiş ülkelerin baraj yapımından imtina etmedikleri ortaya çıkmaktadır.

Bu durumda barajların çevreye en duyarlı bir şekilde ve kaynakların verimli kullanılmasından sonra yapılması gerektiği görülmektedir.

4.3. Gelişme Durumu

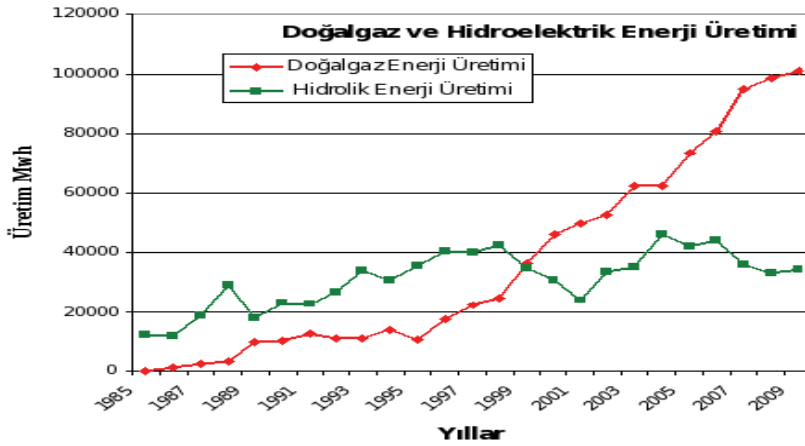
Türkiye hidroelektrik potansiyelinin Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanının 16.11.2009 tarihli açıklamasına göre 51,8 milyar kWh'lik bölümü işletmede, 21 milyar kWh'lik kısmı ise yatırım aşamasındadır. Potansiyelin yaklaşık 97,2 milyar kWh kapasiteye sahip %57,18'lik bölümü ise değerlendirmeyi beklemektedir.

2009 yılı sonu itibarıyla işletmeye açılmış 191 adet HES tesisi bulunmaktadır. Bu HES tesislerinden 106 adedi EÜAŞ tarafından işletilmektedir. Yap-İşlet-Devret (YİD) kapsamında 18 adet, özelleştirilen 7 adet ve işletme hakkı devredilen 3 adet HES tesisi dışında kalanı ise 4628 sayılı kanun kapsamında özel sektöre işletilmektedir. DSİ tarafından inşa edilerek işletmeye açılan ve EÜAŞ'a devredilen 57 adet HES tesisi bulunmaktadır. Bu DSİ HES tesislerinin toplam kurulu gücü 10.784 MW ve toplam üretim kapasiteleri de 38.410 GWh/yıl olarak tesis edilmiştir. DSİ tarafından inşa edilen bu HES tesisleri yasa gereği işletilmeleri için



yapılan bir protokol ile işletmeye geçiş aşamasında EÜAŞ'a devredilmiş bulunmaktadır. Bundan sonra DSİ tarafından inşa edilecek ve işletmeye alınacak olan HES tesisleri de EÜAŞ'a devredilecektir. EÜAŞ tarafından toplam 106 adet HES tesisi işletilmekte olup, bu işletmedeki HES'lerin toplam kurulu gücü 11.452 MW olup, toplam kapasiteleri de 38.864 GWh/yıl'dır.

Hidroelektrik enerji üretiminin toplam elektrik enerjisi üretimindeki oranı azalırken doğalgazla yapılan elektrik enerjisi üretiminin arttığı görülmektedir. Yerli ve yenilenebilir enerji kaynakları planlı bir şekilde ve hızla geliştirilmezse doğalgazla enerji üretimin aşağıdaki şekilde görülen artış eğilimi ile bu kaynağa bağımlılık yakın bir gelecekte %60-65 oranına ulaşacaktır.



Kaynak: USİAD Sektör Broşürü 1

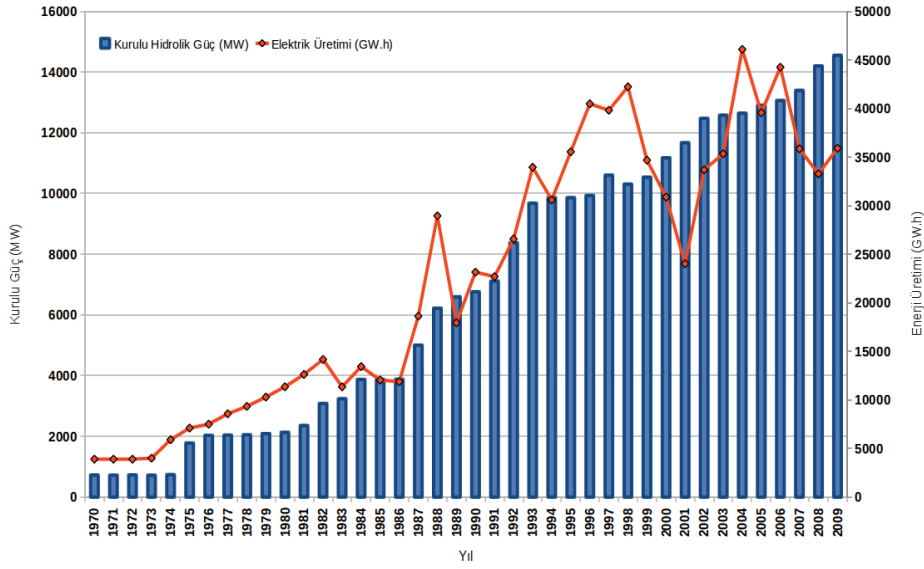
Şekil 4.9: Doğal Gaz ve Hidroelektrik Enerji Üretimi

Hidroelektrik kurulu gücü ve hidroelektrik enerji üretimi arasındaki ilişki aşağıdaki şekilde verilmiştir. Bu şekilde kurulu güç tedrici ve sürekli olarak artarken hidroelektrik enerji üretiminde belirtili dönemlerde önemli düşüşler görülmektedir. Bu düşüşlerin büyük bir bölümünün yağışlardaki azalmaya bağlı olduğu söylenebilir. Yağışların bol olduğu dönemlerde hidroelektrik enerji üretimindeki azalmanın nedenleri ise daha detaylı araştırmalarla sağlıklı bir şekilde belirlenebilir.

Bu şekil incelendiğinde 1998 yılından itibaren hidroelektrik enerji üretiminin düştüğü ve bunun yerine doğalgaz kombine çevrim santralleriyle enerji üretiminin hızla arttığı görülmektedir. Aynı şekilde 1995 yılından itibaren doğal gaz ile elektrik enerjisi üretimindeki hızlı artış eğilimi dikkat çekmektedir. Bu süreçte Türkiye'nin toplam elektrik enerjisi üretimi de artmaktadır.

Doğal gaz kurulu gücünün hızlı bir artışa geçtiği 1998 yılından bu yana, hidrolik kurulu güç artmasına rağmen hidroelektrik enerji üretiminde çarpıcı bir üretim düşüşü ortaya çıkmıştır. Bunda kısmen yaşanan kurak periyodun da etkisi olmasına rağmen ana sebebin "yapılan doğal gaz anlaşmaları nedeniyle üretimde doğal gaz santrallerine verilen öncelik olduğu" görüşü ağırlık kazanmıştır. Bu durum, doğal gaz anlaşmaları nedeniyle mevcut HES'in kurulu gücünden üretilebilecek enerji miktarının kısıtlandığını düşündürmektedir.

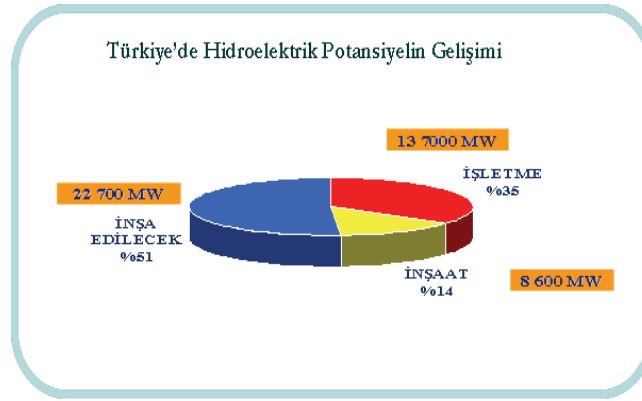
Türkiye'nin Hidroelektrik Kurulu Gücü ve Hidroelektrik Enerji Üretimi (1970 - 2009)



Kaynak: USİAD Sektör Broşürü 1

Şekil 4.10: Türkiye'nin Hidroelektrik Kurulu Gücü ve Hidroelektrik Enerji Üretimi (1970-2009)

DSİ verilerine göre kurulu güç olarak ülkemizin hidroelektrik potansiyelinin yaklaşık %35'i kullanılırken %14'ü inşaat aşamasındadır. Kalan %51'lik bölüm ise değerlendirmeyi beklemektedir.



Kaynak: DSİ Genel Müdürlüğü 2010

Şekil 4.11: Türkiye'de Hidroelektrik Potansiyelin Gelişimi

Hidroelektrik potansiyelin geliştirilmesi amacıyla HES tesislerinin kurulması ve işletimi konusunda kamunun yanı sıra, 3096 ve 4628 sayılı kanunların yürürlüğe girmesiyle özel sektör de enerji üretiminde yerini almıştır. 2009 yılı ekim ayı itibarıyla 207 adet HES tesisi işletmeye açılmış olup, toplam 14.254 MW kurulu güçteki HES santralleri EÜAŞ ve özel

sektör tarafından işletilmektedir. Her geçen gün bu sayı hızla artmaktadır. Özellikle 5346 sayılı YEK Kanunu ile verilen teşvikler sonucunda nehir ve kanal tipi başta olmak üzere küçük hidroelektrik santrallerin kurulması artmıştır. 7 Haziran 2010'a kadar işletmedeki açılan toplam HES sayısı ve kurulu güçleri aşağıdaki tabloda verilmiştir.

Tablo 4.5: 7 Haziran 2010 Tarihine Kadar İşletmedeki Toplam HES Tesisleri

HES Grupları	Adet	Toplam Kurulu Güç (MW)	Enerji Üretimi (GWh/yıl)
EÜAŞ	106	11.627,78	41.374,78
İHD	3	570,12	1.680,00
ÖZELLEŞTİRME	7	92,46	418,20
YİD	18	969,65	3.879,51
ÖZEL ŞİRKET (4628)	94	1.243,00	3.135,00
Toplam	228	14.503,01	50.487,49

Kaynak: USİAD Sektör Broşürü 1

4.4. 4628 Sayılı Yasa ve Uygulamaları

4628 sayılı EPDK kanunun yürürlüğe girmesiyle özel sektör ile DSİ arasında su kullanımı ve işletme esaslarını düzenleyen 26/6/2003 tarih ve 25150 sayılı Resmî Gazete'de yayımlanan "Elektrik Piyasasında Üretim Faaliyetinde Bulunmak Üzere Su Kullanım Hakkı Anlaşması" imzalanmasına ilişkin Usul ve Esaslar Hakkında yönetmelik ortaya konulmuştur.

Söz konusu yönetmeliğin amacı, 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu hükümleri çerçevesinde halen piyasada faaliyet gösteren veya gösterecek tüzel kişiler tarafından hidroelektrik enerji üretim tesisleri kurulması ve işletilmesine ilişkin üretim, otoprodüktör, otoprodüktör grubu lisansları için DSİ ve tüzel kişiler arasında düzenlenecek Su Kullanım Hakkı Anlaşması imzalanması işlemlerinde uygulanacak usul ve esasları belirlemektir. Özel sektör tarafından inşa edilecek, işletilecek tüm HES tesisleriyle su kullanım anlaşmaları bu yönetmeliğe göre yapılmaktadır. Bu 4628 sayılı yasa kapsamında geliştirilen ve su kullanım hakkı anlaşmasından işletme aşamasına kadar ilerleyen HES Projelerinin son durumu Tablo 4.5 ve Şekil 4.11'de verilmektedir.

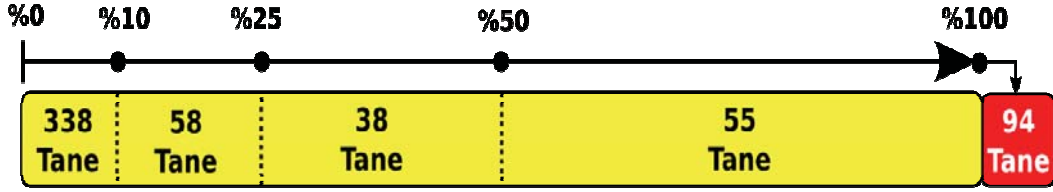
Tablo 4.5: HES Projelerinin Son Durumu

(7 Haziran 2010 İtibariyle)	Sayı	Kurulu Güç (MW)	Ortalama Kurulu Güç (MW)
Lisanslı Toplam HES	583	15744	27
Lisanslı HES Projesi (15 MW - 528 MW)	224	13258	59
Lisanslı HES Projesi (0 MW - 15 MW)	359	2486	7
Tamamlanan HES	94		
HES Proje İş İlerleme Programlarına Göre Tamamlanma Durumu (< %10)	338		
HES Proje İş İlerleme Programlarına Göre Tamamlanma Durumu (%10 - %25)	58		
HES Proje İş İlerleme Programlarına Göre Tamamlanma Durumu (%25 - %50)	38		
HES Proje İş İlerleme Programlarına Göre Tamamlanma Durumu (> %50)	55		

Kaynak . EPDK, 2010.



"7 Haziran 2010" İtibariyle HES Projelerinin İş İlerleme Programlarına Göre Tamamlanma Durumları



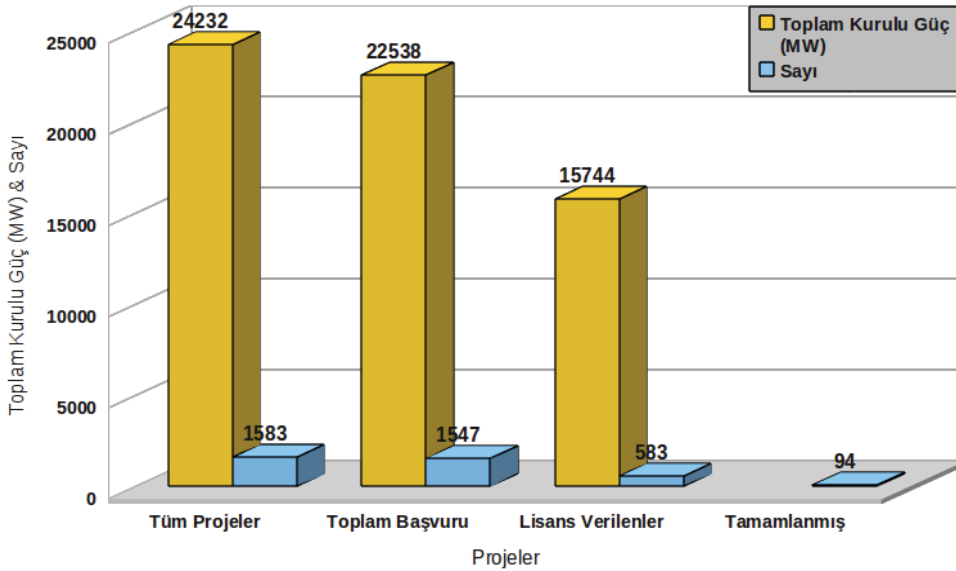
Kaynak . EPDK, 2010.

Şekil 4.12 HES Projelerinin Tamamlanma Durumu

7 Haziran 2010 itibariyle Lisans alan HES Projelerinin iş ilerleme programlarına göre tamamlanma durumları dikkate alındığında yarısı ve yarısından fazlası tamamlanmış olan proje sayısının sadece 55 olduğu görülmektedir. Diğer taraftan lisans almış 338 projenin sadece %10'u kadar olan bölümünün tamamlanmış olması ise bu konudaki ilerlemenin yavaş olduğunu ortaya koymaktadır.

EPDK'ya Başvuran HES Projelerinin Gelişme Durumları

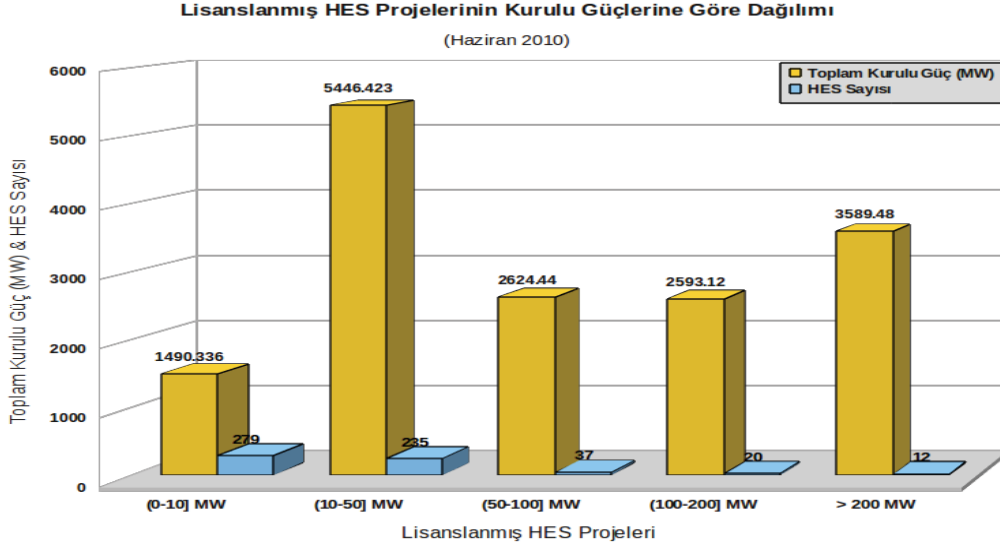
(Haziran 2010)



Kaynak: EPDK

Şekil 4.13: EPDK'na Başvuran HES Projelerinin Gelişme Durumları

Şekil 4.12'de verilen grafikten de görüldüğü gibi, 1547 proje başvurusu yapılmış olup bunların şimdiye kadar 583 adedine lisans verilmiş ve sadece 94 adedi tamamlanarak işletmeye alınmıştır.



Kaynak: EPDK

Şekil 4.14: Lisanslanmış HES Projelerinin Kurulu Güçlere Göre Dağılımı

7 Haziran 2010 tarihine kadar lisans alan HES projelerine bakıldığında bu projelerin 279 ve 235 adetle daha çok 0-10 MW ve 10-50 MW arasında toplandığı görülmektedir. Ancak 50 MW'in üstündeki 69 adet HES'in de 8.807 MW kurulu güçle toplam kurulu güç açısından daha öne çıktığı görülmektedir.

4.5. Genel Değerlendirmeler

4.5.1. Küçük HES'ler İçin Strateji Önerisi

Küçük hidroelektrik santrallerin geliştirilmesi ile ilgili stratejik hususlar aşağıda başlıklarla verilmiştir.

- Küçük HES'lerin tamamı ilgili kamu kurumunun merkezi planlama anlayışı ve denetimi kapsamında havza bazında planlama esasları dikkate alınarak özel sektör tarafından inşa edilmeli ve işletilmelidir.
- HES yatırımlarında karşılanan bürokratik engeller kaldırılmalı formaliteler azaltılarak süreç hızlandırılmalıdır.
- 4628 sayılı yasa ile elektrik enerjisi üretimi için HES lisansı alan özel sektörün teşvik edilmesinin yanı sıra tüm faaliyetleri ve çevre duyarlılığı etkin ve yaygın bir şekilde denetlenmelidir.
- HES'lerin elektromekanik donanımlarının tamamı yurt içinden temin edilecek şekilde bu sanayinin geliştirilmesi teşvik edilmelidir. Bu alanda başlayan çabalara tam destek verilmelidir. TEMSAN'ın bu alanda daha verimli üretim yapabilmesine yönelik tüm idari düzenlemeler ve değişiklikler yapılmalıdır.
- AB'nin yeşil enerjiyi destekleme politikaları belirlenmiş olup kriterleri tespit edilmiştir. Bu kriterlerin ülkemizde de en kısa zamanda hayata geçirilmesi sağlanmalıdır.

4.5.2. Büyük HES'ler İçin Strateji Önerisi

Büyük hidroelektrik santrallerin geliştirilmesi ile ilgili stratejik hususlar aşağıda belirtilmiştir.

- a) Depolamalı hidroelektrik tesislerinin DSİ Genel Müdürlüğü tarafından inşa ettirilmesine devam edilmelidir. Ancak projenin santral ünitesinin inşası ve elektro mekanikle teçhizatın temini ve montajı, şalt sahası dahil Elektrik Üretim A. Ş tarafından gerçekleştirilebilir.
- b) DSİ Genel Müdürlüğü tarafından inşa edilmiş olan tesisler Bakanlıkça, EÜAŞ'a bedelsiz olarak devredilmiştir. Ayrıca DSİ'nin hükmü şahsiyeti yok edilerek DSİ mülkleri hazine mülkiyetine geçirilmiştir. Bu konu yeniden ele alınarak, DSİ'den EÜAŞ'a devredilen HES'lerin bedeli EÜAŞ'a sermaye olarak aktarılıp bu kaynağın yeni HES'lerin yapımında kullanılması sağlanmalıdır.
- c) Türkiye'de özellikle puant saatlerde HES'lerde üretilen elektriğinin AB ülkelerine ihracatı için bağlantı ve iletim hattı olanaklarının artırılması sağlanmalıdır. Bu kapsamda oluşacak kaynak HES lerin inşası veya enerji verimliliği projeleri için kullanılmalıdır.
- d) Finansman dar boğazını açmak için uluslararası rekabete açık %100 kredili ihale yönetimini (Torul BARAJI ve HES ihalesi gibi) yaygınlaştırmak veya iç borçlanma ile kaynak yaratarak enerji sektörü ödeneklerini desteklenmelidir.

4.5.3. Öneri ve Değerlendirmeler

1. Ülkemizin elektrik enerjisi konusundaki en temel ihtiyaçlarından biri yasal ve kurumsal altyapının ve insan potansiyelinin bir an önce hazırlanması olarak ortaya çıkmaktadır.
2. Enerji üretim, iletim ve dağıtımındaki planlama hizmetleri merkezi bir yapıda gerçekleştirilmeli ve hiçbir şekilde özel sektöre devredilmemelidir
3. Elektrik enerjisi kamu kurumsal yapısı daha etkili ve işlevsel hale getirilmelidir. Bu alandaki havza bazında planlamalar acilen yapılmalıdır. Bu planlamaların yapımı işi çok iyi bir kamu denetimi, yönlendirmesi ve kontrolü ile Özel Müşavirlik firmaları tarafından gerçekleştirilebilir.
4. Özellikle sınıraşan nehirlerimizi üzerinde bulunan Keban, Karakaya, Atatürk gibi büyük depolamalı hidroelektrik santrallerin işletmesinin özelleştirme kapsamı dışında olacağı yasal olarak güvence altına alınmalıdır. Kamunun elindeki santrallerin arz güvenliği sağlamada öncelikli olarak işletilmesi planlanmalıdır.
5. 18.05.2005 tarihli resmi gazetede yayınlanan 5346 nolu "Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretim Maksatlı Kullanımına İlişkin Kanun" da su kullanan "Yenilenebilir Enerji Kaynakları: kanal veya nehir tipi veya rezervuar alanı onbeş kilometrekarenin altındaki hidroelektrik tesisler" olarak tanımlanmıştır. Bu tanım "**hidroelektrik tesislerin tümü yenilenebilir enerji kaynağıdır**" şeklinde değiştirilmelidir. Ancak kurulu gücü 100 MW'ın üzerinde HES yapmak isteyen özel sektör şirketlerinin, sermayesinin yarıdan fazlasının yerli olması, şirket statüsünün değiştirilmemesi ve devredilememesi kaydıyla bu kanun kapsamındaki düzenlemelerden ve teşviklerden yararlanabileceği belirtilmelidir. .
6. İletim ve dağıtımın doğal tekel olması nedeniyle bu iki sektör tek bir yapı altında ele alınmalıdır.



7. 18.05.2005 tarihli resmi gazetede yayınlanan 5346 No'lu "Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretim Maksatlı Kullanımına İlişkin Kanun" kapsamında lisans verme işlemi, ön yeterlilik ve şirketin finansman yeterliliği gibi iki kademedede ele alınarak gerçekleştirilmelidir.
8. 26.07.2008 tarih ve 5784 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ve Bazı Kanunlarda Değişiklik Yapılmasına Dair Kanununun 3. maddesinde "Yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı, kurulu gücü azami beş yüz kilovatlık üretim tesisi ile mikro kojenerasyon tesisi kuran gerçek ve tüzel kişiler, lisans alma ve şirket kurma yükümlülüğünden muaftır. Bu tüzel kişilerin ihtiyaçlarının üzerinde ürettikleri elektrik enerjisinin sisteme verilmesi halinde uygulanacak teknik ve mali usul ve esaslar Kurum tarafından çıkartılacak bir yönetmelikle belirlenir. " denmektedir. Bu yasadaki gerçek ve tüzel kişilerin lisans alma ve şirket kurma yükümlülüğünden muaf oluşu aynen korunmalı, ancak tanımlanan 500 kW'lık kurulu güç miktarı 1000 kW'a çıkartılmalı ve yukarıda adı geçen gerçek ve tüzel kişiler için daha rasyonel ve faydalı bir teşvik yaratılmalıdır.
9. Bu tüzel kişilerin ihtiyaçlarının üzerinde ürettikleri elektrik enerjisinin sisteme verilmesi halinde uygulanacak teknik ve mali usul ve esasların belirtileceği yönetmelik bir an önce çıkartılmalıdır.

4628 sayılı yasa tüm ilgili kesimlerin önerileri alınarak değiştirilmelidir.

KAYNAKLAR:

1. Ulusal Sanayici ve İşadamları Derneği (USİAD) Sektör Broşürü 1 "Hidroelektrik Enerji İçin Acil Durum Tespiti ve Öneriler". 15 Temmuz 2010. Hazırlayan: topraksuenerji www.topraksuenerji.org. Ankara
2. Mustafa KÜK "Sürdürülebilir Toprak Su Yönetimi Sunumu" (17 Aralık 2008-4 Mayıs 2009) TÜGEM-Bitki Besleme Tarımsal Mekanizasyon ve Enerji Dairesi Başkanlığı, 2009
3. ETKB Stratejik Planı, 2010-2014, ETKB Yayını S.18, 2010-Ankara



5. YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARI

Her geçen gün enerji ihtiyacının artması yenilenebilir enerji kaynaklarını (YEK) ve yenilenebilir enerji teknolojilerini dünyanın yeni gözdesi haline getirmiştir. Fosil yakıtlardaki maliyet artışları ve çevreye verdiği zararlar, yenilenebilir enerjiyi stratejik sektör konumuna getirmiştir.

5.1 Dünyadaki Gelişmeler

Günümüzde tüm YEK, enerji talebinin %2,5'lik bölümünü karşılarken, Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) 2015 yılında YEK'nın toplam talebin %3,3'ünü karşılamasını öngörüyor. IEA'nın projeksiyonuna göre, 2001-2030 yılları arasındaki dönemde YEK'na 10,5 trilyon dolarlık yatırım gerçekleştirilecektir. OECD ülkeleri arasında YEK'nın enerji üretimindeki payının %25'e ulaşması beklenmektedir. Karbondioksit oranlarının düşürülmesi gerekliliği, fosil yakıtlara bağımlı ülkelerde enerji arz güvenliğinin sağlanması ve YEK'nın orta ve uzun vadede geleneksel enerjilere göre maliyet avantajı da elde edeceği beklentileri, YEK konusunda yatırımların ve desteklerin oluşmasına neden olmuştur. AB komisyonu da özellikle rüzgar, güneş, biyokütle ve hidrolik enerji gibi YEK'nın gelişmesini enerji politikalarının merkezine yerleştirmiştir. AB, %6 seviyelerinde olan yenilenebilir enerji kaynaklı enerji tüketimini bu yıl itibarıyla iki katına çıkartmayı hedeflemiştir. Türkiye'deki durum ise 2005 yılında çıkan YEK'nın elektrik enerji üretimi amaçlı kullanımının yaygınlaştırılması, bu kaynakların güvenilir, ekonomik ve kaliteli biçimde ekonomiye kazandırılması, kaynak çeşitliliğinin artırılması, sera gazı emisyonlarının azaltılması, atıkların değerlendirilmesi, çevrenin korunması ve bu amaçların gerçekleştirilmesinde ihtiyaç duyulan imalat sektörünün geliştirilmesini amaçlayan YEK kanunu, sektörün gelişmesi yönünde önemli bir adım oluşturmuştur.

Yüksek petrol ve doğalgaz fiyatları, yenilenebilir enerji kaynaklarının daha geniş oranda kullanımını cesaretlendirmektedir. 2030 yılına kadar dünya genelinde hidroelektrik ve diğer yenilenebilir tüketiminde yıllık %3,4'lük artışlar beklenmektedir. Hidrolik dışında yenilenebilir enerji kaynaklarının kurulu güçteki oranı 2007'de %2,5 iken 2030 yılında bu oranın %8,6'ya yükseleceği, hidroelektriğin ise aynı dönemde %16'dan %14'e gerileyeceği öngörülmektedir. Yenilenebilir enerji kaynaklarındaki artışa en büyük katkı ise rüzgar enerjisinden gelecektir. Yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik üretiminde kullanım payının 2007'de %18 seviyesinden 2030 yılında %22'ye ulaşacağı beklenmektedir.

OECD ülkelerindeki yenilenebilir enerji kaynaklarındaki artışın rüzgar ve biyokütleden karşılanması beklenmektedir. Güneş (PV ve yoğun toplaçlar) ve dalga enerjisi uygulamaları ise henüz emekleme aşamasında olup 2030 yılında PV için 280 TWh, Yoğun toplaçlar için 124 TWh ve dalga enerjisi için de 13 TWh'lık elektrik üretim seviyelerine ulaşılması öngörülmektedir.

IEA'na göre; CO₂ emisyonunun azaltılması amacıyla enerji paradigmasında değişime gidilmesi halinde Avrupa Birliği enerji sektöründe önemli değişiklikler olacaktır. Bu kapsamda nükleer enerji, rüzgar enerjisi, güneş enerjisi, atıktan enerji elde etme teknolojilerine önemli



yatırımlar yapılması ve söz konusu teknolojilerin yaygınlaşması beklenmektedir. 2009-2030 dönemi arasında elektrik sektörüne yapılacak yeni yatırımların %71'nin yenilenebilir enerji yatırımları olması beklenmektedir.

Dünyadaki sera gazlarının 2/3'ü enerji üretimi ve kullanımı kaynaklıdır. Bu konuda yapılacak yatırımlar enerji verimliliği, yenilenebilir enerji teknolojileri, nükleer enerji ve kömür teknolojilerinin geliştirilmesine yönelik olmalıdır.

Avrupa, Yenilenebilir Enerji Direktifi (RES Directive)'ne göre, 2020'deki her tür enerji talebinin %20'sinin yenilenebilir kaynaklardan karşılanması hedefinin gerçekleştirilmesini amaçlanmaktadır. 27 üye ülke tarafından bu Direktif hızlı ve etkin bir şekilde uygulanmaktadır

Avrupa Enerji Portalı (Brüksel, 11 Mart 2010)'na göre, Üye ülkelerden alınan tahminler, yenilenebilir enerjinin 2020'ye kadar enerji tüketiminin %20'sini sağlayacağına dair olan tahmin hedefine ulaşılacağını göstermektedir. Avrupa Birliği bugün için %10'undan biraz azını sağlamaktadır.

Avrupa Komisyonuna sunulan geleceğe ait tahminleri içeren dokümanlarda, 27 üye ülke 2020'deki hedeflerinin, enerji tüketimlerinin en az %20'sini yenilenebilir enerji kaynaklarından sağlamayı başaracaklarını beyan etmişlerdir. Bunlardan 21 üye ülke bu hedefi aşacaklarını veya ulaşacaklarını belirtmişlerdir.

IRENA Projesi: Bu proje içinde bulunduğumuz on yılı kapsıyor. Bu projenin 2010 yılı hedefi, yenilenebilir enerji ile ilgili bir "Data Base" oluşturmaktır. Bilgilerin toplanması, değerlendirilmesi ve paylaşımı IRENA'nın en önemli merkezi fonksiyonu olacaktır. 2010 için 13,7 milyon dolar bütçe kabul edilmiş olup 143 üye ülke IRENA Statüsünü imzalamıştır.

Uluslararası Enerji Ajansı'nın '2009 Dünya Enerji Görünümü'nün referans senaryosuna göre her şey normal akışında devam ederse Hidro olmayan yenilenebilir enerji teknolojilerinde hızlı bir artış öngörülmektedir. Artışın en önemli kısmı güç üretimindedir. 2007'de %2,5'dan 2030 da %8,6'ya çıkmakta olup bunda da tartışmasız en büyük artış Rüzgar enerjisinde olacaktır. Ulaşım sektöründe de biyoyakıtların artışı oldukça önemli olacaktır.

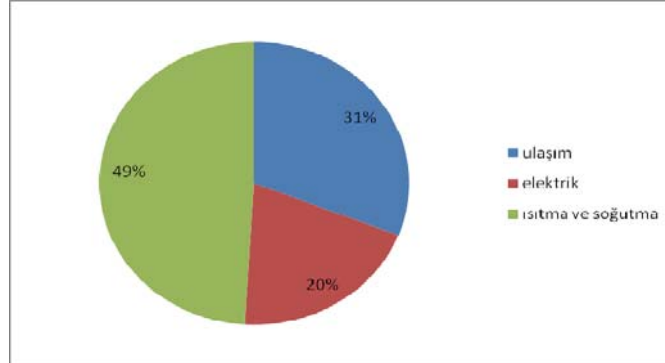
Dünyada 2009 yılında devreye giren üretim kapasitesinin %39'u rüzgar türbini, %29'u doğal gaz üretim tesisleri, %16'sı da güneş pili sistemleri tarafından karşılanmıştır. Toplamda 2009 yılında yenilenebilir enerji teknolojilerinin payı %61 olarak gerçekleşmiştir.

Yenilenebilir Enerji, 2050'yi düşünmek: Avrupa Birliğini %100 yenilenebilir enerjiye dayalı kılmak veya Avrupa Birliği için %100 Yenilenebilir Enerji Vizyonu olarak tanımlanabilir. EREC (Avrupa Yenilenebilir Enerji Konseyi), hazırlamış olduğu yeni raporu olan "RE-thinking 2050" de, Avrupa Birliği'nin elektrik enerjisi, ısıtma ve soğutma ve ulaşım ile ilgili enerji gereksinimlerinin %100 yenilenebilir enerjiden nasıl sağlanabileceğine ve bunun Avrupa'nın enerji tedarik sistemindeki etkilerinin ve CO2 emisyonlarının incelenmesine yönelik bir yol haritasını özetlemektedir. Rapor, farklı yenilenebilir enerji teknolojilerinin; bu konuda kuvvetli bir politik, sosyal ve ekonomik destek olunması şartıyla, 2050 yılına kadar tam bir sürdürülebilir enerji tedarikine nasıl katkıda bulunabileceğini değerlendirmektedir. Rapor, aynı zamanda, AB'nin yenilenebilir enerji potansiyelinin tam olarak değerlendirilmesi için nelerin gerekli olduğuna dair politik önerileri de içermektedir.

Avrupa Birliği Enerji Sisteminin, %100 yenilenebilir enerjiye dayandırılması düşüncesinin altında yatan neden, AB'nin bugün enerjisinin %55'ini ithal etmekte olması ve gelecek 20-30 yıl içinde bu rakamın %70'e çıkacak olmasıdır. 2030 yılında AB, gazının %84'ünü,



kömürünün %59'unu ve petrolünün %94'ünü ithal edecektir. Avrupa Birliğinde nihai enerji talebi aşağıdaki şekildedir:



Kaynak: EREC (Avrupa Yenilenebilir Enerji Konseyi): RE – thinking 2050, Nisan 2010

şekil 5.1: AB'nin Nihai Enerji Talebi

“RE-thinking 2050” Raporuna göre, 2020 yılına kadar olan yenilenebilir enerji açılımı, enerjiye bağlı yıllık CO₂ emisyonlarını, 1990 yılı emisyon seviyesinden 1.200 Milyon ton (Mt) daha azaltmış olacaktır. Bu rakam 2030'da 2.000 Mt, 2050'de 3.800 Mt olacaktır. 2050 yılında AB, enerjiye bağlı CO₂ emisyonlarını 1990 yılındaki seviyeye göre %90'dan daha fazla azaltmış olabilecektir. Buna ilaveten, Avrupa Birliği'ni %100 yenilenebilir enerjiye dayandırmak, iş yaratmak açısından da önemli bir sosyal yarar sağlamış olacaktır: Yenilenebilir enerji sektörü 2020'de 2,7 milyon, 2030'da 4,4 milyon insan istihdam edecektir. 2050'de ise 6,1 milyon kişi işgücüne katılmış olacaktır. Raporun içeriğine baktığımızda AB için ileriye dönük bilgilere ulaşılmaktadır (Tablo 5.1):

Tablo 5.1: Yenilenebilir Elektrik Kurulu Gücü (GW)

YEK Türü	2007	2020	2030	2050
Rüzgar	56	180	288,5	462
Hidro	102	120	148	194
PV	4,9	150	397	962
Biyomas	20,5	50	58	100
Jeotermal	1,4	4	21,7	77

Kaynak: EREC (Avrupa Yenilenebilir Enerji Konseyi): RE – thinking 2050, Nisan 2010

Tablo 5.2: Yenilenebilir Isıtma ve Soğutma Tüketimleri (Mtoe)

YEK Türü	2007	2020	2030	2050
Biyomas	61,2	120	175	214,5
Güneş termal	0,88	12	48	122
Jeotermal	0,90	7	24	136,1

Kaynak: EREC (Avrupa Yenilenebilir Enerji Konseyi): RE – thinking 2050, Nisan 2010.

Tablo 5.3: Ulaşım Sektörü Yakıt Talebine Biyoyakıtların Katkısı (Mtoe)

YEK türü	2007	2020	2030	2050
Biyoyakıt üretimi	7. 88	34	44. 5	102

Kaynak: EREC (Avrupa Yenilenebilir Enerji Konseyi): RE – thinking 2050, Nisan 2010

Tablo 5.4: Nihai Enerji Tüketimine Yenilenebilir Enerji Katkısı (Mtoe):

YEK türü	2007	2020	2030	2050
Rüzgar	8. 9	41	72	133. 5
Hidro	27. 9	33	34. 2	38. 5
PV	0. 5	15. 5	48	116
Bioenerji	77. 8	175. 5	226	359. 1
Jeotermal	1. 4	9. 7	35. 5	188
Güneş termal	0. 9	12	70	122

Kaynak: EREC (Avrupa Yenilenebilir Enerji Konseyi): RE – thinking 2050, Nisan 2010

5.2. Türkiye’de Yenilenebilir Enerji Kaynakları

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanı'nın 2010 yılı bütçesi ile ilgili olarak yaptığı konuşmada rüzgar kurulu gücünün 20.000 MW mertebesine, jeotermal kurulu gücünün 600 MWe mertebesine ulaşmasının hedeflendiği ifade edilmiştir. Rüzgar enerjisi kurulu gücünün 2 yıl sonunda 2200 MW'a ulaşacağı tahmin edilmektedir. 2009 sonu itibariyle işletmeye alınan santrallerin 375 MW'ı rüzgar, 564 MW'ı hidroelektrik, 47,4 MW'ı jeotermal ve 21 MW'ı çöp gazı ve biyogazdır. Türkiye'nin 140 milyar kwh olan yıllık ekonomik hidrolik enerji potansiyelinin %37'lik kısmı işletmede, %15'lik kısmı (özel sektör dahil) inşa halindedir.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Stratejik Planı (2010-2014)

Yenilenebilir enerji kaynaklarına ilişkin temel hedef, bu kaynakların elektrik enerjisi üretimi içerisindeki payının 2023 yılında en az %30 düzeyinde olmasının sağlanmasıdır. 2009 sonu itibariyle rüzgar kurulu gücü yaklaşık 800 MW, jeotermal kurulu gücü yaklaşık 80 MW düzeyine ulaşmıştır.

Yapımına başlanan 5000 MW'lık hidroelektrik santrallerin 2013 yılı sonuna kadar tamamlanması sağlanacaktır.

- 2009 yılı itibariyle 802,8 MW olan rüzgar enerjisi kurulu gücünün, 2015 yılına kadar 10.000 MW'a çıkarılması sağlanacaktır.
- 2009 yılı itibariyle 77,2 MW olan jeotermal enerji gücünün, 2015 yılına kadar 300 MW'a çıkarılması sağlanacaktır.
- Stratejiler: Ekonomik potansiyel oluşturan yenilenebilir enerji kaynaklarına ilişkin olarak, lisans alınan projelerin öngörülen sürede tamamlanması için gerekli tedbirler alınacaktır. Üretim planlamaları, teknolojik gelişmelere ve mevzuat düzenlemelerine bağlı olarak yenilenebilir enerji kullanım potansiyelindeki gelişmeler dikkate alınarak hazırlanacaktır. Elektrik iletim sisteminin daha fazla rüzgar enerjisi santralı bağlanmasına imkan verecek şekilde güçlendirilmesi için gerekli çalışmalar hızlandırılacaktır. Jeotermal kaynakların

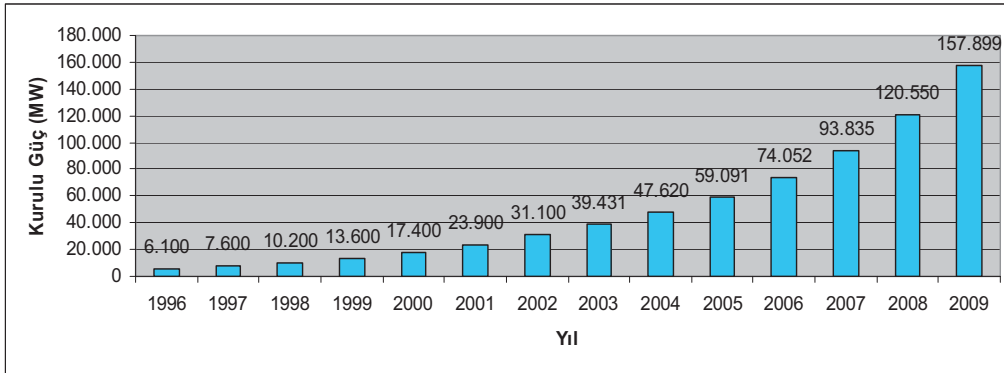


kullanımındaki koruma ilkelerine uygun olarak rejenerasyonları yapılacak ve yenilenebilir özellikleri devam ettirilecektir. Elektrik enerjisi üretimine uygun jeotermal alanların özel sektöre açılması konusundaki çalışmalara hız kazandırılacaktır. Yenilenebilir enerji kaynakları alanında teknoloji geliştirme çalışmalarına ağırlık verilecektir.

5.3. Rüzgâr Enerjisi

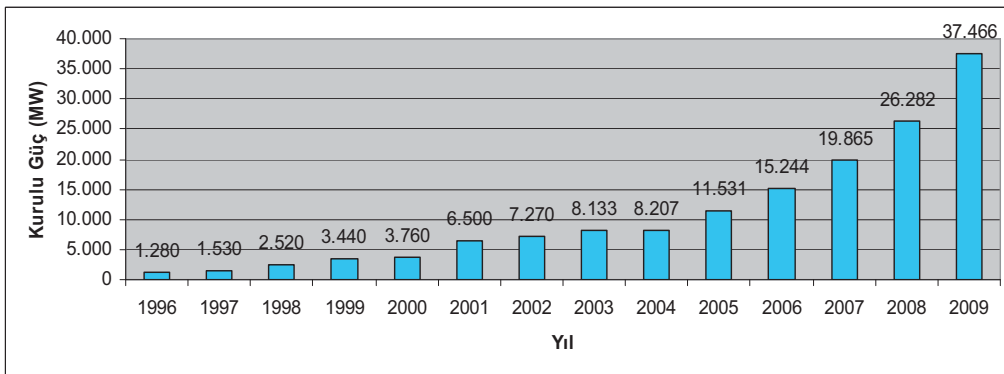
5.3.1. Rüzgâr Enerjisi Pazarındaki Global Gelişmeler

1996'dan beri kümülatif rüzgar kurulu gücü logaritmik olarak artış göstermektedir. 2009 yılında 37.466 MW gücünde rüzgâr enerjisi santralının (RES) devreye alınmasıyla küresel rüzgar enerjisi kurulu gücü 157.899 MW'a yükselmiştir. 2009 yılında devreye alınan rüzgâr gücü 1996'dan bu yana devreye alınan en büyük güçtür (Şekil 5.2 ve Şekil 5.3). 2009 yılı sonu itibarıyla global rüzgar enerjisi pazarında %31'lik büyüme görülmüştür. Küresel finansal krizin pek çok sektörü etkilediği bu dönemde global rüzgar enerjisi pazarındaki bu büyüme dikkat çekicidir.



Kaynak: Global Wind Energy Council (GWEC), World Wind Numbers and Graphs for 2009, 2010

Şekil 5.2: Küresel Kümülatif Rüzgâr Kurulu Gücü (1996-2009)



Kaynak: Global Wind Energy Council (GWEC), World Wind Numbers and Graphs for 2009, 2010

Şekil 5.3: Küresel Yıllık Kurulan Rüzgâr Kurulu Gücü (1996-2009)

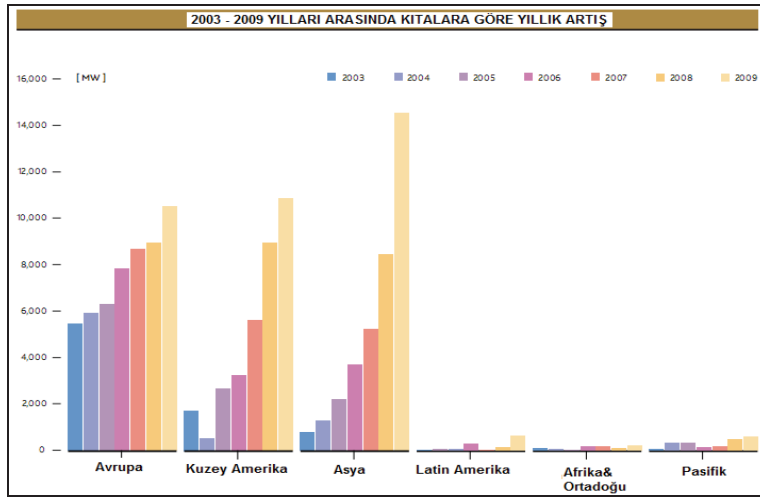


Tablo 5.5: Global Rüzgâr Enerjisi Pazarındaki İlk On Ülke (2009)

Ülkeler	Kurulu Güç (MW)	Pazar Payı (%)
ABD	35.159	22,3
Almanya	25.777	16,3
Çin	25.104	15,9
İspanya	19.149	12,1
Hindistan	10.926	6,9
İtalya	4850	3,1
Fransa	4492	2,8
İngiltere	4051	2,6
Portekiz	3535	2,2
Danimarka	3465	2,2
En Büyük 10 Pazar	136.508	86,5
Dünyanın Geri Kalanı	21.391	13,5
Dünya Toplam	157.899	

2009 yılında eklenen en büyük kurulu güç 13.000 MW ile Çin'de olmuş ve Çin'deki rüzgâr enerjisi pazarı %110'luk önemli bir büyüme sergilemiştir. Çin'i 10.526 MW ile Avrupa bölgesindeki ve 9.922 MW ile de ABD'deki yatırımlar izlemiştir. 2009 yılı sonu itibariyle dünyadaki en büyük rüzgâr kurulu gücü 35.159 MW ile ABD'de bulunmakta ve onu 25.777 MW ile Almanya takip etmektedir (Tablo 5.5). 76.152 MW ile toplam dünya kurulu rüzgâr gücünün %48'ine sahip Avrupa elektrik enerjisi ihtiyacının %9'unu rüzgâr enerjisi ile karşılamaktadır.

Kıtalarla göre 2003, 2004, 2005, 2006, 2007, 2008 ve 2009 yıllarında eklenen kurulu güçler Şekil 3'de ifade edilmiştir. 2009 yılında Asya kıtası Çin ve Hindistan'daki gelişmeler sebebiyle ciddi bir artış göstermiştir.



Kaynak:1) Durak, M, 2009 Yılı Sonu İtibari İle Dünya'da ve Ülkemizde Rüzgâr Elektrik Santral (RES) Projelerinin Son Durumu, 2010
2) Global Wind Energy Council (GWEC), World Wind Numbers and Graphs for 2009, 2010

Şekil 5.4: Kıtalarla göre yıllık artış



Avustralya, 2009 yılı sonunda 1.712 MW kurulu rüzgar gücüne ulaşmıştır. Eyalet merkezli teşvik sistemi ile bu büyüme eğilimini devam ettirmek istemektedir. 2009 yılında 406 MW yeni kapasite eklenmiştir.

Genç bir pazar olan Afrika ve Ortadoğu'da ise, Mısır (430 MW), Fas (253 MW) ve İran (91 MW) dikkati çekmektedir. %36'ya yakın bir büyüme gerçekleştirmişlerdir.

Dünyadaki 10 büyük pazarın ve diğer ülkelerin 2009 yılında eklediği kapasite ve kapasite artış değerleri Tablo 5.6'da ifade edilmiştir. Görüldüğü gibi Çin 2009 yılında %34,7'lik artışla dünyada ilk sırayı almaktadır. 2010 yılındaki gelişmelere bakılırsa bu durum devam edecek gibi gözükmektedir.

Tablo 5.6: Ülkelerin 2009 Kapasite Artışı ve Yüzdesi

Ülkeler	Kapasite Artışı (MW)	Artış Yüzdesi (%)
Çin	13.000	34,7
ABD	9.922	26,5
İspanya	2.459	6,6
Almanya	1.917	5,1
Hindistan	1.271	3,4
İtalya	1.114	3,0
Fransa	1.088	2,9
İngiltere	1.077	2,9
Kanada	950	2,5
Portekiz	673	1,8
En büyük 10	33.471	89,3
Dünyanın Geri Kalanı	3.994	10,7
Dünya Toplam	37.466	

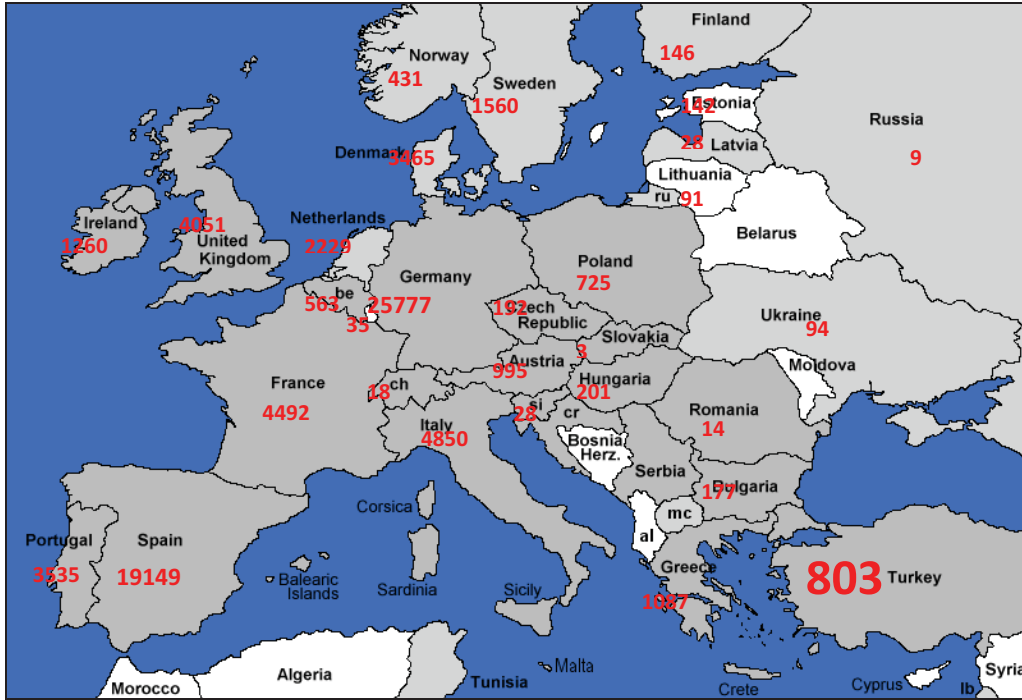
Kaynak: Global Wind Energy Council (GWEC), World Wind Numbers and Graphs for 2009, 2010

Avrupa Birliği Ülkeleri, rüzgar enerjisi başta olmak üzere yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanım oranlarının artırılmasına yönelik hedeflere odaklanmıştır. Avrupa'daki ve diğer bölgelerdeki ülkeler bu hedefleri tutturabilmek için çeşitli piyasa destek yöntemlerini benimsemişlerdir. Bu ülkeler, üretilen birim enerji başına prim ödenmesinden, özel tarifeler uygulanmasına, yenilenebilir enerji kaynaklarını kullanan elektrik santrallerine vergi teşviki ve sübvansiyondan enerji üreticilerinin enerji arzlarının gittikçe artan bir yüzdesini yenilenebilir kaynaklardan elde etmeye zorunlu olmasına kadar dayanan bir takım yöntemlerden faydalanmışlardır.



2009 yılı içerisinde de Avrupa'da rüzgar enerjisi kullanımı artarak devam etmiştir. Almanya liderliğini korumuştur ve İspanya hemen onu takip etmektedir. İtalya ve Fransa'da kullanımı ise gittikçe artmaktadır. AB'ye yeni üye olan ülkeler RES kullanımında henüz istenilen seviyede değildir. Orta ve Batı Avrupa Ülkeleri, Doğu Avrupa Ülkelerine doğru yönelmektedir. Avrupa'daki 4 ana ülke ise, Almanya ve İspanya başta olmak üzere Fransa ve İtalya'dır. Ayrıca denizüstü (offshore) RES kurulu gücü de 2.061 MW olup Avrupa'daki toplam kurulu güç olan 76.152 MW içerisinde %2,7 orana sahip olmakla beraber, denizüstü RES projelerinin önümüzdeki yıllarda artacağı tahmin edilmektedir.

Avrupa Birliği ülkelerinde 2000 yılında %2 olan rüzgâr enerji kullanım oranı, 2009 yılı sonu itibariyle %9'a yükselmiştir. 2009 yılı sonu itibariyle Avrupa bölgesinde bulunan kurulu rüzgâr gücü 76.152 MW seviyesine ulaşmıştır. 2009 yılı boyunca 10.526 MW'lık rüzgâr gücü devreye alınmış olup, bunun 10.163 MW'ı Avrupa Birliği (AB) ülkeleri tarafından kurulmuştur. 10.163 MW'ın 9.581 MW'lık bölümü onshore sahalara ve 582 MW'lık bölümü ise offshore sahalara kurulmuştur (Tablo 5.7). 2009 yılında onshore rüzgâr enerjisi pazara önceki yıla göre %21 büyürken, offshore rüzgâr enerjisi pazarı %56 büyümeye ve Avrupa Birliği ülkelerinde toplam rüzgar enerjisi pazarı 2009 yılında %23'lük büyümeye göstermiştir. Şekil 5.5'de 2009 yılı sonu itibariyle Avrupa ülkelerindeki rüzgar enerjisi kurulu güç dağılımı görülmektedir.



Tablo 5.7: Avrupa Bölgesi Kurulu Gücü

	2008 Yılı Eklenen Güç (MW)	2008 Sonu Kurulu Güç (MW)	2009 Yılı Eklenen Güç (MW)	2009 Sonu Kurulu Güç (MW)
AB Ülkeleri	8.268	64.719	10.163	74.767
AB Aday Ülkeler	312	476	353	829
EFTA	105	443	6	449
Diğer	1	103	4	107
Toplam	8.686	65.741	10.526	76.152
Onshore	8.312	64.262	9.944	74.091
Offshore	374	1.479	582	2.061

Kaynak: 1) Durak, M, 2009 Yılı Sonu İtibari İle Dünya'da ve Ülkemizde Rüzgâr Elektrik Santral (RES) Projelerinin Son Durumu, 2010

2) European Wind Energy Association (EWEA), Wind in Power 2009 European Statistics, 2010

2009 yılında AB'de rüzgâr enerjisi yatırımları için toplam 13 milyar € harcanmış olup bunun 11,5 milyar € bölümü onshore rüzgâr enerjisi santralleri kalan 1,5 milyar € bölümü de offshore santraller için kullanılmıştır.

2009 yılında sırasıyla en büyük rüzgâr enerjisi yatırımlarının yapıldığı ilk 5 ülke Tablo 5.8'de ifade edilmiştir. Söz konusu beş ülke 2009 yılı sonu itibariyle Avrupa bölgesindeki rüzgâr enerjisi kurulu gücünün %76'sını oluşturmaktadır (58.319 MW).

Tablo 5.8: Avrupa Bölgesindeki En Büyük Rüzgâr Enerjisi Pazarları

Ülkeler	2009 Yılı Eklenen Güç (MW)	2009 Sonu Kurulu Güç (MW)
İspanya	2.459	19.149
Almanya	1.917	25.777
İtalya	1.114	4.850
Fransa	1.088	4.492
İngiltere	1.077	4.051
Toplam	7.655	58.319

Kaynak: European Wind Energy Association (EWEA), Wind in Power 2009 European Statistics, 2010

2009 yılı süresinde AB'de devreye alınan toplam 25.963 MW gücündeki elektrik enerjisi santralleri içinde 10.163 MW'lık kurulum ile rüzgâr enerjisi santralleri (RES) ilk sırada yer almakta ve RES'leri 6630 MW ile doğal gaz santralleri takip etmektedir. 2009 yılında devreye alınan elektrik enerjisi santrallerinin detayları Tablo 5.9'da ifade edilmiştir.



Tablo 5.9: 2009 yılında AB’de Devreye Alınan Elektrik Santralleri

Santral Türü	2009 Yılı Eklenen Kurulu Güç (MW)
RES	10.163
Doğal Gaz	6.642
Güneş (PV)	4.200
Yeni Kömür Teknolojileri	2.406
Biokütle	581
Fuel-oil	573
Atık	442
Nükleer	439
Büyük Hidroelektrik	338
Konsantre Güneş Enerjisi	120
Küçük Hidroelektrik	55
Jeotermal	4
Toplam	25.963

Kaynak: Durak, M, 2009 Yılı Sonu İtibari İle Dünya’da ve Ülkemizde Rüzgâr Elektrik Santral (RES) Projelerinin Son Durumu, 2010

5.3.2. Rüzgâr Enerjisi Pazarındaki Türkiye’deki Gelişmeler

Rüzgâr Enerjisi Potansiyeli Atlasına (REPA) göre Türkiye’deki teorik rüzgâr enerjisi potansiyeli 48.000 MW civarındadır. Mevcut elektrik şebeke alt yapısı dikkate alındığında ise elektrik şebekesine bağlanabilir rüzgar enerjisi potansiyeli 10.000 MW düzeyinde hesaplanmıştır. Ayrıca elektrik şebekesinde yapılabilecek olası revizyon çalışmaları sonucu orta vadede elektrik şebekesine bağlanabilir rüzgar enerjisi potansiyelinin 20.000 MW seviyesine yükselmesi olası gözükmemektedir ki 2020 yılına kadar Türkiye’de rüzgâr kurulu gücünde 20.000 MW seviyelerine ulaşılması öngörülmektedir. Türkiye’de 2005 yılında 20,1 MW olan rüzgâr kurulu gücü Mayıs 2010 itibariyle 1.044 MW’a yükselmiş durumdadır. Türkiye’de kurulmuş olan ve yeni kurulacak RES’lerin detayları Tablo 5.10’da ifade edilmiştir.

Türkiye’de 1 Kasım 2007 öncesi 7.878 MW’lık RES lisans başvurusu yapılmıştır. 1 Kasım 2007’de ise 78.151 MW’lık RES başvurusu yapılmıştır. Şu anda RES projelerinin büyük çoğunluğu Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK)’da inceleme ve değerlendirme aşamasındadır. 1 Kasım 2007 başvuruları ile ilgili olarak TEİAŞ tarafından son gelişmeler çerçevesinde başvuruyu yapan firmaların santral bilgi formundaki bağlantı noktaları dikkate alındığında, 3.872 MW uygun bağlantı görüşü verilmiştir. Bunun 2.028 MW’ı tekli başvurular olup; 1.844 MW’ı da çoklu başvurudur ve çoklu başvurularla ilgili olarak ihaleye açılması düşünülmektedir.



1 Kasım 2007 başvurularından önceki projelerle ilgili olarak Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi (TEİAŞ) toplam 4.916 MW uygun bağlantı görüşü vermiş olup, bunun 3.284 MW'ı lisanslandırılmıştır. EPDK'nın 18.02.2010 tarih 2431/10 sayılı kurul kararının (a) maddesi gereğince, TEİAŞ tarafından yayınlanan trafo merkezlerinin gerilim seviyelerine göre RES bağlanabilir kapasiteleri orta ve yüksek gerilim düzeyinde toplam 8.474 MW olarak ifade edilmektedir.

**Tablo 5.10: Türkiye'de İşletme ve İnşa Halindeki Rüzgar Enerjisi Santralleri
(Mayıs 2010 verilerine göre)**

TÜRKİYE'DE İŞLETMEDEKİ RÜZGAR ELEKTRİK SANTRAL PROJELERİ						
Mevkii	Şirket	Kurulu Güç (MW)	Üretime Geçiş Tarihi	Kullanılan Türbin Markası	Kullanılan Türbin Kurulu Gücü (MW)	Kullanılan Türbin Adedi
İzmir-Çeşme	Alize Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	1,50	1998	Enercon	0,5	3
İzmir-Çeşme	Ares Alaçatı Rüzgar En. Sant. ve Tic. A.Ş.	7,20	1998	Vestas	0,6	12
İstanbul-Hadımköy	Sunjüt Sun'i Jüt San. ve Tic. A.Ş.	1,20	2003	Enercon	0,6	2
Balıkesir-Bandırma	Yapısan Elektrik Üretim A.Ş.	30,00	2006	GE	1,5	20
İzmir-Çeşme	Mare Manastır Rüzgar En. Sant. San. ve Tic. A.Ş.	39,20	2006	Enercon	0,8	49
İstanbul-Silivri	Teperes Elektrik Üretim A.Ş.	0,85	2007	Vestas	0,85	1
Çanakkale-İntepe	Anemon Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	30,40	2007	Enercon	0,8	38
Manisa-Akhisar	Deniz Elektrik Üretim Ltd. Şti.	10,80	2007	Vestas	1,8	6
Çanakkale-Gelibolu	Doğal Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	14,90	2007	Enercon	0,8 ve 0,9	13 adet 800 kW + 5 adet 900 kW
Manisa-Sayalar	Doğal Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	34,20	2008	Enercon	0,9	38
İstanbul-Çatalca	Ertürk Elektrik Üretim A.Ş.	60,00	2008	Vestas	3	20
İzmir-Aliağa	İnnores Elektrik Üretim A.Ş.	57,50	2008	Nordex	2,5	23
İstanbul-Gaziosmanpaşa	Lodos Elektrik Üretim A.Ş.	24,00	2008	Enercon	2	12
Muğla-Datça	Dares Datça Rüzgar En. Sant. Sanayi ve Ticaret A.Ş.	29,60	2008	Enercon	0,9	37
Hatay-Samandağ	Deniz Elektrik Üretim Ltd. Şti.	30,00	2008	Vestas	2	15
Aydın-Didim	Ayen Enerji A.Ş.	31,50	2009	Suzlon	2,1	15
Balıkesir-Şamlı	Baki Elektrik Üretim Ltd. Şti.	90,00	2009	Vestas	3	30
Hatay-Belen	Belen Elektrik Üretim A.Ş.	30,00	2009	Vestas	3	10
Tekirdağ-Şarköy	Alize Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	28,80	2009	Enercon	2 ve 0,9	14 adet 2000 kW + 1 adet 800 kW
İzmir-Urla	Kores Kocadağ Rüzgar Enerji Santrali Üretim A.Ş.	15,00	2009	Nordex	2,5	6
Çanakkale-Ezine	Alize Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	20,80	2009	Enercon	2 ve 0,8	10 adet 2000 kW + 1 adet 800 kW
Balıkesir-Susurluk	Alize Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	20,70	2009	Enercon	0,9	23
İzmir-Bergama	Ütopya Elektrik Üretim Sanayi ve Ticaret A.Ş.	15,00	2009	GE	2,5	6



İzmir-Çeşme	Mazi-3 Rüzgar Enerjisi Santrali Elektrik Üretim A.Ş.	30,00	2009	Nordex	2,5	12
Balıkesir-Bandırma	Akenerji Elektrik Üretim A.Ş.	15,00	2009	Vestas	3	5
Balıkesir-Bandırma	Borascos Enerji ve Kimya Sanayi ve Ticaret A.Ş.	60,00	2009	Vestas	3	20
Osmaniye-Bahçe	Rotor Elektrik Üretim A.Ş.	95,00	2010	GE	2,5	54
Manisa-Soma	Soma Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	49,50	2010	Enercon	0,9	55
Balıkesir-Bandırma	As Makinsan Temiz Enerji El. Üretim San. ve Tic. A.Ş.	24,00	2010	Nordex	3	10
Mersin-Mut	Akdeniz Elektrik Üretim A.Ş.	33,00	2010	Vestas	3	11
Çanakkale-Bozcaada	Bores Bozcaada Rüzgar Enj. Sant. San. ve Tic. A.Ş.	10,20	2000	Enercon	0,6	17
İzmir-İliğa	Bergama RES Enerji Üretim A.Ş.	90,00	2010	Nordex	2,5	36
Edirne-Enez	Boreas Enerji Üretim A.Ş.	15,00	2010	Nordex	2,5	6
KAPASİTE TOPLAMI		1044,85				
İnşaatı Devam Eden ve 2010 yılında Devreye Girecek Kapasite						
Mevkii	Şirket	Kurulu Güç (MW)	Üretime Geçiş Tarihi	Kullanılan Türbin Markası	Kullanılan Türbin Kurulu Gücü (MW)	Kullanılan Türbin Adedi
Balıkesir-Havran	Alize Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	16,00	2010	Enercon	2,0	8
Manisa-Kırkağaç	Alize Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	25,60	2010	Enercon	0,8	32
Osmaniye-Bahçe	Rotor Elektrik Üretim A.Ş.	45,00	2010	GE	2,5	18
Osmaniye-Bahçe	Rotor Elektrik Üretim A.Ş.	60,00	2010	GE	2,5	24
Osmaniye-Bahçe	Rotor Elektrik Üretim A.Ş.	50,00	2010	GE	2,5	20
Manisa-Soma	Soma Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	90,90	2010	Enercon	2 ve 0.9 ve 0.8	33 adet 900 kW + 29 adet 2000 kW + 4 adet 800 kW
İzmir-İliğa	Doruk Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	30,00	2010	Enercon	2,0	15
Manisa-Soma	Bilgin Rüzgar Santrali Enerji Üretimi A.Ş.	90,00	2010	Nordex	2,5	36
Hatay-Samandağ	Ziyaret RES Elektrik Üretim Sanayi ve Ticaret Anonim Şirketi	35,00	2010	GE	2,5	14
İzmir-Bergama (Extension)	Ütopya Elektrik Üretim Sanayi ve Ticaret A.Ş.	15,00	2010	GE	2,5	6
Balıkesir-Bandırma	Kapıdağ Rüzgar Enerjisi Santrali Elektrik Üretim San. ve Tic. A.Ş.	34,85	2010			
İNŞA HALİNDEKİ KAPASİTE TOPLAMI		492,35				



2010 Yılında İnşaatı Başlaması Muhtemel Projeler						
Mevkii	Şirket	Kurulu Güç (MW)	Üretime Geçiş Tarihi	Kullanılan Türbin Markası	Kullanılan Türbin Kurulu Gücü (MW)	Kullanılan Türbin Adedi
Aydın-Çine	Sabaş Elektrik Üretim A.Ş.	24,00				
Hatay-Merkez	Bakras Enerji Elektrik Üretim ve Ticaret Ltd. Şti.	15,30		Vestas		
İzmir-Aliğa	Kardemir Haddencilik Sanayi ve Tic.Ltd.Şti. (Otoproduktör)	12,50		Nordex	2,50	5
İzmir-Aliğa	Garet Enerji Üretim ve Ticaret A.Ş.	10,00		GE	2,50	4
Çanakkale-Ezine	Garet Enerji Üretim ve Ticaret A.Ş.	22,50		GE	2,50	9
Balıkesir-Bandırma	Galata Wind Enerji Ltd. Şti.	30,00				
Balıkesir-Bandırma	Galata Wind Enerji Ltd. Şti.	93,00		Vestas	3,00	31
Aydın-Söke	ABK Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	30,00				
İzmir-Foça	Doğal Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	30,00		Enercon	2,00	15
İzmir-Aliğa	Doğal Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	30,00		Enercon	2,00	15
Balıkesir-Kepsut	Poyraz Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	54,90		Enercon	2 ve 0.9	27 adet 2000 kW + 1 adet 900 kW
Balıkesir-Kepsut	Bares Elektrik Üretim A.Ş.	142,50				
Hatay-Samandağ	Ziyaret RES Elektrik Üretim Sanayi ve Ticaret Anonim Şirketi	22,50		GE	2,5	9
Hatay-Samandağ	Samandağ RES Elektrik Üretim Sanayi ve Ticaret Anonim Şirketi	35,00				
Çanakkale-Ezine	Enerjisa A.Ş.	30,00		Siemens	2,30	13
Kırşehir-Mucur	Al-Yel Elektrik Üretim Ltd.Şti.	148,28		Repower	3,37	44
İzmir-Karaburun	Ayen Enerji A.Ş.	30,75		Suzlon	2,10	15
İzmir-Seferihisar	Ayen Enerji A.Ş.	24,00		Suzlon	2,10	12
İNŞAATA BAŞLAYACAK KAPASİTE TOPLAMI		785,23				

Kaynak:www.tureb.com.tr

5.3.3. Elektrik Şebeke Açısı ile ilgili Temel Kavramlar ¹

1) Generatörler, trafolar, havai hatlar, kablolar, şönt kapasitörler, seri kapasitörler, şönt ve seri reaktörler, senkron ve asenkron motorlar gibi elektrik teçhizatları şebeke elemanlarıdır. Bu teçhizatların elektriki yapıları, omik direnç (R) ve reaktans (X) bileşenlerinden oluşur. R ve X'in vektörel toplamı empedansı (Z) ifade eder. Elemanın elektriki yapısına göre, empedansın R veya X büyüklükleri ile yaptığı faz açısı da farklıdır.

¹ Elektrik Yüksek Mühendisi Deniz Kültür Eğitim Notları



- 2) RES gruplarının bağlı olduğu yüksek gerilim (380 kV ve 154 kV) ve orta gerilim (34,5 kV ve altı) baralarda oluşan üç fazlı arızada bu noktadan şebekeye bakıldığında görülen eş değer açı şebeke açısı (faz açısı) olarak ifade edilir. Bu açı değerleri, her baradan farklı değerlerde görülecektir. Açı değerleri 45 ile 90 ° arasında değişim göstermekte olup gerilim seviyesi arttıkça açı değeri büyür, gerilim seviyesi azaldıkça küçülür. Örneğin, yüksek gerilimli şebekelerde X reaktans değeri R omik direncine göre büyüktür ve bu açı 70° ve üzerindedir. Orta gerilimli dağıtım şebekelerinde ise, reaktans, yaklaşık olarak omik değere eşit olduğundan dolayı şebeke açısı da 45-50° arasında değişir. Şebeke açıları genelde endüktiftir (bazı özel durumlarda kapasitif de olabilir) ve yükün az olduğu gece yarısı ve tatil günlerinde, 80-85 ° değerlerine yaklaşabilir. Puant saatlerinde ise daha düşük değerlere ulaşır.
- 3) Her yıl TEİAŞ tarafından yaz ve kış şartlarında sistem baralarındaki (380 kV ve 154 kV) üç fazlı arızalar ve şebeke açı değerleri yayımlanmaktadır.

5.3.4. RES'lerin Elektrik Şebekesine Bağlantı Kriterleri

RES'lerin elektrik şebekesi bağlantı kriterleri temel olarak iki bölümde incelenebilir. Bunlar;

- Kurulu Gücünün Saptanması Kriteri
- Rüzgâr Enerji Santrallerinin Elektrik Şebekesine Fiziki Bağlantıları Yöntemleri

a) Kurulu Gücün Saptanması Kriteri

Rüzgâr türbini ünitelerinin çıkış gücü ve zaman bazında üreteceği elektrik enerjisi, rüzgâr şartlarına bağlı olduğu için değişkendir. Şebekeye bağlandığı noktada gerilim değişimlerine neden olmaktadır. Bu değişim büyüklükleri, bağlı olduğu noktadaki, MVA (Mega-volt-amper) bazında şebeke kısa devre gücüne bağlıdır. Kısa devre gücü S_k (MVA) olarak tanımlanır ve 1 no'lu denkleme göre hesaplanır.

$$S_k = \sqrt{3} \times U_n (kV) \times I_k (kA) \quad (1)$$

U_n = Bağlandığı noktadaki şebeke nominal gerilimi (kV)'dir.

I_k = Bağlantı noktasında oluşan üç fazlı arızada, her bir fazdan geçen kısa devre akımının simetrik değeridir.

Kısa devre gücü, şebekedeki üretim şartlarına göre değişir. Göz önüne alınması gereken değer, maksimum (puant şartları) üretim durumudur. Türkiye'de EPDK (Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu) tarafından kabul edilen maksimum gerilim değişim değeri % 5'tir. Bu değer ülkelerin elektrik şebeke karakteristiklerine göre değişmektedir. Söz konusu kritere göre, RES'ler tam yükte üretim yaparken devreden çıkması durumunda, bağlı olduğu noktada sebep olacağı gerilim düşümü (faz-nötre göre) %5 sınırında kalmalıdır. Gerilim değişim yüzdesi 2 no'lu denkleme göre hesaplanır.²

² European Commission (EU), *Wind Turbine Grid Connection and Interaction*, 2001



$$d = \frac{S_w}{S_k} \times [\cos(\psi + \varphi)] \quad (2)$$

d = % olarak gerilim değeri,

S_w =Rüzgar santralının nominal kurulu gücü (MW)

ψ =Bağlantı noktasından şebekeye bakıldığında görülen şebeke açısıdır (derece). Bu açı, şebekenin; hat, kablo, trafo gibi elemanlarının rezistif ve reaktif büyüklükleridir. Şebeke açısı, 45°-90° arasında olmaktadır. Gerilim seviyesi yükseldikçe bu açı değeri de büyür.

φ =Rüzgâr türbini ya da rüzgâr türbini grubunun üretim açısıdır. Ürettiği akımla, şebeke gerilimi arasındaki açıdır (derece). Genelde $\varphi = 0^\circ$ olarak kabul edilir

b) Rüzgâr Enerji Santrallerinin Elektrik Şebekesine Fiziki Bağlantıları Yöntemleri

RES'lerin şebeke bağlantısı gerilim kademesi seçiminde, ülkede mevcut en yüksek gerilim seviyesinin bir alt seviyesi önerilmektedir (ülkemizde 154 kV).

RES'ler elektrik şebekesine yöntem olarak "Girdi-Çıktı" bağlantı veya "yüksek gerilim hattına T" bağlantı şeklinde bağlanabilirler.

Girdi-Çıktı bağlantı yönteminde; RES merkezinin hat teçhizatında devamlı bir arıza oluşması durumunda, santral radyal bir şebekeye bağlı ise, hat sonundaki yük ve arada başka bir enerji santrali olması halinde tüm sistem enerjisiz kalabilir. Bu nedenle bu tasarım şekli enerji güvenliği açısından risk taşımaktadır.

T bağlantı yöntemi ise, yatırım maliyetlerini önemli ölçüde düşüreceği gibi, enerjinin güvenilirliği artacak ve risk ortadan kalkacaktır (Almanya'da 110 kV şebekeye T bağlantı örneği bulunmaktadır).

5.3.5. Türkiye'deki Rüzgâr Enerjisi Pazarı İçin Öneriler

2020'de Türkiye'de rüzgâr enerjisi kurulu gücünün 20.000 MW seviyesine ulaşması beklenmektedir. Bu seviye bir eşik değerdir bundan sonrasını Türkiye'deki elektrik şebeke altyapısı belirleyecektir. Türkiye'de rüzgâr enerjisi yatırımları açısından en büyük engel, Türkiye'deki elektrik şebeke bağlantı kriterleridir (şebeke bağlantı kriterleri ile ilgili teknik detaylar Ek 1'de ifade edilmiştir). Şu an, şebekedeki gerilim dalgalanmalarını önlemek için, şebekedeki kısa devre gücünün yüzde beşi kadar rüzgâr enerji santrallerinin elektrik şebekesine bağlanmasına izin verilmektedir. Söz konusu sınır değerinin hesaplanmasında Türkiye'deki tüm bölgelerde şebeke açısı değeri sabit kabul edilmektedir. Oysa uygulamada bölgesel kurulu güç değerine göre şebeke açısı değişiklik göstermektedir. Bölgesel kurulu güç ve şebeke açısı dikkate alınarak RES bağlantı kriterleri tekrar gözden geçirilirse daha fazla RES projesi hayata geçirilebilir. Ayrıca elektrik şebekesi ile ilgili doğru yatırımlar yapılır, elektrik şebekesine bağlantıda daha efektif bağlantı yöntemleri (Almanya'da halen uygulanan bara sisteminin kullanılmadığı T bağlantı yöntemi gibi) kullanılarak iletim sistemindeki kesici gücü artırılabilirse Türkiye'deki mevcut 20.000 MW'lık uygulanabilir rüzgâr enerjisi potansiyelin büyük bir bölümü kurulu güç olarak elektrik şebekesine bağlanabilir.

Türkiye'nin uygulanabilir rüzgâr enerjisi potansiyeli olan 20.000 MW değerine ulaşması halinde ulusal enerji talebinin yaklaşık %20-25 arasındaki bir bölümü karşılanırken, 26 milyon ton CO₂ emisyonu da önlenilecektir. Ayrıca rüzgâr enerjisinden 1 MW güç üretimi için yan



sanayiler dâhil ortalama 12 kişilik istihdam gerekmektedir. Buna göre Türkiye'deki Kurulu rüzgâr gücünün 20.000 MW düzeyine ulaşabilmesi için 240.000 kişi civarında bir istihdama ihtiyaç vardır. Rüzgâr enerji sektöründe istihdamın %60'nın rüzgâr türbini üretimi ve %40'nın ise rüzgâr potansiyelinin ölçülmesi, rüzgâr türbini montajı, işletilmesi ve danışmanlık hizmetleri şeklinde dağıldığı dikkate alındığında. %40'luk bölümün tamamının ve %60'luk bölümün ise en az %50'sinin ulusal insan kaynaklarından karşılanabileceği kabul edildiğinde rüzgâr enerjisi sektörünün ulusal istihdama katkısı yaklaşık 170.000 kişi civarında olacaktır.

Rüzgâr enerji sektöründe elektrik şebeke bağlantı kriterlerinde yapılacak iyileştirmelerle, rüzgâr kurulu gücünde önemli oranda artış sağlanabilecek ve böylece gerek enerji-çevre ilişkisinin çevre'nin lehine düzenlenebilmesi ve gerekse makro ekonomik katkıların sağlanabilmesi mümkün olacaktır.

KAYNAKLAR:

1. Durak, M, 2009 Yılı Sonu İtibari İle Dünya'da ve Ülkemizde Rüzgâr Elektrik Santral (RES) Projelerinin Son Durumu, 2010
2. European Wind Energy Association (EWEA), Wind in Power 2009 European Statistics, 2010
3. Global Wind Energy Council (GWEC), World Wind Numbers and Graphs for 2009, 2010
4. 9th EurObserv'er Report, The State of Renewable Energies in Europe, 2009
5. Sevim C, Varlıklı C, İklim Değişikliği ve Rüzgâr Enerjisi. Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi Türkiye 11. Enerji Kongresi, İzmir, 2009
6. SEVİM Cenk, Türkiye'de Rüzgar Enerjisi Potansiyeli, Yarın Dergisi, EGİAD, sayı 23, 2009
7. European Commission (EC), Wind Turbine Grid Connection and Interaction, 2001
8. Eping C, Stenzel J, Pöller M, Müler H, Impact of Large Scale Wind Power on Power System Stability, Fifth International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms, Glasgow, Scotland, 2005
9. www.tureb.com.tr
10. www.epdk.org.tr
11. www.teias.gov.tr
12. www.ewea.org
13. Elektrik Yüksek Mühendisi Deniz Kültür Eğitim Notları

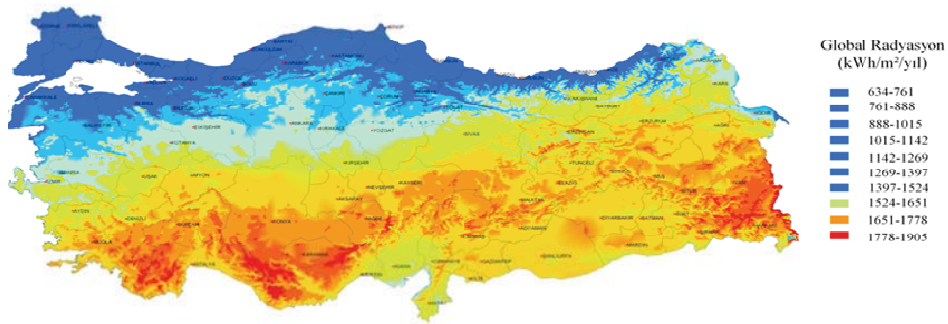


5.4. Güneş Enerjisi

5.4.1. Türkiye’de Güneş Enerjisi Uygulamaları

Ülkemiz coğrafi konumu nedeniyle sahip olduğu güneş enerjisi potansiyeli açısından birçok ülkeye göre şanslı durumdadır. Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü tarafından yapılan çalışmalara göre elde edilen “Global Radyasyon Dağılımı”, “Güneşlenme Süresi Dağılımı” haritaları ile Türkiye Güneş Enerjisi Potansiyel Atlası verilerine göre Türkiye’nin güneşlenme süresi ve yatay yüzeye gelen toplam radyasyon değerlerine ait tablolar aşağıda verilmektedir.

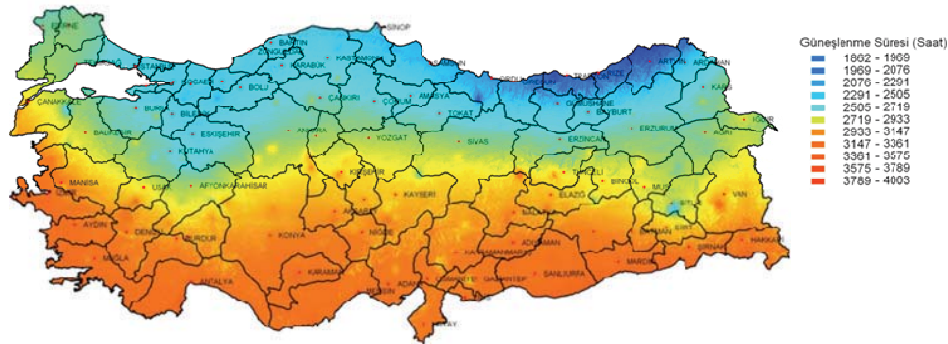
GLOBAL RADYASYON DAĞILIMI HARİTASI



Kaynak: EİE İdaresi Genel Müdürlüğü

Şekil 5.6: Global Radyasyon Dağılımı Haritası

GÜNEŞLENME SÜRESİ DAĞILIMI HARİTASI



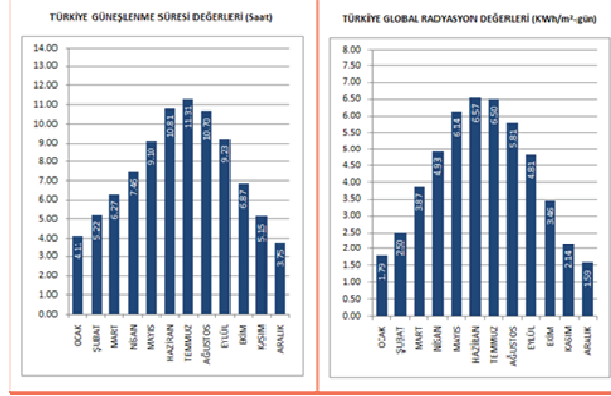
Kaynak: EİE İdaresi Genel Müdürlüğü

Şekil 5.7: Güneşlenme Süresi Dağılımı Haritası



TÜRKİYE GÜNEŞ ENERJİSİ POTANSİYELİ

Türkiye Güneş Enerjisi Potansiyel Atlası verilerine göre Türkiye'nin güneşlenme süresi ve yatay yüzeye gelen toplam radyasyon değerleri;



SONUÇ:

1. Yatay yüzeye gelen ortalama radyasyon değerleri : 4,17 kWh/m²-gün
2. Yıllık ortalama güneşlenme süresi : 2740 saat

Kaynak: EİE İdaresi Genel Müdürlüğü

Şekil 5.8: Türkiye Güneş Enerjisi Potansiyeli

Tablo 5.11: Ülkemizde Yıllara Göre Kurulu Kollektör Alanları İle Üretim ve Tüketim Değerleri

Yıl	Kurulu Kollektör Alanı (m ²)	Üretim (TEP)	Tüketim (TEP)
2008	12.000 000	420.000	420.000
2009	12.250 000	428.750	428.750
2010 (tahmini)	12.350 000	432.250	432.250

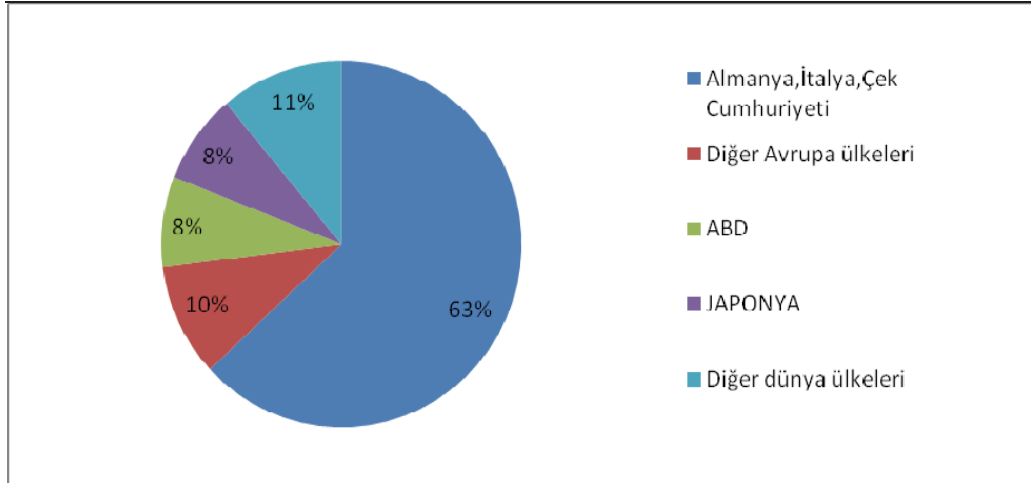
Kaynak: EİE İdaresi Genel Müdürlüğü

Değişik uygulama alanlarında şebekeden bağımsız şekilde çalışan güneş pili sistemlerinin toplam kurulu gücünün 3-5 MW dolaylarında olduğu tahmin edilmektedir. Şebeke bağlantılı bir PV sistemi henüz bulunmamaktadır.

Güneş enerjisine dayalı CSP (güneş termal yoğun toplaç) teknolojileri kullanan bir uygulama da bulunmamaktadır.

Güneş Enerjisi: Dünya'da 2009 yılında Güneş Pili (PV) kurulu gücü 7,2 GW olup toplam 22 GW kurulu güce ulaşmıştır. Avrupa'da 2009 yılında 4000 MW kurulu güç gerçekleştirilmiş olup 2010 yılı sonunda toplam 18.000 MW kapasiteye ulaşması beklenmektedir.

Güneş Pili: 2009 yılında Dünya'daki güneş pili (PV) pazarı toplam 7,2 GW olup dağılımı şöyledir:



Şekil 5.9: 2009 Yılı Dünya'daki Güneş Pili Kurulu Güç Dağılımı

Bir önceki yıla göre artış %6'dır. Avrupa ülkeleri %73'ü oluşturmaktadır. Güneş PV pazarı, 2010 yılında ve gelecek 5 yılda yine eski büyüme hızına ulaşacak ve en düşük senaryoya göre bile 2014 yılına kadar 2,5 kat büyüyecektir.

Küresel güneş pili (PV) pazarı, 2009 yılında 7,2 GW kurulu güç artışı ile dünya çapında 22 GW kurulu güce ulaşmıştır. Bu, şimdiye kadar yapılan en önemli yıllık kapasite artışıdır ve bir önceki yılın zor finansal ve ekonomik şartlarına rağmen oldukça etkileyici bir artıştır. 2010 yılında yıllık artışın %15, küresel kümülatif kurulu PV kapasitesinin %40 olması beklenmektedir. 2009 da Almanya en büyük pazar olup İtalya ikinci ve Japonya ile ABD bunları takip eden ülkeler olmuşlardır. 2010'da büyük ihtimalle Almanya en büyük pazar olacak; Güney Avrupa, Asya ve ABD'de yeni pazarlar önemli ölçüde büyüyeceklerdir.

1. Güneş pilleri konusunda Almanya pazarı çok daha ümit veren durumdadır. 2007 yılında Avrupa'da kurulu güç 4.943 MW iken 2008 de 9.690 MW ve 2009 da yaklaşık 4.000 MW artarak 2010 yılı sonunda 18.000 MW kapasitesine ulaşması beklenmektedir (Avrupa Komisyonu 9. EurObserver Raporu).
2. Ağustos 2010 fiyatları: Güneş Elektrikliği: 19,14 cents/ kWh (Solarbuzz, Portal to the World Solar Energy)

Avrupa : 4,11 euro/Watt

Amerika: 4,17 \$/Watt

Uluslararası Enerji Ajansı'nın (IEA) güneş pili (PV) ve yoğun toplaç (CSP) Teknolojileri Yol Haritalarına göre; 2050'ye kadar güneş elektrikli, küresel elektrik üretiminin %20 ila %25'ini oluşturabilir. Bu önemli sonuç, IEA'nın PV ve CSP ile ilgili iki yeni çalışmasından elde edilmiştir. PV ve CSP'nin kombinasyonu, enerji güvenliğini sağlaması yanında 2050'de yılda



6 milyar ton CO2 emisyonu azaltılmasında önemli bir katkı sağlayacaktır. İkiisi beraber 2050'de 9000 TWh enerji üretebilecektir.

Amerika'nın hedefi, CSP'yi ABD'de artan bir şekilde kullanarak onu 2015'e kadar ara enerji pazarında ve ileri teknolojiler kullanmak suretiyle sistem ve üretim maliyetlerini düşürerek 2020'ye kadar da ana enerji pazarında yarışabilir kılmaktır. PV teknolojisi ile ilgili alt program hedefi, 2015'e kadar şebeke bağlantısını sağlamaktır. Bu hedefe ulaşılması, güneş elektriğine ABD'de hızlı ve önemli bir büyüme sağlayacaktır (DOE).

Güneş Enerjisi - Yoğun Toplaçlar: Avrupa'da kurulu kapasitenin 2010 yılında 500-1000 MW, 2020'ye kadar 20.000 MW olacağı beklenmektedir.

Güneş Kulesi: 10 MW halen işletmede, 16,5 MW inşa aşamasında, 17 MW geliştirme aşamasındadır.

Güneş Termal konusunda oldukça büyük gelişmeler kaydedilmiştir. İspanya ve Almanya başta olmak üzere 2007'de 24 milyon m² kollektör alanından 2008'de 28,5 milyon m²'ye çıkmış olup 2010 sonunda 38 milyon m²'ye ulaşması beklenmektedir.

Tablo 5.12: Nihai Tüketici İçin Güneş Termal Sistemlerinin, Doğal Gaz ve Elektrik Fiyatları İle Mukayesesi ve 2030 Yılına Projeksiyonu

	Euro cent/kWh			
	2010		2030	
	Merkezi Avrupa	Güney Avrupa	Merkezi Avrupa	Güney Avrupa
Güneş Termal	7-16	5-12	3-6	2-4
Doğal Gaz	8,5-29		17-58	
Elektrik	7-33		14-66	

Kaynak: ESTTP, European Solar Thermal Technology Platform

KAYNAKLAR:

1. Güneş pili (PV) ve yoğun toplaç (CSP) Teknolojileri Yol Haritaları, Uluslararası Enerji Ajansı (IEA)
2. Türkiye Güneş Enerjisi Potansiyeli Atlası, Elektrik İşleri Etüd İdaresi Genel Müdürlüğü
3. Avrupa Komisyonu 9. EurObserver Raporu.
4. Solarbuzz, Portal to the World Solar Energy.
5. ESTTP, European Solar Thermal Technology Platform.



5.5. Jeotermal Enerji

Yer kabuğunun derinliklerindeki ısının oluşturduğu, sıcaklığı sürekli olarak bölgesel atmosferik yıllık ortalama sıcaklığın üzerinde olan, çevresindeki sulara göre daha fazla erimiş madde ve gaz içerebilen, doğal olarak çıkan veya teknik yöntemlerle yeryüzüne çıkarılan su. Buhar ve gazlar ile kızgın kuru kayalardan elde edilen su, buhar ve gazlardan doğrudan, dolaylı ve entegre kullanım ile üretilen her türlü enerji olarak tanımlanmaktadır.

5.5.1. Kullanım Alanları

Jeotermal sahalardan üretilen akışkan, sıcaklık değerlerine göre oldukça geniş bir yelpazede kullanım olanağı sunmaktadır (Tablo Çizelge 5.13). Düşük ve orta sıcaklıklı sahalardan üretilen akışkan sera, konut, tarımsal kullanımlar gibi ısıtmacılık uygulamasında; yiyecek kurutulması, kerestecilik, kâğıt ve dokuma sanayi, derecilik ve soğutma tesislerinde olmak üzere endüstriyel uygulamalarda ve borik asit, amonyum bikarbonat, ağır su ve akışkandaki CO₂'den kuru buz elde edilmesi gibi kimyasal madde üretiminde kullanılmaktadır. Yüksek sıcaklıklı sahalardan elde edilen akışkandan ise elektrik üretiminin yanı sıra entegre olarak diğer alanlarda da yararlanılmaktadır.

Tablo 5.13: Lindal Diyagramı

SICAKLIK (°C)	KULLANIM ALANLARI
180	Yüksek konsantrasyonlu solüsyonların buharlaştırılması
170	Diatomitlerin kurutulması, ağır su ve hidrojen sülfid elde edilmesi
160	Kereste, balık ve benzeri yiyeceklerin kurutulması
150	Bayer's metodu ile alüminyum eldesi
140	Konservecilik, çiftlik ürünlerin çabuk kurutulması
130	Şeker endüstrisi, tuz endüstrisi
120	Distilasyonla temiz su elde edilmesi
110	Çimento kurutmacılığı
100	Organik maddeleri kurutma, yün yıkama ve kurutma
90	Balık kurutma
80	Yer ve sera ısıtmacılığı
70	Soğutma (Alt sıcaklık limiti)
60	Sera ahır ve kümes ısıtmacılığı
50	Mantar yetiştirme, balneolojik kullanımlar
40	Toprak ısıtma
30	Yüzme havuzları, fermantasyonlar, damıtma ve soğutma
20	Balık çiftlikleri

Jeotermal aramalarda birincil amaç enerji, "elektrik enerjisi" üretmektir. Bu amacın yanı sıra sıcak su kaynağının veya sondajdan elde edilen akışkanın sıcaklığına bağlı olarak hemen tüm ısı derecelere sahip jeotermal akışkanı pratikte kullanmak mümkündür.

5.5.2. Çevresel değerlendirme

Enerji kaynağı olarak kullanılan fosil yakıtlar yakılma olayından sonra ardında bir miktar katı ve gaz şeklinde artıklar bırakılmaktadırlar. Bunlar herhangi bir şekilde değerlendirilemediği gibi çevre kirliliğine de neden olmaktadır. Jeotermal enerjiden CO₂ çıkışı sahalara göre değişiklik göstermekle beraber fosil yakıtlara göre çok düşük seviyededir. Ayrıca, fosil yakıtlarda sorun olan SO₂, NO_x gibi kirlenici emisyonlar jeotermal enerjide söz konusu değildir. Modern jeotermal santrallerinde, yoğunlaşmayan gazları buharın içinde alıp,

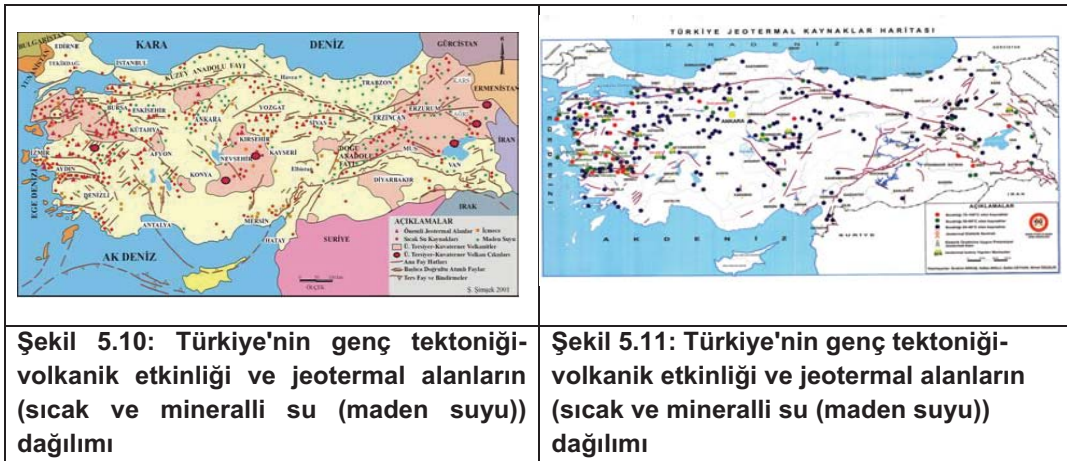


kullanılmış jeotermal akışkan ile birlikte yeraltına geri veren reenjeksiyon uygulaması kirletici unsurların atmosfere ulaşmasını önlemektedir. Bu özellikler jeotermal enerjinin kullanımının çevre kirliliğinin önlenmesine katkı sağlaması bakımından önemlidir.

5.5.3. Türkiye’de Jeotermal Enerji potansiyeli

Dünyada jeotermal elektrik kurulu gücü bugün için 8912 MW_e, doğrudan kullanım ise, ısı gücü olarak, 27 824,8 MW_t dir.

Alp-Himalaya orojenik kuşağı üzerinde olması nedeniyle genç tektonizma ve volkanizmanın yoğun olduğu ülkemiz, jeotermal enerji teorik potansiyel açısından dünya sıralamasında yedinci uygulamalar açısından dünyada beşinci ve Avrupa’da ise birinci durumdadır.



Şekil 5.10: Türkiye'nin genç tektoniği-volkanik etkinliği ve jeotermal alanların (sıcak ve mineralli su (maden suyu)) dağılımı

Şekil 5.11: Türkiye'nin genç tektoniği-volkanik etkinliği ve jeotermal alanların (sıcak ve mineralli su (maden suyu)) dağılımı

Kaynak: Prof. Dr. Şakir ŞİMŞEK, *New Development of Geothermal Power Production in Turkey, International Conference of National Development on Geothermal Energy Use, May26-29 2009, Slovakia*

Kaynak: Akkuş, İ., Akıllı, H., Ceyhan, S., Dilemre, Ayşe., Tekin, Z., MTA-2005; *Türkiye Jeotermal Kaynakları Envanteri*

Ülkemizde jeotermal sahalar büyük bir çoğunlukla orta ve düşük sıcaklıklı sahalardır ve bilinen jeotermal kaynakların %95'i ısıtmaya uygun sıcaklıkta olup çoğunlukla Batı, Kuzeybatı ve Orta Anadolu'da bulunmaktadır.

Tüm jeotermal kaynaklarımız değerlendirildiğinde milli ekonomiye yılda yaklaşık 20 milyar \$'lık net katkı yapacaktır. Haziran 2007 itibariyle jeotermal kaynak potansiyelimizin ancak %7'si değerlendirilmektedir.

Türkiye'de jeotermal enerji, elektrik üretimi, konut-sera ısıtmacılığı, kimyasal madde üretimi, deri işleme ve sağlık turizmi gibi birçok alanda kullanılmaktadır. Türkiye'deki jeotermal enerji tüketiminin %87'si ısıtma amaçlıdır.

Jeotermal sistemlerin geliştiği ülkeler, bilinen bazı tektonik ve/veya aktif volkanik kuşaklar üzerinde bulunmaktadır. Ülkemizde de genç tektonizma ve volkanizma yaygın olarak gelişmiştir. Buna bağlı olarak gelişen sistemler oldukça zengin jeotermal enerji potansiyeli yaratmıştır. Aktif faylarla sınırlı grabenler ve yaygın genç volkanizmaya bağlı olarak gelişen doğal buharların, hidrotermal alterasyonların ve sıcaklığı 25–103 °C arasında değişen 600 ün



üzerindeki sıcak su kaynağının varlığı, ülkemizin önemli bir jeotermal enerji potansiyeline sahip olduğunu göstermektedir. Türkiye jeotermal potansiyeli bakımından, Avrupa'da ilk, dünyada ise yedinci ülke konumundadır. Sadece kaynakların boşalıkları değerlendirildiğinde potansiyel 600 MWt potansiyel kullanılabilir hale getirilmiştir. Kaynaklarla birlikte potansiyel, Şubat – 2005 itibarıyla 3375 MWt'a ulaşmıştır.

Devlet Planlama Teşkilatı'nın (DPT) 9. Plan dönemindeki öngörüsüne göre (2007-2013) jeotermal elektrik üretimi, ısıtma (konut, termal tesis vb), sera ısıtma, kurutma, termal turizm hedeflerine ulaşılması için gerekli olan yatırım tutarları toplamı 3 milyar 250 milyon USD olmaktadır. Buna karşılık yaratılacak ekonomik büyüklük 16 milyar USD/yıl'dır.

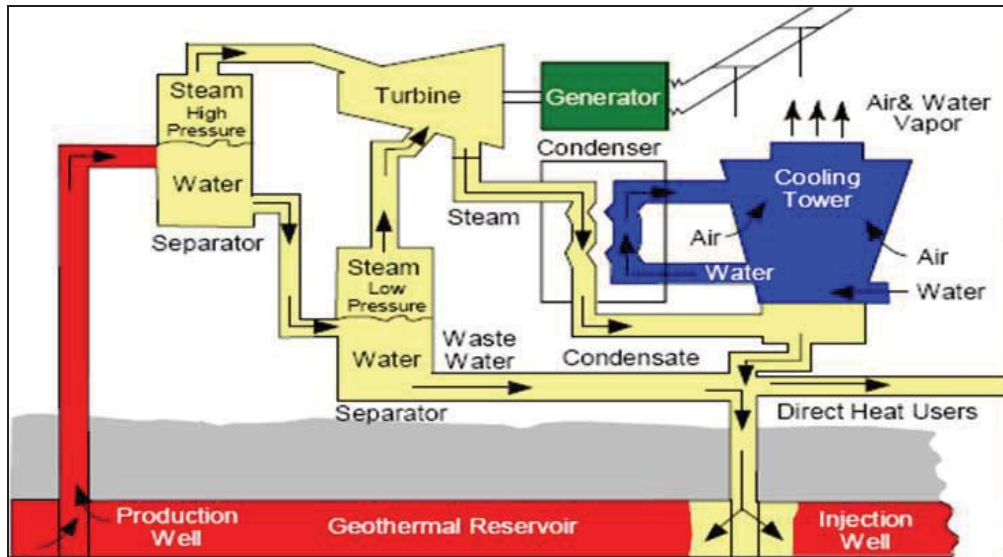
5.5.4. Türkiye'de Elektrik Üretimine Uygun Sahalar

Tablo 14'de, jeotermal kaynağın içerdiği akışkan sıcaklığına göre sıralanmış olarak elektrik üretimine uygun jeotermal sahalara yer almaktadır.

Tablo 14: Türkiye'de Elektrik Üretimine Uygun Sahalar

Sahanın Adı	°C	Sahanın Adı	°C
Denizli - Kızıldere	242	Kütahya – Simav	162
Aydın – Germencik – Ömerbeyli	232	İzmir – Seferihisar	153
Manisa –Alaşehir – Kurudere	184	Manisa – Salihli – Caferbey	150
Manisa – Salihli – Göbekli	182	Aydın – Yılmazköy	142
Çanakkale – Tuzla	174	İzmir – Balçova	136
Aydın – Pamukören	173	İzmir – Dikili	130
Aydın – Salavatlı	171		

Şekil 5.12'de Jeotermal kaynak kullanımı ile elektrik üretimine ilişkin üretim şeması örnek olarak verilmektedir.



Kaynak: 47,4 MW Germencik Jeotermal Enerji Santrali Üretim Şeması

5.12: Jeotermal Kaynaktan Elektrik Enerjisi Üretimi Şeması

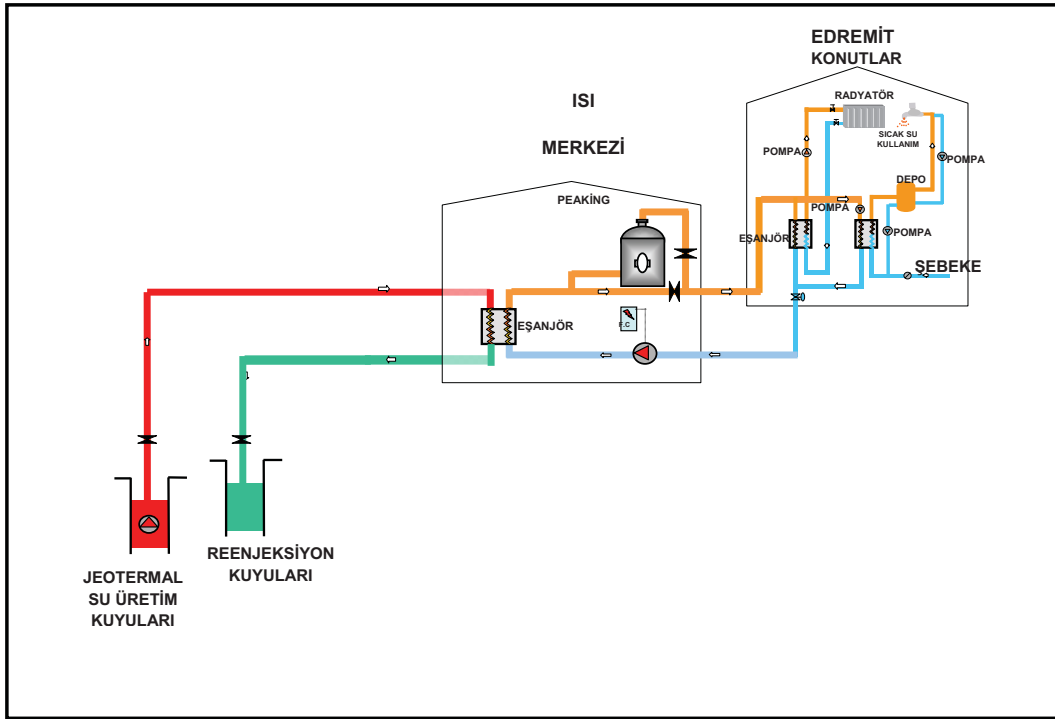
5.5.5. Konut Isıtması ve Termal Tesis Isıtması

Maden Tetkik Araştırma (MTA) tarafından yapılan ön değerlendirmeye göre Türkiye'nin muhtemel jeotermal ısı potansiyeli 31.500 MWt olup bununla teorik karşılığı 5 milyon konut ısıtmacılığıdır.

Türkiye'deki jeotermal sahaların %55'i gibi önemli bir bölümü konut ısıtmacılığına uygun 92 adet saha bulunmaktadır.

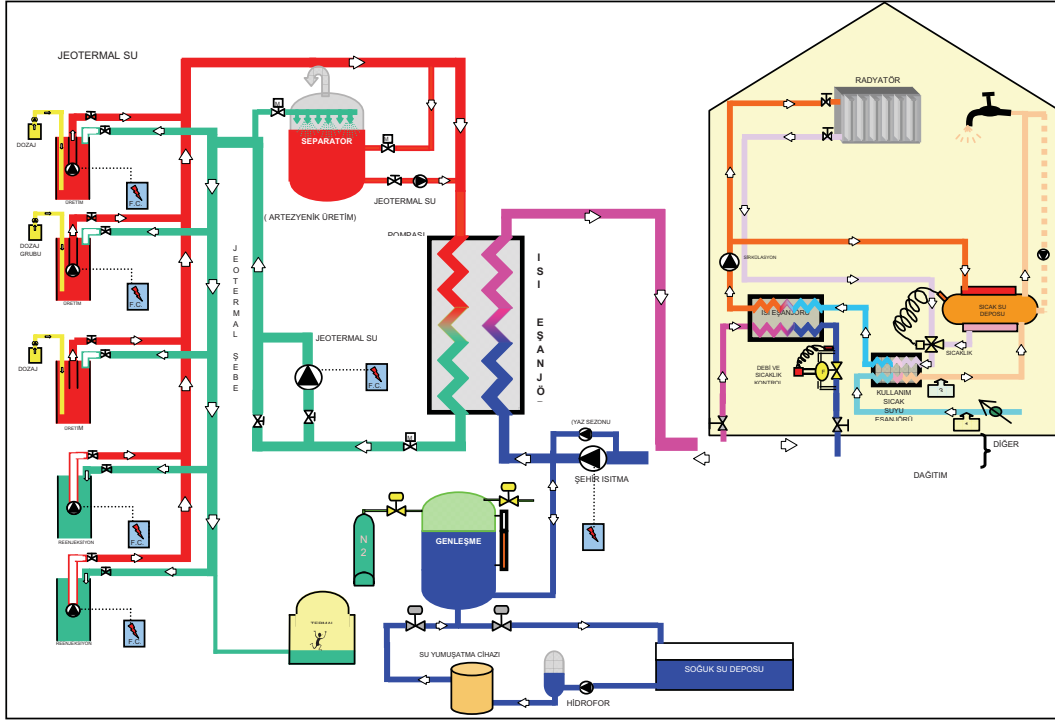
Jeotermal enerji ile Gönen'de (Balıkesir) 3.200, Kızılcahamam'da (Ankara) 2.500, Narlıdere+Balçova'da (İzmir) 14.500, Sandıklı'da 2.000, Kırşehir'de 1.800, Afyon'da 4.500, Kozaklı'da (Nevşehir) 1.000, Sarayköy'de (Denizli) 1.500, Salihli'de (Manisa) 2.500, Edremit'de (Balıkesir) 500 ve Diyarbakır'da (Diyadin'de (Ağrı) 1000 konut ısıtılmaktadır.

Ayrıca, Balçova'da (İzmir) termal tesisleri ile birlikte tedavi merkezinde ve üniversite kampüsünde, Simav – Eynal'da kaplıca tesislerinde, Kızılcahamam'da kaplıca tesis ve otellerinde, Afyon – Ömer'de kaplıca tesisleri, otel ve motellerde, turistik tesislerde, Gediz'de kaplıca tesislerinde, Havza'da kaplıca tesisleri ve otellerinde, Salihli kaplıca motellerinde, Ayder'de kaplıca tesislerinde jeotermal enerji ısısından yararlanılmaktadır. Jeotermal enerji ile ısıtma sistemlerine ilişkin olarak Şekil 5.13'de Edremit merkezi ısıtma sistemi için akım şeması verilmektedir.



Şekil 5.13: Edremit Jeotermal Merkezi Isıtma Sistemi Akım Şeması

Şekil 5.14'de de Balçova (İzmir) merkezi ısıtma sisteminin akım şeması yer almaktadır.



Şekil 5.14: Balçova (İzmir) Jeotermal Merkezi Isıtma Sistemi Akım Şeması

Salihli, Çeşme, Dikili ve Sındırgı'da ise yine merkezi sistem ısıtma için inşaatlar devam etmektedir. Bu sistemlerin dışında ülkemizin birçok yöresinde küçük çaplı bina ve sera ısıtmaları da yapılmaktadır.

5.5.6 Diğer uygulamalar

Sera ısıtması:

Balçova, Seferihisar, Afyon – Ömer, Sivas – Sıcakçermik, Edremit – Havran, Sandıklı – Hüdai, Urfa – Karaali, İzmir Dikili ve Sındırgı – Hisaralan'da uygulanmaktadır.

Endüstriyel uygulamalar:

Kızıldere'de jeotermal akışkandan 120.000 ton/yıl Karbondioksit üretimi yapılmakta, Gönen'de deri tabaklama, Kızıldere – Sarayköy'de yün ağartmada yararlanılmaktadır.

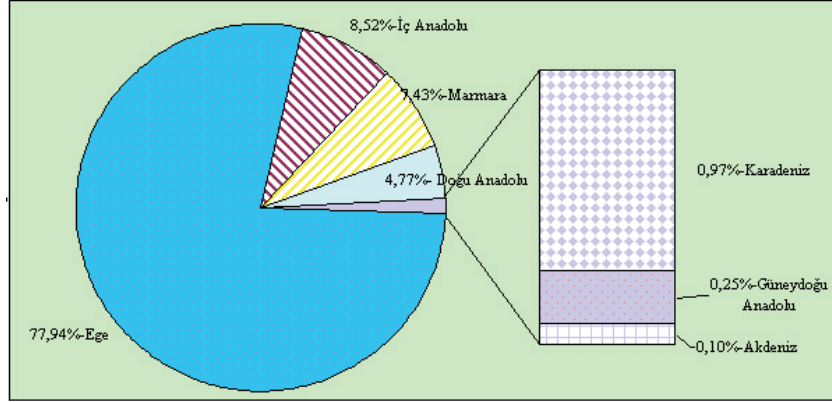
Termal turizm ve balneolojik uygulamalar:

Balçova, Yalova, Afyon – Sandıklı, Gönen, Haymana, Havza ve Bolu'da yapılmış modern tesislerde jeotermal kaynaktan yararlanılarak söz konusu hizmetler verilmektedir.

5.5.7. Türkiye'de Jeotermal Potansiyel Oluşturan Sahaların Yüzde Oranları

Potansiyel oluşturan alanlar Batı Anadolu'da yoğunlaşmıştır. Bu günkü verilere göre mevcut jeotermal kaynağın %78 kadarı Ege bölgesinde bulunmaktadır.





Kaynak: EİE Genel Müdürlüğü – www.eie.gov.tr

Şekil 5.15: Türkiye'de Jeotermal Potansiyel Alanların Bölgelere Göre Dağılımı

5.5.8 Jeotermal Kaynaklar Kanun ve Yönetmeliği ve İlgili Sorunlar

Çok eleştirilen Jeotermal Kaynaklar Kanun ve Yönetmeliği uygulamaya girdikten sonraki 3 yıl içinde de hukuksal, idari, ekonomik ve teknik alanlarında tam bir kargaşa ortamı yaratmıştır. Aşağıda Kanun ve Yönetmelik ile ilgili sorun olan konular yer almaktadır.

- Yetkili Kurum
- Bloke Alan ve Koruma Alanı Etüdü tespit ve onay yetkisi
- Faaliyetlerin denetlenmesi
- İthalat Rejimi Düzenlemesi
- Ruhsat sahalarının bölgesi
- Kamudaki Bilgilere Erişim
- MTA ile Rekabet Eşitliği v.b.

Hem bir devlet kurumu olan ve hem de kaynak arama açısından özel sektörle rakip konumda bulunan Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü'nün haksız rekabete sebep olacak yetkilerinin gözden geçirilerek bunların Maden İşleri Genel Müdürlüğü üzerine kaydırılması için gerekli hukuksal düzenlemelerin yapılması daha uygun olabilecektir.

KAYNAKLAR:

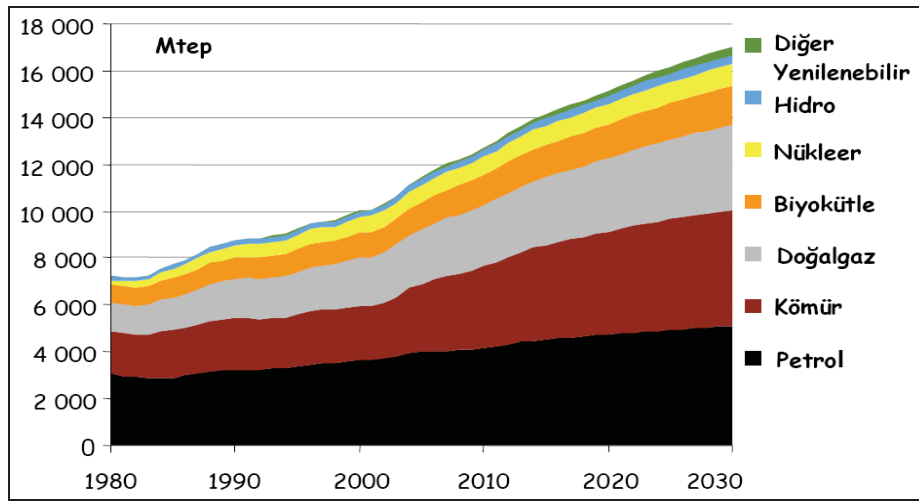
1. DPT IX. Kalkınma Planı (2007–2013), Madencilik Özel İhtisas Komisyonu Raporu, Enerji Hammaddeleri Alt Komisyonu, Jeotermal Enerji Çalışma Grubu, 2006.
2. Akkuş, İ., Akıllı, H., Ceyhan, S., Dilemre, Ayşe., Tekin, Z., MTA-2005; Türkiye Jeotermal Kaynakları Envanteri.
3. DEK-TMK Çalışma Grupları Raporları 2007 Cilt 1 Jeotermal Enerji Alt Çalışma Grubu
4. Elektrik İşleri Etüt İdaresi Web Sayfası (eie.gov.tr, Yenilenebilir Enerji Kaynakları, Jeotermal)
5. Prof. Dr. Şakir ŞİMŞEK, New Wide Development of Geothermal Power Production in Turkey, International Conference of National Development on Geothermal Energy Use, May 26-29 2009 Casta Papiernicka-Slovakia
6. Türkiye Jeotermal Derneği Web Sayfası (www.jeotermaldernegi.org.tr)

5.6. Biyokütle Enerjisi ve Biyoyakıtlar

Biyokütle enerjisi, ABD ve AB ülkeleri başta olmak üzere pek çok ülkede, artan enerji gereksinimini çevreyi kirletmeden ve sürdürülebilir olarak sağlayan önemli bir enerji kaynağı olarak değerlendirilmektedir.

Ateşin bulunmasından bu yana enerji üretiminde kullanılan biyokütle son yıllarda geliştirilen modern tekniklerin uygulanmasıyla birlikte ülkelerin enerji politikalarında geniş yer edinmektedir.

Uluslararası Enerji Ajansının verilerine göre, Şekil 5.16'dan da görüldüğü gibi biyokütle enerjisi önümüzdeki yıllarda da istikrarlı artışlarla varlığını koruyacaktır.



Kaynak: Uluslararası Enerji Ajansı

Şekil 5.16 Dünya Birincil Enerji Talebi İçin Referans Senaryo (IEA).

Enerji tarımı uygulamasında gıda alanlarına dokunmadan, giderek artan ekim alanlarına ulaşılabilir. Böylece yaratılacak istihdam ve gelir, tarımsal ekonomiye olumlu etki yapacaktır. Biyokütle enerjisinin yaratacağı yeşil karbon ticaretinin gelir çekiciliği de göz ardı edilmemelidir.

Biyoyakıtlar biyokütlenin enerjiye dönüştürülmüş formu olup fosil yakıtlarla birlikte ve/veya fosil yakıtların yerine kullanılacak yenilenebilir enerji seçenekleridir. Karada, denizde, havada ulaştırma yakıtı olarak bilinmesinin yanı sıra elektrik ve ısı (sıcak-soğuk) üretiminde de kullanılmaktadır. Doğal olarak yetişen kaynakların yanı sıra, son yıllarda yalnız bu kaynağı elde etmeye yönelik çalışmalar da başlamıştır. Doğada var olan ormanlar, hayvan dışkıları ve bitki atıkları zaten uzun yıllardır, özellikle gelişmekte olan ülkelerin enerji tüketimlerinde büyük paya sahip temel biyoyakıt kaynakları arasında yer almıştır. Bununla birlikte modern teknolojilerin kullanıldığı günümüzde, enerji bitkileri, enerji ormancılığı, orman ve ağaç sanayi atıkları, tarım kesimindeki bitkisel atıklar, hayvansal atıklar, kentsel atıklar, tarıma dayalı sanayi atıkları, algler biyoyakıt kaynağı olarak bilinmektedirler.



Biyokütleyi çekici hale getiren unsurlar yenilenebilir olması, kendisiyle birlikte pek çok ilgili sektörde yeni açılımlar ve iş hacmi yaratması, bitkisel biyokütle ve algler söz konusu olduğunda oluşumu sırasında önemli derecede karbondioksit absorblaması olarak sayılabilir.

Biyoyakıtlar son yıllarda çevre duyarlılığına sahip ülkelerin enerji ve tarım politikalarında geniş yer edinmiştir. Örneğin AB’de 1990’lı yıllardan bu yana geliştirilen politikalar çerçevesinde yayımlanan çeşitli resmi belgelerle biyoyakıt kullanımına ilişkin çeşitli hedefler belirlenmiş, bu hedefleri gerçekleştirmek üzere stratejiler geliştirilmiş, teşvik sistemleri oluşturmuş ve yol haritaları hazırlamıştır. Biyoyakıt üretiminin yanı sıra enerji tarımını da destekleyen politikalar geliştirilmiştir.

AB’de 1997 yılında yayımlanan Beyaz Sayfa Bildirisi ile 2020 yılında 5 milyon ton sıvı biyoyakıt (biyodizel, biyoetanol) kullanımı hedeflenmiştir. 2000 yılında yayımlanan Yeşil Belge, 2003 yılında çıkartılan Biyoyakıt Teşvik Direktifi, 2005’te yürürlüğe giren Kyoto Protokolü, 2006’da yayımlanan Biyoyakıt Strateji Belgesi gereğince, üye ülkeler biyoyakıt üretimi ve kullanımı konusunda önemli politikalar oluşturmuşlardır. Pek çok Avrupa ülkesinde biyoyakıt kullanımı zorunluluktur ve çeşitli desteklerle kullanımı ve üretimi yaygınlaştırılmaktadır. AB Komisyonu tarafından hazırlanan Vizyon 2030 belgesinde, 2030 yılında %25 biyoyakıt kullanımı öngörülmektedir. Bununla birlikte 2010 yılına kadar birinci kuşak biyoyakıtların (biyodizel, biyoetanol, biyogaz v.b.) teknolojik gelişmelerinin tamamlanması, 2010’dan itibaren ikinci kuşak (selülozik) biyoyakıt üretiminin ticarileşmesi ve bu sürecin 2020’de tamamlanarak biyorafinerilere geçilmesi, 2030–2050 döneminde de entegre biyorafinerilerin yaygınlaştırılması hedeflenmektedir.

Biyoyakıtlar çevre için sera etkisi yaratmadığı gibi, doğal karbon döngüsüne de sahiptirler. Bu nedenle özellikle AB’de Kyoto Protokolü’nün gereklerinin yerine getirilmesi konusundaki çalışmalar kapsamında öncelikli olarak ele alınmaktadır.

Diğer yandan enerji tarımı yapılan alan aslında sadece biyoyakıt hammaddesi üretmek için gerekli alan olarak düşünülmemelidir. AB Komisyonu tarafından yapılan analizlere göre “gerçek” arazi kullanımı hesaplanandan daha düşüktür. Çünkü biyoyakıt hammaddesi üretiminin yan ürünleri olan yem, hayvancılık için değerli bir girdidir ve tek başına üretildiğinde belli bir alana gereksinim duyulacaktır.

AB’de sektördeki tüm aktörler için uygun teşvik mekanizmaları geliştirilmiştir. Enerji bitkisi üreticilerine hektar başına 45 € destek verilmekte, biyoyakıt üreticilerine düşük faizli kredi olanakları, vergi muafiyetleri tanınmakta, dağıtım istasyonlarına parasal yardımlar (sübvansiyon) yapılmakta, tüketicilere akaryakıt tüketim vergi indirimi veya muafiyeti sağlanmaktadır.

AB 2020 yılında enerji tüketiminin %20’sini yenilenebilir enerjiden karşılayacaktır. Bu çerçevede her bir üye ülke için ulaştırma sektöründe %10 biyoyakıt kullanım hedefi konulmuştur. Hedefler 2008 yılının Aralık ayında yayımlanan Yenilenebilir Enerji Direktifinde de yer almakla birlikte biyoyakıtların sürdürülebilirlik kriterleri çerçevesinde üretilmesini ve/veya ithal edilmesini şart koşturmaktadır. Bu koşuldan hareketle AB Komisyonunda, 2008 yılından bu yana biyoyakıtların sertifikalandırılması üzerine yapılan çalışmalar tamamlanmış ve Avrupa Birliğine üye ülkelerde biyoyakıtların çevreye zarar vermeden üretilmesi ve ithal edilmesini sağlayacak olan “Sürdürülebilirlik Kriter Paketi” 10 Haziran 2010 tarihinde Komisyon tarafından kabul edilmiştir.



Biyoyakıtların sürdürülebilirlik etiketi taşımalarını gerektiren ve 27 üye ülke ile birlikte AB'ne biyoyakıt ihraç eden ülkeleri de ilgilendiren paket Aralık ayında uygulamaya konulacaktır. AB ülkelerinde biyoyakıt kullanım hedefinin sürdürülebilir bir temelde gerçekleştirilmesi için yapılan sertifikasyon çalışmalarında fosil yakıtlara nazaran %35 sera gazı tasarrufu sağlayan biyoyakıtlar sertifikalandırılacaklardır. Bu değer 2017 yılında %50, 2018 yılında %60 olarak uygulanacaktır. Bununla birlikte gıda güvenliğinin ve biyoçeşitliliğin korunması için enerji bitkilerinin yetiştirildiği alanların da kontrol altında tutulması ve sertifikalandırılması sağlanacaktır.

Sera gazı hesaplaması, 23 Ocak 2008 yılından önce faaliyete geçen tesislerde üretilen biyoyakıtlar için, 1 Nisan 2013 tarihine kadar uygulanmayacaktır.

Benzer teşviklerin verildiği ve önemli politikalarının uygulandığı Amerika'da 2010 yılı biyoyakıt kullanım hedefi olan 7,5 milyar galon (yaklaşık 28,5 milyar lt) miktarına 2008 yılında ulaşılmıştır.

Önemli bir biyoyakıt olan biyoetanol mercek altına alındığında:

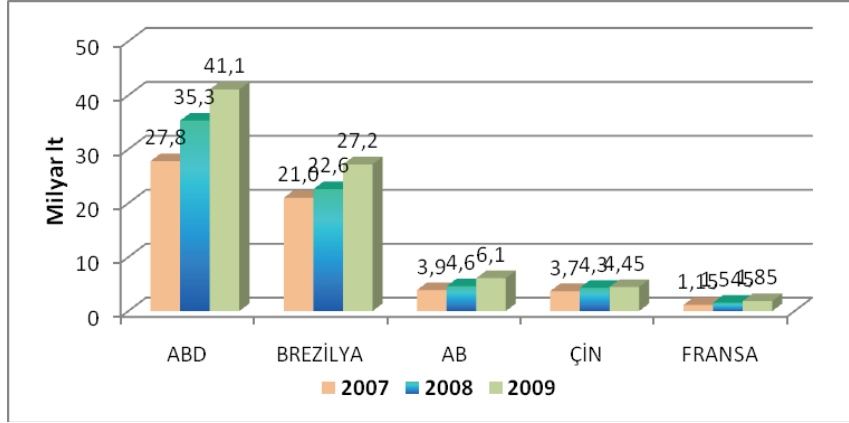
Dünyada, 2008 yılında 78,89 milyar litre olan dünya biyoetanolün üretimi 2009 yılında %11,2'lik bir artışla 87,70 milyar litreye ulaşmıştır. Dünyanın en büyük etanol üretici ülkeleri son yıllarda olduğu gibi 2009 yılında da ABD ve Brezilya olmuştur. Bununla birlikte Avrupa Birliğinde 2008 yılında 4,6 milyar lt olan etanol üretimi 2009 yılında %33 artarak 6,1 milyar litreye ulaşmıştır. En büyük etanol üreten AB üyesi ülkeler, Fransa, Almanya, İngiltere ve İspanya'dır. 2008 ve 2009 yıllarına ait biyoetanol üretim verileri Tablo 5.15'de, en büyük biyoetanol üreticilerinin 2007-2009 üretim miktarları aşağıdaki grafikte görülmektedir.

Tablo 5.15: Dünya Biyoetanol Üretimi (milyon litre)

Ülkeler	2008	2009
ABD	35.315	41.072
Brezilya	22.551	27.165
Çin	4.050	4.450
Fransa	1.545	1.850
Hindistan	2.075	1.725
Kanada	900	1.200
Almanya	689	1.040
İngiltere	350	580
Rusya	559	529
İspanya	438	570
Tayland	396	700
Ukrayna	370	400
Kolombiya	283	325
Polonya	198	400
Arjantin	212	250
Endonezya	190	250
Güney Kore	175	175
İtalya	118	115
Diğer Ülkeler	9.516	4.907
DÜNYA (Toplam)	78.885	87.703

Kaynak: World Sugar Statistics, F.O.LICHT, 2010





Kaynak: World Sugar Statistics, F.O.LICHT, 2010

Şekil 5.17: Dünyanın En Büyük Biyoetanol Üretici Ülkeleri

ABD: Amerika'da 2008 yılında 35,32 milyar litre olan biyoetanol üretimi 2009 yılında %16,2 artarak 41,07 milyar litreye çıkmıştır. Ülkede 2.300 adet E85 yakıt istasyonu bulunmaktadır. 2009 yılında biyoetanol kullanımıyla tasarruf edilen karbondioksit miktarı 16,5 milyon ton olup bu değer 2 milyon 700 bin aracın trafiğe çıkmamasına eşdeğerdir. 2009 yılında, ülkedeki biyoetanol tesis sayısı 189, kurulu kapasite 54,7 milyar litre olarak kaydedilmiştir. Bununla birlikte; ABD'deki biyoetanol üretimi, tüketimi karşılayamadığından Brezilya'dan ithalat yapılmaktadır. 2017 yılında benzin tüketimini %20 azaltmayı hedefleyen Amerika, 2017 yılındaki etanol üretim hedefini 135 milyar litre olarak belirlemiştir. 2025 yılındaki biyoyakıt kullanım hedefi ise %25'tir.

2006 yılında biyoetanol endüstrisinin ABD ekonomisine katkısı aşağıdaki şekilde sıralanabilir:

1. Etanol tesislerinin işletilmesinden, etanolün taşınmasından ve inşa halindeki yeni biyorafinerilerden kaynaklanan 41,1 milyar \$ katma değer oluşturulmuştur,
2. Ekonomide 20 000'i imalat sektöründe olmak üzere tüm sektörlerde 160 231 kişilik istihdam oluşturulmuştur,
3. Amerikan tüketicilerinin cebine ilave 6,7 milyar \$ konulmuştur,
4. Federal Hükümet için 2,7 milyar \$, eyalet ve şehir yönetimlerine de 2,3 milyar \$ yeni vergi hasılatı sağlanmıştır,
5. ABD'de etanolün üretimi ve kullanımı 2006 yılında petrol ithalatını 170 milyon varil azaltmıştır. (Türkiyenin petrol ithalatı yılda yaklaşık 170 milyon varildir),
6. Azalan petrol ithalatı ile 11 milyar \$'ın ülke içinde kalması sağlanmıştır.

BREZİLYA: Brezilya'da 2008 yılında 22,55 milyar litre olan etanol üretimi 2009 yılına göre % 21 oranında artarak 27,17 milyar litreye ulaşmıştır. Dünyada biyoetanol kullanımının öncülüğünü yapan Brezilya genelinde biyoetanol % 25 oranında benzinle harmanlanarak kullanılsa da fleksi araçlarda %85 biyoetanollü benzin kullanımı oldukça yaygındır. Ülkede 409 adet etanol tesisi, 33.000 adet E85 yakıt istasyonu bulunmaktadır. Brezilya'da 2012 yılında toplam biyoetanol üretiminin 35,7 milyar litre olması beklenmektedir.

AB: 2008 yılında 4,56 milyar litre üretim yapan AB, 2008 yılında üretimini %32 artırarak 6,04 milyar litre biyoetanol üretimi gerçekleştirmiştir. En büyük üreticiler Fransa, Almanya, İngiltere ve İspanya'dır. Avrupa Biyoetanol Üreticileri Derneğinin (EBIO) verilerine göre halihazırda AB ülkelerinde inşa halindeki biyoetanol tesislerindeki kapasite 1,75 milyar litredir.

TÜRKİYE: Ülkemizde, yasal düzenlemeleri Tütün ve Alkol Piyasası Düzenleme Kurumu tarafından yapılan biyoetanol sektöründe mevcut durumda 3 üretim tesisi bulunmaktadır. Bununla birlikte Eskişehir Şeker Fabrikası Alkol Üretim Tesisi de yakıt alkolü üretecek şekilde revize edilmiştir. Ülkemizdeki biyoetanol tesislerinin en büyüğü Pankobirlik bünyesinde bulunan Konya Şeker A.Ş.'ye ait Çumra Şeker Fabrikasında kurulan ve şeker pancarından üretim yapan 84 milyon litre kapasiteli biyoetanol tesisidir. Diğer 2 tesisten biri Bursa Kemal Paşa'da kurulu olup 40 milyon lt kapasitelidir. Tarkim'e ait olan tesis mısırdan üretim yapmaktadır. Adana'da kurulu olan ve Tezkim'e ait olan biyoetanol tesisinin kapasitesi ise 40 milyon lt olup buğday ve mısırdan üretim yapılmaktadır.

Türkiye'de kurulu biyoetanol kapasitesi yaklaşık 180 milyon litre olup yaklaşık %8 benzin gereksinimimizi karşılayacak durumda olmasına rağmen ulaştırma yakıtı olarak biyoetanol kullanımı çok azdır. Çünkü ÖTV muafiyeti benzinle harmanlanan biyoetanolün sadece %2'lik dilimine uygulanmaktadır. Oysa Çevre ve Orman Bakanlığı tarafından 2004 yılında yayımlanan Benzin ve Motorin Kalitesi Yönetmeliğinde (bu yönetmelik AB'nin benzin ve motorin kalitesi ile ilgili 2003/17/EC direktifi uyumlaştırılarak hazırlanmıştır) benzine %5 etanol karıştırılmasına izin verilmektedir. Mayıs 2009'da AB Direktifi paralelinde yapılan bir düzenleme ile bu oran %10'a çıkartılmıştır. Ancak kullanım zorunluluğu olmaması nedeniyle %2'lik ÖTV'den muaf kısım bile kullanılamamaktadır. Benzer durum biyodizel için de geçerlidir. Sektörde yapılan yatırımlar atıl beklemektedir. Oysa sadece kullanım zorunluluğunun bile getirilmesiyle tarım, sanayi, ulaştırma, bankacılık, sigortacılık vb sektörlerde yaratılacak katma değer ve yeni vergi mükelleflerinin ortaya çıkacak olması Türkiye'ye ekonomik canlılık kazandıracaktır.

Genellikle organik atıklar ve enerji bitkilerinden elde edilen **biyogaz** günümüzde pek çok gelişmiş ülkenin enerji portföyünde geniş yer bulmaktadır. Almanya'da 4078 biyogaz tesisinden elde 12 milyar kWh elektrik 3,5 milyon evin enerji ihtiyacını karşılamaktadır. 11.000 kişinin istihdam edildiği sektörde biyogazın ulaştırma yakıtı olarak kullanımı da giderek yaygınlaştırılmaktadır. Benzer şekilde İsveç'te de biyogaz, doğal gazın kullanıldığı her alanda kullanılmakta ve 2020 yılında doğalgazdan tamamen vazgeçilerek biyogaz kullanımına geçilmesi hedeflenmektedir.

Büyük bir hammadde potansiyeline sahip olan ülkemizde biyogaz sektöründeki uygulamalar son derece azdır. Bununla birlikte TBMM gündeminde yer alan ilgili yasa teklifinin kabul edilmesiyle sektörde büyük bir atılım beklenmektedir.

BM Raporuna göre **ikinci kuşak biyoyakıtlar** lignoselülozik biyokütleden, ileri teknik süreçler kullanılarak üretilen biyoyakıtlar olarak tanımlanmaktadır. İkinci kuşak biyoyakıtların hammaddeleri gıda üretimiyle rekabeti söz konusu olmayan ağaç kabuğu, yaprak, sap, talaş vb odunsu ve karbonlu maddeler içeren lignoselülozik kaynaklardır. Bununla birlikte uzun dönemde, sulanabilir arazilerden bağımsız olarak alglerden de elde edilebilmektedirler. Ayrıca elektrik üretim süreçlerinin atığı olan ısı ve CO₂'in de alg üretiminde kullanılması biyoyakıt kullanımını destekleyeceği gibi küresel ısınmayı önlemede de etken olacaktır.



İkinci kuşak biyoyakıtların 2015 yılında ticarileşmesinin beklendiği AB Komisyon raporlarında yer almaktadır. Günümüzde Kanada ve İspanya'da lignoselülozik etanol, Almanya ve İngiltere'de Btl (biyokütlesivi biyoyakıt üretimi) tesislerinin demonstrasyonları bulunmaktadır. Ayrıca ön ticari pilot tesislerin kurulması sürdürülmektedir. Shell buğday saplarından etanol üretimi üzerine çalışmaktadır ve 200 milyon litre/yıl kapasiteli ticari tesisini açmıştır. Choren Industry firması yıllık 67 milyon ton biyokütlenin işleneceği 18 milyon litre kapasiteli Btl demonstrasyon tesisini, Almanya'da yıllık 1 milyon ton biyokütlenin işleneceği 200 milyon ton/yıl kapasiteli büyük ölçekli sanayi tesisini kurmayı planlamaktadır.

ABD Enerji Departmanı 2007 başında selülozik etanolün 2012 yılında benzinle rekabet edebilecek duruma getirilmesi için 1,2 milyar \$'lık bütçe ayrıldığını duyurmuştur. AB'de de Çerçeve Programlarında ikinci kuşak biyoyakıt projeleri öncelikli olarak desteklenmektedir.

Ülkemizde ise çeşitli üniversitelerde Ar-Ge projelerinin yanı sıra Mamak çöplüğünde kurulan çöpgazı tesisleriyle entegre çalışması planlanan alg üretimi dikkat çekicidir. Elde edilen alglerden biyoetanol ve çeşitli sanayi girdi üretimleri hedeflenmektedir. Mevcut durumda Ar-Ge çalışmaları için 500 m²'lik alanda yapılan alg üretimi ticarileşme aşamasında 2 dönümde gerçekleştirilecektir.

Diğer yandan sürdürülebilir gelecek için yeni bir yaklaşım biyorafinerilerdir. Biyorafineriler tarım ile kimya arasında bir köprüdür. Tarımsal ürünlerin nişasta ve şekere dönüştürülmesiyle ve uygulanan biyokimyasal süreçler sonucu elde edilen yakıtın yanı sıra, monomer ve polimerler elde edilerek +pek çok ürüne biyolojik ve kimyasal olarak erişilebilmektedir. Orman ürünlerinden gazlaştırma, piroliz vb tekniklerle enerji elde edilmesinin yanı sıra metanol, asetik asit, kalsiyum asetat, aseton gibi pek çok kimyasal hammaddenin de elde edilmesi mümkündür. Son yıllarda yapılan araştırmalarda odundan elde edilen bir takım preparatların göğüs, prostat ve kolon kanserlerinde etkili olduğu saptanmıştır. Yine son yıllarda kalp ve damar sağlığı için odunun ana maddesi olan ligninden bir ilaç geliştirilmiş ve ostrojen yapımında lignin kullanılmıştır. Entegre biyorafinerilerde biyokütleden yakıt, ısı, elektrik ve kimyasal madde üretilmektedir.

Gelişmiş ülkeler biyoyakıt üretimini biyorafineri kavramıyla kimya sanayi ile entegre etme girişimindedir. 2006 yılının Şubat ayında yayımlanan Biyoyakıt Stratejisinde AB'de ve gelişmekte olan ülkelerde biyoyakıtların daha fazla teşvik edilmesi, pozitif çevresel etkinin sağlanması, hammaddenin rekabet edilebilir maliyeti, 2. kuşak biyoyakıtların AR-GE çalışmaları ve pazara girmelerinin desteklenmesi, biyoyakıt hammaddesi ve biyoyakıtlarla ilgili gelişmekte olan ülkelerdeki fırsatların araştırılması konuları yer almaktadır. Yine 2006 yılında yayımlanan Vizyon 2030 belgesinde AB'de biyoyakıt kullanımı ve üretiminin artırılması, pazar payının yükseltilmesi, araştırma geliştirme çalışmalarına önem verilmesi, vizyon ve strateji çerçevesi oluşturulması konularında hükümler bulunmaktadır.

2030 Vizyon belgesindeki hükümlerin yerine getirilebilmesi için 2006 yılının 2. yarısında Avrupa Biyoyakıt Teknoloji Platformu kurulmuştur. Karar vericiler için senaryolar üreten ve stratejik rehberlik sağlayacak olan Platform uygun politika çerçevesinin kurulmasını sağlayacak, vizyonun gerçekleştirilmesine yardımcı olacak stratejik araştırmaları belirleyecek ve uygulanmasını sağlayacaktır. AB öngörülerine göre dünyanın gıda ve yem gereksinimleri ön planda tutularak 2015 yılından sonra ikinci kuşak (lignoselülozik) biyoyakıtlar ticari olarak kullanılacaklardır.



Diğer yandan Amerika Enerji Bakanlığı Aralık 2009'da 19 entegre biyorafineri projesi için 564 milyon \$'lık bütçe ayırmıştır. 15 eyalette gerçekleştirilecek bu projelerde ileri biyoyakıt, biyoelektrik ve biyokimyasallar üretilecektir. Proje kapsamında pilot tesisler ve demonstrasyon çalışmalarıyla birlikte ticarileşme sürecinin de tamamlanması öngörülmektedir. Ayrıca petrol konusunda ithalat bağımlılığının azalması, ulusal biyosananinin yaratılması ve pek çok kırsal alanda yeni iş olanaklarının yaratılması projenin diğer hedefleridir.

Biyokütle ve Biyoyakıtlar için Öneriler :

Biyokütle enerjisinin gelecekte en büyük yenilenebilir enerji kaynağı ve sanayi dalı olacağı bilimsel ve politik çevrelerce vurgulanmakla birlikte biyokütle enerjisinin gelişimi için yapılması gereken pek çok işlem vardır. Bunlardan en önemlisi biyokütle enerjisi ile ilgili stratejilerin belirlenmesi ve değerlendirmelerin yapılmasıdır. Bu kapsamda maliyetler ve vergilendirme sistemleri belirlenmeli, maliyetler arası karşılaştırmalar yapılmalı, net emisyon değerleri hesaplanmalı, sosyo-ekonomik boyutlar belirlenmeli, yaşam döngü değerlendirmeleri, ekolojik denge uyumu, artık ve atıkların ekonomik geri kazanımları yapılmalıdır.

Diğer yandan hammadde ile ilgili olarak biyokütle enerji kaynaklarının seçimi (C₃, C₄ enerji bitkileri, ormancılıkta enerji plantasyonlarının seçimi), üretimi ve bölgelere adaptasyonu, enerji tarımının projelendirilmesi, biyokütle enerji kaynaklarının standardizasyonu, enerji üretiminde mekanizasyon ve yeni prototip alet ve makinaların geliştirilmesi ve yaygınlaştırılması, hayvancılık atık ve artıklarından optimum yararlanma koşullarının belirlenmesi gereklidir.

Teknoloji alanında ise; biyoyakıt üretim yöntemlerinin geliştirilmesinin yanı sıra, biyoyakıtı uygun motor tasarımlarının yapılması da son derece önemlidir. Diğer yandan ulaştırma yakıtı olarak kullanılmasının yanı sıra ısı ve elektrik sektöründe biyokütle enerjisinin kullanımı yaygınlaştırılmalıdır. Bu kapsamda biyokütle enerjisi ile çalıştırılan kojenerasyon hatta trijenerasyon (elektrik-ısı-soğutma) sistemlerinin geliştirilmesi, biyogaz santrallerinin yaygınlaştırılması ve yeni sistemlerin kullanımı, büyük çaplı biyokütle enerjisi ile çalışan elektrik santralleri için modern sistemlerin geliştirilmesi gereklidir. Elektrik üretim tesislerinin şebekeye bağlanması konusunda gerek bürokratik gerekse mali engeller kaldırılmalı ve ilgili kanun tarafından öngörülen yönetmelikler hayata geçirilmelidir.

Diğer yandan nüfus artışı, açlıkla mücadele tarım alanlarının planlı olarak en verimli şekilde kullanımını gerektirmektedir.

Her ne kadar bugünün teknolojisiyle üretilen biyoyakıt hammaddeleri büyük oranda gıda ve yem niteliği taşısa da gelecek kuşak biyoyakıt üretim teknolojilerinin pazarda yer alabilmesi için var olan biyoyakıt teknolojilerinin geliştirilmesi ve Ar-Ge çalışmalarının planlı ve titiz bir şekilde yürütülmesi gereklidir. Bu da bu günün teknolojisinin ve gelişiminin politikalarla desteklenmesi ile mümkündür.

Ülkemizde biyoyakıt sektörünün gelişiminin sağlanması ve ileri kuşak biyoyakıtların Ar-Ge çalışmalarının başlanması ve sağlıklı olarak sürdürülebilmesi için akaryakıtta biyoyakıt harmanlanması zorunlu olmalı ve %2'lik harmanlama dilimine uygulanan ÖTV muafiyeti %5'e çıkartılmalıdır. Çünkü halihazırda ülkemizdeki sıvı biyoyakıt kurulu kapasitesi %5 zorunlu biyoyakıt kullanımını karşılayacak düzeydedir.



Buna en güzel örnek biyoetanol sektörüdür. Daha önce de belirtildiği gibi ülkemizde biyoetanol kurulu kapasitesi 180 milyon litre olup benzin ihtiyacımızın %8'ini karşılayacak durumdadır. Hâlihazırda biyoetanol-benzin karışımına uygulanan %2'lik ÖTV muafiyetinin %5'e çıkartılması ile ülke ekonomisindeki cari açığa pozitif etki, iç ve dış mali şoklara karşı direnç oluşacaktır. Bununla beraber tarıma dayalı, katma değeri yüksek bir sanayi sektörü yaratılmış olacaktır. Ayrıca yan sanayi yatırımları artacak, kırsal kesimde refah düzeyi yükselecek, göç önlenecek, buna bağlı olarak büyük şehirlerdeki can ve mal güvenliğinin sağlanmasına katkıda bulunulacak, taşımacılık, sigorta, iletişim, bankacılık gibi hizmet ağırlıklı sektörlerde pazarın büyümesi ve istihdamın artmasına neden olacaktır.

Biyoetanol üretim prosesinde yan ürün olarak elde edilen yem, hayvancılık sektöründe ithalat bağımlılığını azaltacak, ülke ekonomisine katma değer sağlayacaktır. Biyoetanol üretim ve tüketiminde yapılacak bu mikro reformun yan sektörlerde yaratacağı katma değer, bu reformun yan sektörlerle sağlayacağı iş hacmiyle ekonomiye olan getirileri ÖTV getirisinden kat be kat fazla olacaktır. Ayrıca ilgili sektörde yaratılacak katma değer vergi tahsilatını artıracak, ekstra vergi potansiyeli oluşturacaktır. Bunların yanı sıra ülkemizde yürürlükte bulunan Benzin Motorin Kalitesi Yönetmeliğinde yer alan benzine %10 oranında etanol katılması öngörüsü değerlendirilerek daha temiz bir çevre oluşumuna katkı sağlanacaktır. Benzer durum biyodizel sektörü için de geçerlidir.

Diğer yandan çiftçi kendi yetiştirdiği biyoyakıt hammaddesiyle, üretici birlikleri aracılığıyla üretilen biyoyakıtı hangi oranda olursa olsun ÖTV ödemediği için kendi aktiviteleri için kullanabilmelidir.

Bununla birlikte büyük bir atık potansiyeline sahip olan ülkemizde biyogazdan elektrik üretimi desteklenmelidir. Halihazırda TBMM'de görüşülmek üzere bekleyen "Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun ve Bazı Kanunlarda Değişiklik Yapılmasına Dair Kanun Teklifi"nin (biyokütle kaynaklarından elde edilecek elektriğe ilk 5 yıl 14 ¢cent/kWh, ikinci 5 yıl 10 ¢cent/kWh alım garantisi) yasalaşması ülkemizde biyogaz sektörünün önünü açacak en önemli adım olacaktır.

Bununla birlikte pek çok ülkede olduğu gibi ülkemizde de doğalgaz niteliğinde biyogaz üretimi ve doğal gaz kullanılan her alanda; elektrik üretiminin yanı sıra ısı ve ulaştırma yakıtı olarak da biyogaz kullanımı desteklenmeli, uygulamaların yaygınlaştırılması için gerekli alt yapılar oluşturulmalı ve uygun teşvik mekanizmaları geliştirilmelidir.

Kaynaklar

1- "Biyoyakıtlar", Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi Yayını, Grup Çalışması, Editör: Dr. F.F. AR, Yayın no: 0016/2010, ISBN: 978-605-89548-5-4, Poyraz Ofset, Ankara, Nisan, 2010.

2- World Sugar and Bioethanol Statistics, F.O.Licht, 2010.



6. ELEKTRİK ENERJİSİ

6.1. Türkiye Elektrik Sisteminin Gelişmesi

6.1.1. Talep Gelişimi

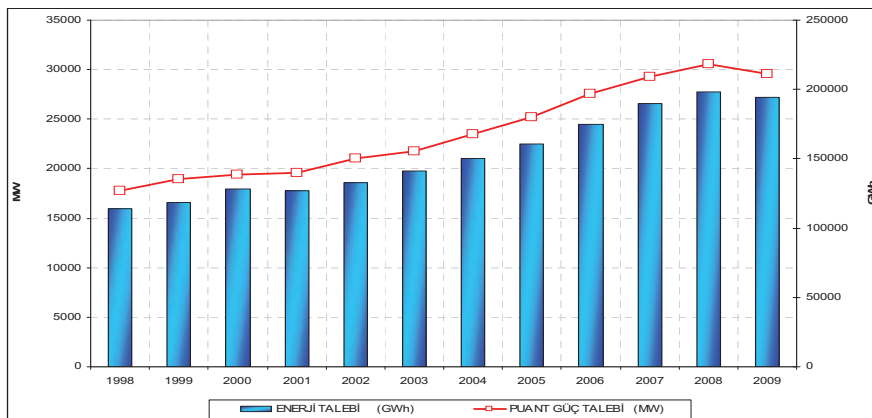
Türkiye elektrik enerjisi brüt tüketimi (Türkiye brüt üretimi+dış alım–dış satım) 2008 yılında %4,3 artış ile 198,0 Milyar kWh, 2009 yılında ise %2,0 azalma ile 194,0 Milyar kWh olarak gerçekleşmiştir. Türkiye net tüketimi 2008 yılında 161,9 Milyar kWh, 2009 yılında ise 161,9 Milyar kWh olmuştur.

2008 yılı için 204,0 Milyar kWh olarak tahmin edilen brüt elektrik tüketimi, yıl ortalarında ortaya çıkan ekonomik durgunluğun etkisi ile azalma eğilimi göstermiş ve yıl sonunda bir önceki yılın tüketimine göre %4,3 artış göstererek 198,1 Milyar kWh olarak gerçekleşmiştir.

Tablo 6.1: Talep Gelişimi

	PUANT GÜÇ TALEBİ (MW)	ARTIŞ (%)	ENERJİ TALEBİ (GWh)	ARTIŞ (%)
1998	17 799	5,2	114 023	8,1
1999	18 938	6,4	118 485	3,9
2000	19 390	2,4	128 276	8,3
2001	19 612	1,1	126 871	-1,1
2002	21 006	7,1	132 553	4,5
2003	21 729	3,4	141 151	6,5
2004	23 485	8,1	150 018	6,3
2005	25 174	7,2	160 794	7,2
2006	27 594	9,6	174 637	8,6
2007	29 249	6,0	190 000	8,8
2008	30 517	4,3	198 085	4,3
2009	29 604	-3,0	194 079	-2,0

Kaynak: TEİAŞ



Kaynak: TEİAŞ

Sekil 6.1: Talep Gelişimi



Türkiye enterkonnekte sisteminde yıllar itibariyle puant talebin de enerji talebine benzer oranda geliştiği gözlemlenmektedir. Puant talep 2007 yılında 29249 MW, 2008 yılında 30.517 MW olarak gerçekleşmiştir. Elektrik sisteminde anlık en düşük tüketim olan minimum yük değerlerinin gelişimi puant talep gelişiminden daha farklı seyretmektedir. Minimum Yük 2007 yılında 11.000 MW iken 2008 yılında 10.409 MW olarak gerçekleşmiştir.

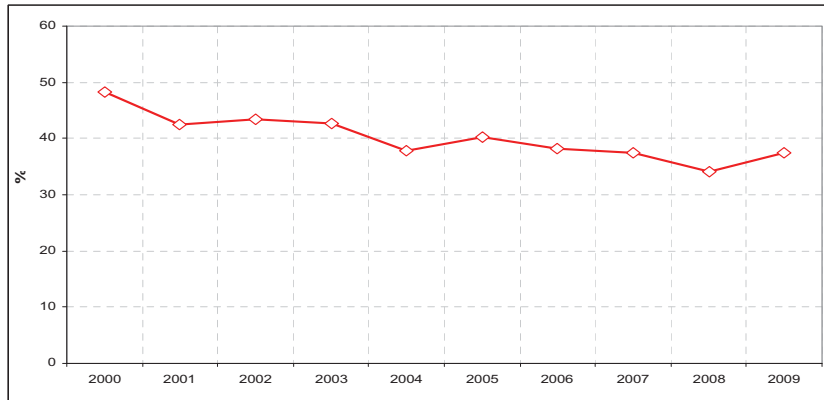
Genellikle, Türkiye'de yıllık puant kış döneminde görülmekte iken son yıllarda yaz dönemlerinde de anlık tüketim değerleri belirgin bir şekilde artmaya başlamıştır. 2008 yılında yıllık puant Temmuz ayında gerçekleşmiştir. Puant talep yıllara göre sürekli bir artış gösterirken minimum yükteki yıllık değişim oldukça düzensizdir.

Elektrik sisteminde puant talep ile minimum yük seviyesinin ilişkisi elektrik enerjisinin tüketiminde verimlilik açısından önemli bir göstergedir. Minimum Yük değerinin Puant Talebe oranı toplam elektrik tüketiminde yük faktörünün de bir göstergesi olup bu oranın yüksek olması elektrik enerjisinin daha verimli kullanılmadığı anlamına gelmektedir.

Tablo 6.2: Yıllık Maksimum Yükün Puant Yüke Oranı

	PUANT YÜK (MW)	ARTIŞ (%)	MİNİMUM YÜK (MW)	ARTIŞ (%)	MİNİMUM YÜKÜN PUANT YÜKE ORANI (%)
2000	19390	-	9369	-	48,3
2001	19612	1,1	8336	-11,0	42,5
2002	21006	7,1	9127	9,5	43,4
2003	21729	3,4	9270	1,6	42,7
2004	23485	8,1	8888	-4,1	37,8
2005	25174	7,2	10120	13,9	40,2
2006	27594	9,6	10545	4,2	38,2
2007	29249	6,0	10965	4,0	37,5
2008	30517	4,3	10409	-5,1	34,1
2009	29604	4,4	11083	-5,2	37,4

Kaynak: TEİAŞ



Kaynak: TEİAŞ

Şekil 6.2: Yıllık Maksimum Yükün Puant Yüke Oranı

Tablo 6.2'den ve Şekil 6.2'den de açıkça görüleceği üzere son yıllarda minimum yükün puant yüke oranı zaman içinde belirgin bir şekilde düşmekte, ülkemizde elektrik enerjisinin verimli olarak kullanılmadığını göstermektedir.

6.2. Elektrik Sistemi Üretim-Tüketim İncelemesi

6.2.1. Elektrik Üretim Tesislerinin Kuruluşlara Göre Gelişimi

Türkiye elektrik enerjisi üretiminde kamu kurumlarının yanı sıra özel sektör kuruluşları da yer almaktadır. Her ne kadar Türkiye'de özelleştirme kavramı 1984 yılında 3096 sayılı yasanın yürürlüğe girmesi ile güncel hale geldiyse de bu tarihin daha öncesinde elektrik üretiminde ÇEAŞ ve KEPEZ gibi imtiyazlı özel şirketler yer almıştır. 1984 yılından 2007 yılı sonuna kadar kurulu güç ve elektrik üretim miktarlarının yıllara göre gelişimi aşağıdaki Tablo 6.3'de gösterilmektedir.

Tablo 6.3: Türkiye Kurulu Gücünün Kamu ve Özel Sektör Olarak Gelişimi

	KURULU GÜÇ (MW)										
	KAMU SANTRALLARI				ÖZEL SANTRALLAR				TÜRKİYE TOPLAMI		
	TERMİK	HİDROLİK	TOPLAM	PAY (%)	TERMİK	HİDROLİK	TOPLAM	PAY (%)	TERMİK	HİDROLİK	TOPLAM
1984	3545,4	3644,2	7189,6	85,0	1041,4	230,6	1272,0	15,0	4586,8	3874,8	8461,6
1990	8264,2	6465,1	14729,3	90,3	1289,1	299,2	1588,3	9,7	9553,3	6764,3	16317,6
1995	9650,6	9207,6	18858,2	90,0	1440,9	655,2	2096,1	10,0	11091,5	9862,8	20954,3
2000	11274,6	9977,3	21251,9	77,9	4795,4	1216,8	6012,2	22,1	16070,0	11194,1	27264,1
2001	10954,6	10108,7	21063,3	74,3	5686,0	1583,1	7269,1	25,7	16640,6	11691,8	28332,4
2002	10949,6	10108,7	21058,3	66,1	8636,4	2151,1	10787,5	33,9	19586,0	12259,8	31845,8
2003	10803,1	10990,2	21793,3	61,2	12186,3	1607,4	13793,7	38,8	22989,4	12597,6	35587,0
2004	10794,9	10994,7	21789,6	59,2	13364,8	1669,6	15034,4	40,8	24159,7	12664,3	36824,0
2005	11474,9	11109,7	22584,6	58,1	14442,4	1816,5	16258,9	41,9	25917,3	12926,2	38843,5
2006	12554,9	11161,0	23715,9	58,5	14880,3	1968,6	16848,9	41,5	27435,2	13129,6	40564,8
2007	12524,9	11350,3	23875,2	58,6	14710,5	2191,6	16902,1	41,4	27235,4	13541,9	40777,3
2008	12524,9	11455,9	23980,8	57,3	15070,1	2766,3	17836,4	42,7	27595,0	14222,2	41817,2
2009	12524,9	11677,9	24202,8	54,1	16808,5	3755,4	20563,9	45,9	29333,4	15433,3	44766,7

Kaynak: TEİAŞ

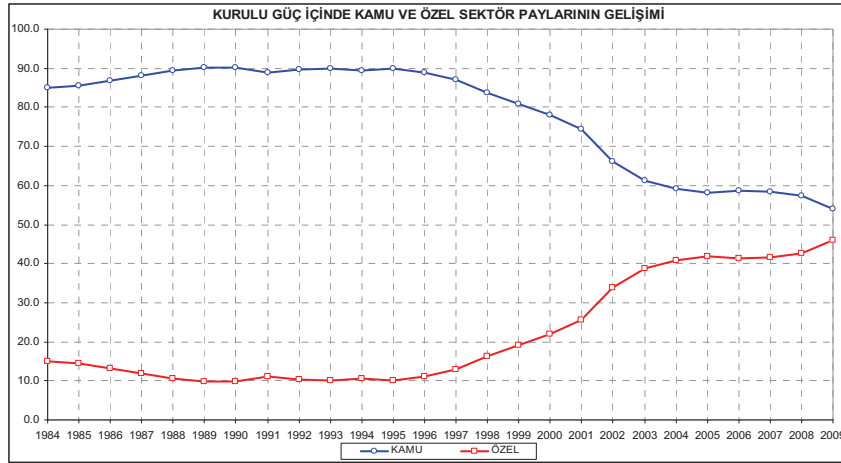


Tablo 6.4: Türkiye Üretimine Kamu ve Özel Sektör Olarak Gelişimi

	ÜRETİM (GWh)										
	KAMU SANTRALLARI				ÖZEL SANTRALLAR				TÜRKİYE TOPLAMI		
	TERMİK	HİDROLİK	TOPLAM	PAY (%)	TERMİK	HİDROLİK	TOPLAM	PAY (%)	TERMİK	HİDROLİK	TOPLAM
1984	14426	12260	26686	87,2	2761	1167	3928	12,8	17187,2	13426,3	30613,5
1990	30698	22156	52854	91,9	3697	992	4689	8,1	34395,4	23147,6	57543,0
1995	45090	33105	78195	90,7	5617	2436	8053	9,3	50706,5	35540,9	86247,4
2000	65462	27772	93234	74,6	28547	3140	31688	25,4	94009,7	30911,9	124921,6
2001	65954	20409	86362	70,4	32699	3664	36362	29,6	98652,4	24072,3	122724,7
2002	51028	26304	77332	59,8	44640	7428	52067	40,2	95667,7	33731,8	129399,5
2003	33070	30027	63097	44,9	72120	5364	77484	55,1	105189,6	35390,9	140580,5
2004	27349	40669	68017	45,1	77208	5473	82681	54,9	104556,9	46141,4	150698,3
2005	38416	35046	73462	45,4	83921	4574	88494	54,6	122336,7	39619,5	161956,2
2006	46037	38679	84716	48,1	85892	5691	91584	51,9	131929,1	44370,8	176299,8
2007	61345	30979	92324	48,2	93961	5270	99231	51,8	155306,0	36248,7	191554,7
2008	69297	28419	97717	49,2	94842	5859	100701	50,8	164139,2	34278,8	198418,0
2009	61120	28330	89450	46,1	95120	9490	104609	53,9	156240,0	37819,8	194059,8

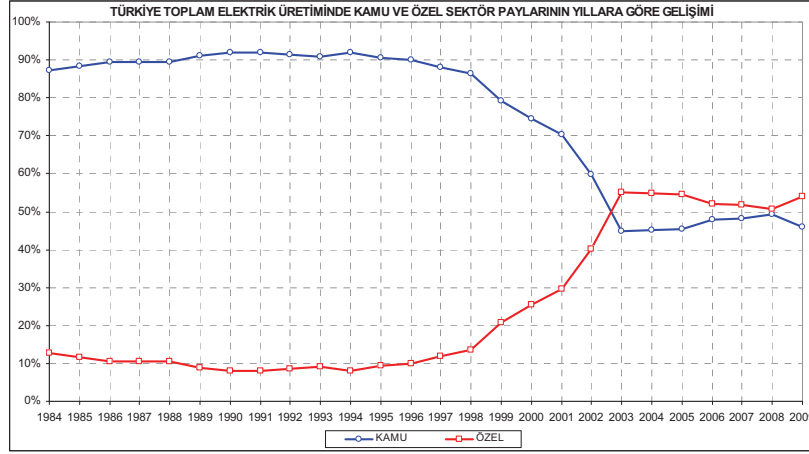
Kaynak: TEİAŞ

1984 yılında kurulu güç toplamında %85 olan kamu payı 2007 yılında %58,6 seviyesine, 1984 yılında Türkiye toplam elektrik üretiminde %87,2 olan kamu payı 2007 yılında %48,3 seviyesine gerilerken buna paralel olarak da hem kurulu güç hem de toplam üretimde özel sektör payı artmıştır. 1995 yılından sonra, sektörde, kamu payı sürekli olarak azalırken özel sektör payı artmıştır. Kurulu güç ve toplam elektrik üretiminde kamu-özel sektör paylarının yıllara göre gelişimi Şekil 6.3 ve Şekil 6.4'de verilmektedir.



Kaynak: TEİAŞ

Şekil 6.3: Kurulu Güç İçinde Kamu ve Özel Sektör paylarının Gelişimi

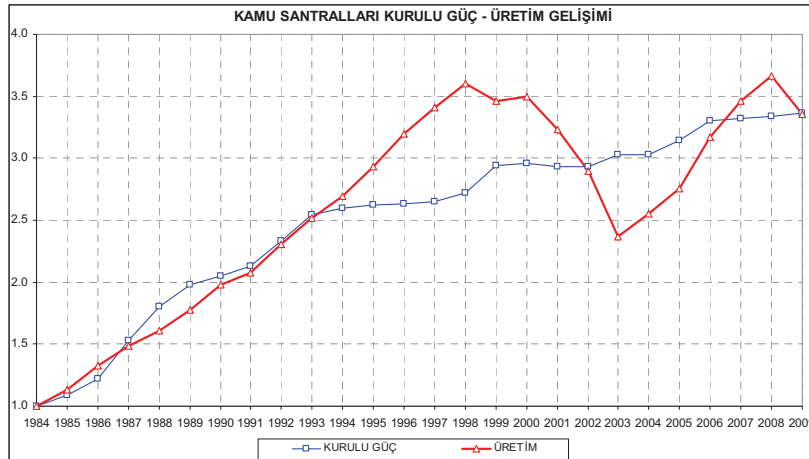


Kaynak: TEİAŞ

Şekil 6.4: Türkiye Toplam Elektrik Üretiminde Kamu ve Özel Sektör Paylarının Gelişimi

Yukarıdaki Şekiller incelendiğinde özel sektöre ait olan üretim tesislerinin toplam elektrik üretimi içindeki payının kurulu güç içindeki payına göre daha hızlı arttığı ve 2007 yılında daha yüksek seviyeye ulaştığı açıkça görülmektedir. Özellikle 1998 yılından 2003 yılına kadar toplam üretim içinde özel sektör payı oldukça hızlı bir şekilde artmıştır. Bu dönem Yap-İşlet-Devret (YİD), İşletme Hakkı Devri (İHD) ve Yap-İşlet (Yİ) modeli kapsamında özel sektörün elektrik üretmeye başladığı dönemdir. Yİ modeli kapsamındaki kapasitenin tamamı ile YİD ve İHD kapsamındaki kapasitenin büyük bir çoğunluğu termik kapasite olduğu ve bu modeller kapsamında üretimlerine satın alma garantisi verildiği için toplam Türkiye elektrik üretimi içindeki özel sektör payı hızlı bir şekilde artmıştır. 2004 yılı ve sonrasında ise özel sektör payı toplam kurulu güç ve toplam üretim içinde değişiklik göstermemiştir.

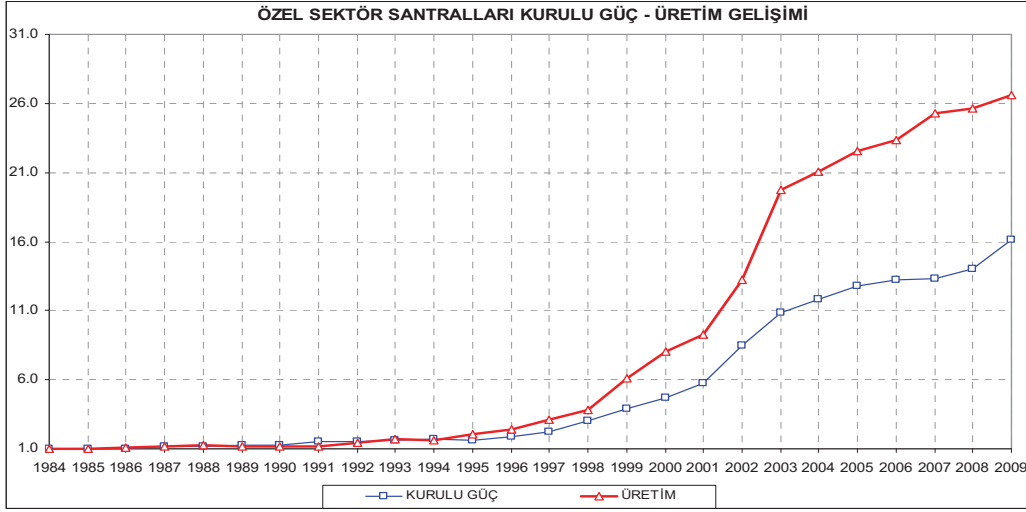
Kamu ve özel sektör kurulu güç ve toplam elektrik üretiminin 1984 yılındaki değerine göre yıllık olarak 2007 yılına kadar büyüme oranları Şekil 6.5 ve Şekil 6.6'da gösterilmektedir.



Kaynak: TEİAŞ

Şekil 6.5: Kamu Santrallerinin Toplam Kurulu Güç ve Toplam Elektrik Üretimi Değerlerinin 1984 Yılına Göre Gelişimi





Şekil 6.6: Özel Sektör Santrallarının Toplam Kurulu Güç ve Toplam Elektrik Üretimi Değerlerinin 1984 Yılına Göre Gelişimi

Kamu santrallarının kurulu güç ve üretim miktarları 1984 yılına göre 2008 yılında yaklaşık 3,5 kat büyümüştür. Buna karşılık özel sektör santrallarının toplam kurulu gücü aynı dönemde yaklaşık 14 kat, toplam üretim miktarı ise yaklaşık 26 kat büyümüştür. Yukarıda da belirtildiği üzere özellikle 1998 yılından sonra YİD, Yİ ve İHD modeli kapsamında özel sektörün elektrik üretiminde ağırlıklı olarak termik kapasite ile yer alması ve bu kapasitelerin üretimlerine satın alma garantisi verilmesi büyümedeki farklılığın birincil nedenidir.

Elektrik enerjisi üretimi için asıl belirleyici unsur talep miktarıdır. Kurulu gücün enerjiye dönüştürülebilir kısmının ancak talep kadar olan miktarı üretileceği için kapasitenin bir kısmı üretime hazır ama üretim yapmadan yedek olarak beklemektedir. Talebi karşılamak üzere sistemdeki santrallar emre amadeliğe durumlarına göre çalıştırılmakta ve elektrik üretilmektedir. Emre amadeliğe durumu hidrolik santrallarda hidrolojik koşullara göre değişiklik göstermekte, termik santrallarda ise çalıştırılma koşullarının hazır bulundurulmasına göre belirlenmektedir. Emre amade olma durumunu etkileyen unsurlardan önemli olanları arıza olasılıkları, bakım ihtiyaçları ve yakıt temini ve kalitesidir. Santralların çalışma durumunu etkileyen bütün unsurlar göz önüne alınarak emre amade olma durumu belirlenmektedir. Ayrıca, Bir grup kapasite emre amade olsa bile talebe göre ihtiyaç duyulmadığından çalıştırılmama durumu olmaktadır.

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

Tam kapasite eşdeğeri çalışma süresi ve kapasite faktörü değerlendirilirken gerçekleşen üretim değerinin talep değerine bağlı olduğu dolayısıyla kullanılabilir kapasite olduğu halde

talepten fazla üretim yapılamayacağı için kurulu gücün bir kısmının kullanılmadığı göz önünde bulundurulmalıdır.

Kurulu gücün verimli kullanılmasının ölçütlerinden bir diğeri de santrallerin kapasite faktörüdür. Yukarıda da belirtildiği gibi, bir santral emre amade olsa bile talep durumuna göre çalıştırılmayabilecektir.

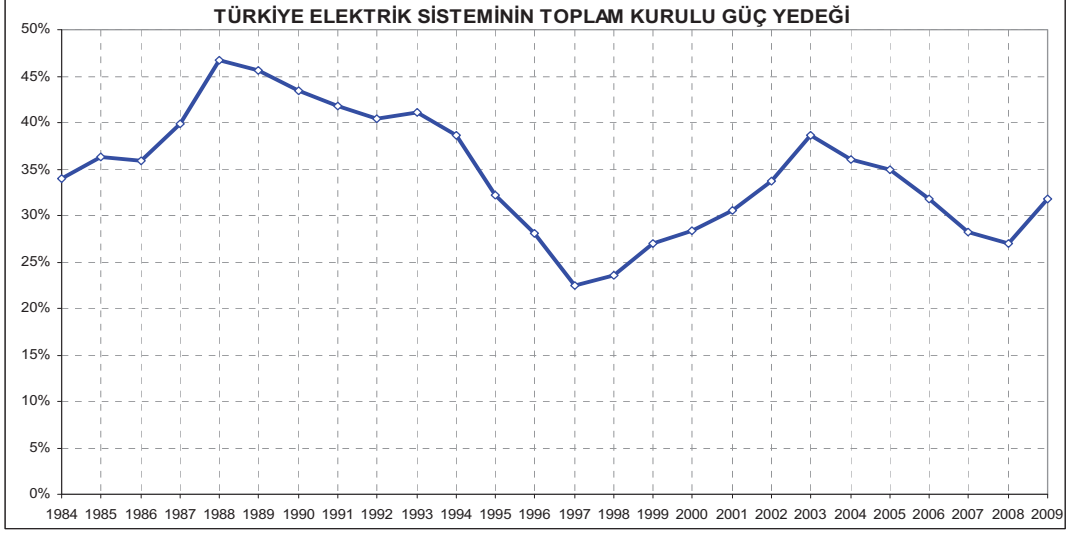
Talebin güvenilir bir şekilde karşılanması için sistemde bulunan santraller belirlenen politikalar çerçevesindeki ilkelere göre sıralanarak çalıştırılmaktadır. Bu ilkeler en düşük maliyetle üretim yapan santraldan başlanarak pahalıya doğru sıra ile çalıştırılabileceği gibi özel bazı koşullara öncelik de verilebilir. Örneğin Türkiye elektrik sisteminde üretimlerine satın alma garantisi verilmiş olan santraller maliyet göz önüne alınmadan öncelikli olarak çalıştırılmaktadır.

Benzer şekilde kamu ve özel sektör termik santrallerinin yıllık kapasite faktörleri incelendiğinde 1999 yılına kadar kamu santrallerinin kapasite faktörleri yüksek iken 1999 yılından sonra özel sektör santrallerinin kapasite faktörleri daha büyük olduğu ve artarak devam ettiği görülmektedir. Buna karşılık kamu termik santrallerinin kapasite faktöründe 2001-2004 döneminde çok hızlı bir düşüş olduğu görülmektedir. Bu dönem başta Yİ modeli kapsamındaki santraller olmak üzere oldukça büyük miktarda özel sektör termik santrallerinin işletmeye girdiği dönemdir. 2004 yılından sonra ise yeni ilave kapasite artışı talep artışına göre daha düşük olduğundan kamu santrallerinin çalıştırılma süreleri dolayısıyla kapasite faktörleri artmıştır.

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

Kurulu güç yedekleri hesaplanırken yıllık toplam kurulu güç ile aynı yılın puant talep değerleri kullanılmıştır. 1984 yılından bu yana bütün yıllarda puant talep artarken sisteme eklenen yeni kapasite miktarı aynı oranda olmamıştır. Bundan dolayı da kurulu güç yedeği yıllara göre değişkenlik göstermiştir. Şekil 6.7'den de görüleceği üzere sisteme eklenen yeni kapasite miktarının fazla olduğu yıllarda kurulu güç yedeği yükselmiştir. 1999 yılından 2003 yılına kadar olan dönemde kurulu güç içinde özel sektör payı daha fazla olmak üzere sisteme büyük miktarda yeni kapasite eklenmiş ve buna bağlı olarak da yedek oranı yükselmiştir. Yukarıda da belirtildiği üzere 1999 yılından itibaren özel sektöre ait olan kurulu güç büyük oranda kullanılırken yedek kapasite için kamu santralleri bekletilmiştir.





Kaynak: TEİAŞ

Şekil 6.7: Türkiye Elektrik Sisteminde Kurulu Güç Yedeğinin Yıllara Göre Gelişimi

6.3. Elektrik Üretim Tesislerinin Birincil Kaynaklara Göre Gelişimi

Türkiye elektrik sisteminde kurulu güç gelişimi incelendiğinde doğal gaz yakıtlı kurulu gücün diğer kaynaklara göre daha büyük miktarda ve oranda arttığı gözlenmektedir.

Tablo 6.6: Kurulu Gücün Kaynaklara göre Gelişimi

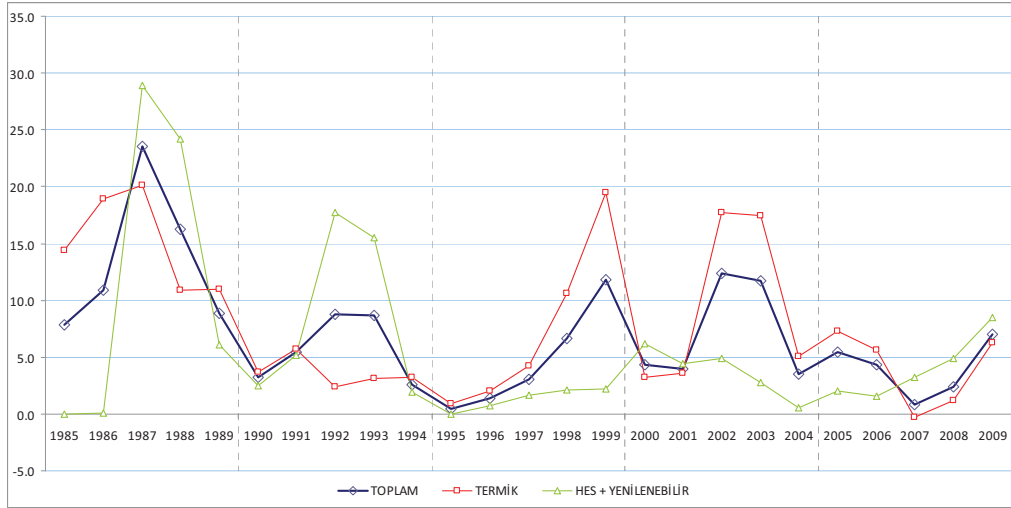
	TAŞ KÖMÜRÜ	İTHAL KÖMÜR	LİNYİT	FUEL OIL	MOTORİN	LPG, NAFTA	DOĞAL GAZ	ATIK	TERMİK TOPLAM	HİDROLİK	JEOTERMAL	RÜZGAR	TOPLAM
1984	219.9	-	2621.6	1100.5	627.3	-	-	-	4569.3	3874.8	17.5	-	8461.6
1985	219.9	-	3181.6	1100.5	627.3	-	100.0	-	5229.3	3874.8	17.5	-	9121.6
1990	331.6	-	5246.4	1202.2	545.6	-	2210.0	-	9535.8	6764.3	17.5	-	16317.6
1995	326.4	-	6456.2	1148.9	204.2	-	2924.5	13.8	11074.0	9862.8	17.5	-	20954.3
2000	335.0	145.0	6919.1	1260.8	229.5	95.3	7044.0	23.8	16052.5	11175.2	17.5	18.9	27245.2
2001	335.0	145.0	6966.4	1608.4	235.5	155.7	7153.5	23.6	16623.1	11672.9	17.5	18.9	28313.5
2002	335.0	145.0	6958.6	2009.0	235.5	155.7	9702.1	27.6	19568.5	12240.9	17.5	18.9	31826.9
2003	335.0	1465.0	6904.0	2331.1	235.5	166.6	11509.6	27.6	22974.4	12578.7	15.0	18.9	35568.1
2004	335.0	1510.0	6904.5	2307.6	214.4	47.2	12798.4	27.6	24144.7	12645.4	15.0	18.9	36805.1
2005	335.0	1651.0	7585.8	2253.3	215.9	36.5	13789.5	35.3	25902.3	12906.1	15.0	20.1	38823.4
2006	335.0	1651.0	8664.5	2163.7	214.4	21.4	14265.8	41.3	27357.1	13062.7	22.9	59.0	40501.7
2007	335.0	1651.0	8671.2	1766.3	206.4	21.4	14577.6	42.7	27271.6	13394.9	22.9	146.3	40835.7

Kaynak: TEİAŞ

Tablo 6.7: Toplam Kurulu Gücün Termik ve Hidrolik Kaynaklara göre Gelişimi

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
TOPLAM	7.8	10.9	23.5	16.2	8.9	3.2	5.5	8.8	8.7	2.6	0.5	1.4	3.0	6.6	11.8	4.3	3.9	12.4	11.8	3.5	5.5	4.3	0.8	2.4	7.1
TERMİK	14.4	18.9	20.2	10.8	11.0	3.7	5.7	2.4	3.1	3.2	0.9	2.0	4.2	10.6	19.5	3.2	3.6	17.7	17.4	5.1	7.3	5.6	-0.3	1.2	6.3
HES + YENİLENEBİLİR	0.0	0.1	28.9	24.2	6.1	2.5	5.2	17.7	15.5	1.9	0.0	0.7	1.7	2.1	2.2	6.1	4.4	4.9	2.7	0.5	2.1	1.6	3.2	4.9	8.5

Kaynak: TEİAŞ



Kaynak: TEİAŞ

Şekil 6.8: Toplam Kurulu Güçte Termik ve HES-Yenilenebilir Kaynaklara göre Gelişimi

İncelenen dönem içinde hızlı bir artış gösteren doğal gaz kaynaklı kurulu kapasite 1984 yılında sistemde bulunmaz iken 2008 yılına kadar hızlı bir gelişme göstererek toplam kurulu gücün %36'sı seviyesine ulaşmıştır.

1984 yılından 2008 yılına kadar olan dönemde elektrik enerjisi üretiminin kaynaklara göre gelişimi aşağıda tabloda gösterilmektedir.

Tablo 6.8: Elektrik Enerjisi Üretiminin Kaynaklara göre Gelişimi

	TAŞ KÖMÜRÜ	İTHAL KÖMÜR	LİNYİT	FUEL OIL	MOTORİN	LPG, NAFTA	DOĞAL GAZ	ATIK	TERMİK TOPLAM	HİDROLİK	JEOTERMAL	RÜZGAR	TOPLAM
1984	705,6	-	9412,7	6710,6	336,2	-	-	-	17165,1	13426,3	22,1	-	30613,5
1985	710,3	-	14317,5	7028,6	53,4	-	58,2	-	22168,0	12044,9	6,0	-	34218,9
1990	620,8	-	19560,5	3920,9	20,8	-	10192,3	-	34315,3	23147,6	80,1	-	57543,0
1995	2232,1	-	25814,8	5498,2	273,8	-	16579,3	222,3	50620,5	35540,9	86,0	-	86247,4
2000	3175,9	643,1	34367,3	7459,1	980,6	871,1	46216,9	220,2	93934,2	30878,5	75,5	33,4	124921,6
2001	2705,7	1340,3	34371,5	8816,6	904,0	645,6	49549,2	229,9	98562,8	24009,9	89,6	62,4	122724,7
2002	2646,1	1447,0	28056,0	9505,0	270,9	967,9	52496,5	173,7	95563,1	33683,8	104,6	48,0	129399,5
2003	2693,6	5969,4	23589,9	8152,7	4,4	1039,1	63536,0	115,9	105101,0	35329,5	88,6	61,4	140580,5
2004	2478,0	9520,1	22449,5	6689,9	7,3	973,1	62241,8	104,0	104463,7	46083,7	93,2	57,7	150698,3
2005	2965,1	10281,1	29946,3	5120,7	2,5	359,3	73444,9	122,4	122242,3	39560,5	94,4	59,0	161956,2
2006	3073,6	11143,0	32432,9	4232,4	57,7	50,3	80691,2	154,0	131835,1	44244,2	94,0	126,5	176299,8
2007	3289,7	11846,7	38294,7	6469,5	13,2	43,9	95024,8	213,7	155196,2	35850,8	156,0	355,1	191558,1
2008	3290,8	12566,8	41858,1	7208,6	266,2	43,6	98685,4	219,8	164139,3	33269,8	162,4	846,5	198418,0
2009	3334,8	12813,2	39537,1	4439,8	345,8	18,0	96094,7	340,1	156923,5	35958,4	435,7	1495,4	194813,0

Kaynak: TEİAŞ

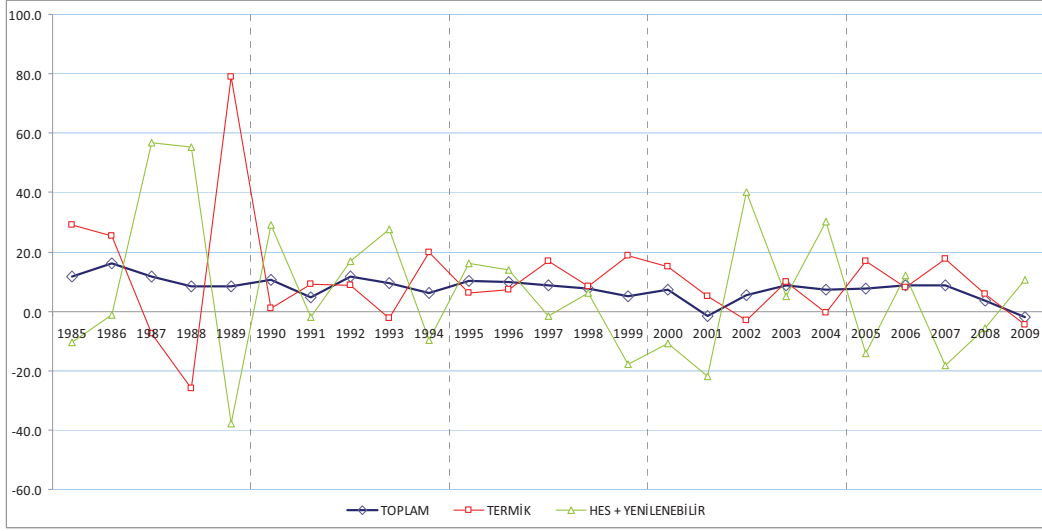
1984 yılından 2008 yılına kadar elektrik üretiminde yıllara göre önemli miktarda artış gözlenirken dönem içinde termik santrallerden elde edilen üretimin daha hızlı büyüdüğü, hidrolik kaynaklardan olan üretimin ise yağış koşullarına bağlı olarak yıllara göre büyük değişkenlik gösterdiği ve toplamda daha yavaş büyüdüğü görülmektedir.

Tablo 6.9: Elektrik Üretiminin Termik ve HES-Yenilenebilir Kaynaklara göre Gelişimi

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
TOPLAM	11.8	16.0	11.7	8.3	8.3	10.6	4.7	11.8	9.6	6.1	10.1	10.0	8.9	7.5	4.9	7.3	-1.8	5.4	8.6	7.2	7.5	8.9	8.7	3.6	-1.8
TERMİK	29.1	25.3	-7.6	-25.9	78.9	0.8	9.2	8.6	-2.3	19.8	6.2	7.3	16.7	8.4	18.9	15.0	4.9	-3.0	10.0	-0.6	17.0	7.8	17.7	5.8	-4.4
HES + YENİLENEBİLİR	-10.4	-1.1	56.7	55.4	-38.0	29.0	-2.0	17.0	27.7	-9.9	16.2	13.8	-1.6	6.1	-17.8	-10.9	-22.0	40.0	4.9	30.3	-14.1	12.0	-18.2	-5.7	10.5

Kaynak: TEİAŞ





Kaynak: TEİAŞ

Şekil 6.9: Elektrik Üretiminde Termik ve HES-Yenilenebilir Kaynakların Payları

Elektrik enerjisinin üretim, iletim, dağıtım faaliyetleri dikey olarak bir bütündür. Bu bütünlük elektrik şebekesi olarak adlandırılır. Türkiye elektrik şebekesi tüm ülkeyi kapsayan tümleşik bir sistemdir. Fiziki yapı olarak bakıldığında bu şebekenin tek elden yönetilmesinin sayısız yararlar sağlayacağı açık olarak görülmektedir. Rekabet ortamının yaratılacağı varsayımı ile faaliyet aşamalarına göre ayrı kuruluşların yaratılması, öngörülen rekabet ortamını şimdiye kadar yaratamadığı gibi üstelik verimsizliği de artırmıştır.

6.4. Elektrik Fiyatları

TETAŞ'ın 1 Ekim 2008'de 14,39 kuruş olan elektrik satış fiyatı 1 Ocak 2009'dan itibaren 12,62 krş olarak uygulanmaya başlanmış, 1 Eylül 2009 tarihine kadar bu satış fiyatı sabit kalmıştır. Ancak, TETAŞ'ın elektrik fiyatlarında yaptığı bu indirim tüketici fiyatlarına yansıtılmamıştır. TETAŞ'ın Eylül 2009'da elektrik fiyatlarına yaptığı %21,08 oranındaki zamla fiyatların 15,28 kuruşa yükseltilmesinin ardından Ekim 2009'da tüketici fiyatlarına %9,8 oranında zam uygulanmaya başlanmıştır. Burada dikkati çeken husus, maliyetlerdeki yükselişler doğrudan tüketici fiyatlarına yansıtılırken, maliyetlerdeki azalışın tüketici fiyatlarına yansıtılmamasıdır.

Oysa, elektrik fiyatlarının ucuzlatılması 4628 sayılı Elektrik Piyasası Yasasında da belirtildiği gibi ana hedef olmalıdır. Elektrik fiyatlarının yüksekliği, Türk sanayinin rekabetçi gücünü azaltmakta ve toplumun yaşam standardını da düşürmektedir.

Sanayide ve meskenlerde kullanılan elektrik fiyatlarının dünya ülkeleri ve Türkiye arasındaki farkını ve Türkiye değerlerinin yüksekliğini gösteren karşılaştırma Tablo 5.10'da verilmektedir.



Tablo 6.10: Elektrik Fiyatları (2009)

SANAYİDE KULLANILAN ELEKTRİK FİYATLARI		MESKENLERDE KULLANILAN ELEKTRİK FİYATLARI	
Ülke Adı	2008 Fiyatı (cent/kWh)	Ülke Adı	2008 Fiyatı (cent/kWh)
Finlandiya	6,7	Finlandiya	11,9
Fransa	9,0	Fransa	12,6
Norveç	3,8	G. Kore	13,1
Meksika	18,7	Meksika	14,3
İsviçre	6,2	Yeni Zelanda	14,9
Polonya	14,3	Norveç	9,8
TÜRKİYE	18,1	İsviçre	10,2
ABD	7,0	TÜRKİYE	21,5
İngiltere	11,9	ABD	11,4
Yeni Zelanda	6,5	OECD Ortalaması	14,0
G. Kore	8,9		

Kaynak: IEA Energy Prices and Taxes 2009 4th Quarter

Ülkemizde elektrik fiyatlarının bu kadar yüksek oluşunun başlıca nedenleri arasında elektrik üretimindeki ithal doğal gazın payının yüksekliği ile elektrik üretimindeki verimsizlik ve tüketimdeki tasarruf önlemlerinin yetersiz oluşudur.

Bu güne kadar yapılan çalışmalarla ortaya konulan sonuçlara göre; %15 elektrik tasarrufu yapılabildiğinde doğal gaz ithal giderlerinde 3,0 milyar USD tutarında bir azalma sağlanabildiği gibi, elektrik tüketimimizin %3'lük kısmına karşı gelen şehir aydınlatmasında da verimli ampuller kullanıldığı takdirde yılda yaklaşık 5 milyar kWh'lik bir tasarruf sağlanabilmektedir.

6.5. Elektrik Sektörünün Gelecekteki durumuna Genel Bir Bakış

Bilindiği gibi elektrik sektörünün en önemli sorunu üretim ile tüketim arasındaki dengeyi zamanında sağlayabilmektir.

Global ekonomik krizden önce TEİAŞ tarafından hazırlanan "Üretim Projeksiyonu 2008" raporuna göre elektrik arzının 2010 yılından sonra talebi karşılayamayacağı sonucuna varılmıştı.

Ekonomik krizin etkisini artırdığı 2009 yılı verileri ile hazırlanan "Üretim Projeksiyonu 2009" raporunda elektrik talebinin düşmesi sonucu 2010 yılında gerçekleşecek üretimin talebi karşılayamama olasılığının daha ileri tarihe kaydığı görülmektedir.

Ülkemizin ekonomik krizin etkisinden 2011 yılında çıkacağı ve 2011 yılında ekonomide krizden önceki 2008 yılı değerlerini ancak yakalayabileceğimiz varsayılmaktadır. Buna göre 2011 yılı elektrik talebini 2008 değeri olan 198.000 Gwh olarak kabul etmek yanlış olmayacaktır. Daha ileri yıllardaki gerçekleşecek büyüme hızının %5,5 ve %4,5 gibi iki ayrı



alternatif halinde oluşacağı yönündeki kabullere göre 2020 yılına kadar elektrik enerjisi talebi aşağıdaki gibi hesap edilebilir.

Bu hesaplamada, bu güne kadar yaşanan deneyimlerin ışığı altında lisans almış üretim projelerinin %10'nun zamanında gerçekleşeceğini kabul etmek gerçekçi bir yaklaşım olacaktır. Buna göre üretim-talep dengesinin Tablo 5.11'de verildiği şekilde gerçekleşmesi beklenmektedir.

Tablo 6.11: Üretim-Talep Dengesi (GWh)

	2011	2015	2020
Üretim	218716	228608	228857
Talep	198000	246320	314370
Açık	-	17712	85513

Kaynak: TEİAŞ

Bu sonuçtan da görüldüğü gibi 2015 yılına kadar üretim tarafında yeni yatırımların gerçekleştirilmesi kaçınılmazdır. Bunun için Kamunun yatırım yapmasına müsaade edilmeli ve bu arz açığını gidermek için kamu elektrik üretim şirketi (EÜAŞ) acilen görevlendirilmelidir. Bu görevlendirmede önceliğin yerli yakıtlı üretim kapasitesi yüksek santral projelerinde olması gerekeceğinden bu vasıflara uygun ve en hazır proje olarak Afşin Elbistan C,D santralleri görülmektedir. C ve D santrallerinin üretime geçmesi ile sistem üretimi önemli ölçüde artacak ve elektrik enerjisi talebinin karşılanmasında bir sorun yaşanmayacaktır.

2015 yılına kadar kazanılacak sürede Afşin Elbistan E ve F santralleri ile diğer linyit ve hidroelektrik santrallerin yapım çalışmaları için yeterli zamana kavuşulmuş olacaktır.

2015'den sonra yeni bir politika gereklidir:

2015 yılından sonraki elektrik enerjisi talebini kesintisiz olarak sürdürebilmek için elektrik enerjisi üretim yatırımları konusundaki şimdiye kadar yapılan uygulamalarda değişiklikler yapılması kaçınılmazdır.

2001 yılından bu yana yaşanan tecrübeler lisans almış olan özel sektörün çoğunluğunun tek başlarına, artan elektrik enerjisi talebini karşılayacak seviyede üretim tesisleri yatırımlarını gerçekleştirebilecek tecrübe ve mali güçte olmadığını göstermiştir.

Sermaye-yoğun bir sektör olan elektrik enerjisi alanında faaliyet gösteren şirketlerden bir kısmının yatırım amacından ziyade ileride başkalarına satarak ticaret yapmak düşüncesi ile lisans almış oldukları bir gerçektir. Ne 4628 sayılı yasanın ilk şeklinde ne de önerilen değişiklik tasarısında lisans ticaretini önleyecek ciddi hükümler bulunmamaktadır. Bu durum elektrik sektörünün geleceği için ciddi bir risk yaratmaktadır.

Bu riski önlemek için EPDK'nın üretim lisansı verirken lisans talebinde bulunan şirketlerin o tesisi yapabilecek teknik ve mali yeterlilikte olup olmadığına, gerçekleştirmek istediği tesisin elektrik üretim programına uygun olup olmadığına bakması kesin gerekliliktir. Ayrıca buna ek olarak lisans ticareti de yasaklanmalıdır. Lisans alıp da bir yıl içinde yapım faaliyetine başlamayan veya başlayamayan şirketlerin lisansları da iptal edilmelidir.



2015'den sonraki dönemde, arz güvenilirliğini sağlayacak önlemlerin alınması ivedilikle sağlanmalıdır. Kamu ve özel sektörün bir arada çalışacağı bu dönemde özel elektrik yatırımcılarının ele almadığı üretim yatırımlarının kamu eliyle yapılması sağlanmalı, bunun için öncelikle kamunun yatırım yapmasını kabul etmeyen görüş terk edilmelidir.

Arz güvenilirliğini sağlamak çoğunlukla kamuya düşeceğinden özel sektör ile beraber çalışacak EÜAŞ, TEİAŞ, TEDAŞ, TETAŞ gibi kamu elektrik kuruluşlarının aynı çatı altında toplanmasında ve özerk bir yapılanma biçimine sahip olmasında yarar vardır.

Global ekonomik kriz sonrası yatırımlar için gerekli finansal kaynaklar ve dış krediler azalacağından elektrik sektörü içinde tasarrufların artırılması önem kazanacaktır. Bu nedenle kamunun yatırım yapabilmesi için elindeki gelir sağlayan üretim tesislerinin özelleştirme ile elinden alınması önlenmelidir.

Bu dönemde yatırımların hızlandırılması için kamu tarafından üretim, iletim ve dağıtım için genel elektrik planı yapılarak ele alınacak üretim tesisleri belirlenmeli, gerektiğinde bu plana uygun yatırım yapacak özel yatırımcılara proje desteği verilmelidir.

Bu plan kamu ve özel sektör için bağlayıcı olmalıdır.

Üretim yatırımlarında yerli yakıt kullanımına öncelik ve zorunluluk getirilmeli ve elektrik üretiminde dış kaynaklı yakıt kullanımına son verilmelidir.

Dış kaynaklı yakıt kullanımını özendiren yerli yakıt kaynaklarımızın yeterli olmadığı söylemi gerçekleri yansıtmamaktadır. Tablo 6.11'de verilen yerli kaynak rezervleri iyi değerlendirildiği takdirde elektrik talebini uzun yıllar karşılayacak durumda olduğu görülmektedir.

Tablo 6.12: Elektrik Üretiminde Kullanılabilecek Yerli Yakıtların Durumu

	Üretilebilecek Enerji			
	Minimum (Orijinal Birim)	Maksimum (Orijinal Birim)	Minimum (Orijinal Birim)	Maksimum (Orijinal Birim)
Linyit	9,2 milyar ton	12,3 milyar ton	120000	180000
Taş Kömürü	1,3 milyar ton	-	6500	-
Hidrolik			140000	170000
Jeotermal	500 MW	2000 MW	4000	16000
Rüzgar	25000 MW	48000 MW	75000	144000
Toplam			345500	516000

6.6. İletim ve Dağıtım faaliyetleri

İletim ve dağıtım sektörünün doğal tekel olması nedeni ile bu alanlardaki faaliyetlere bakış açısının üretimden farklılık göstermesi doğal karşılanmalıdır. Bu nedenle serbest piyasaya anlayışına uygunlukları tartışmalıdır. Bu iki alandaki faaliyetlerde kardan önce kamu hizmeti anlayışı aranmalıdır.



Şu gerçek unutulmamalıdır.”Ekonomi öğretisinde doğal tekel niteliğindeki hizmetler, kamu hizmeti statüsünde sayılmaktadır.”

6.6.1. İletim faaliyeti

İletim faaliyeti ülkemizde kamu elinde olduğundan bu alanda kamu hizmeti anlayışı hakim ise de genelde plan fikri terk edildiğinden iletim hizmetlerinde ihtiyaca zamanında cevap verilememekte bu nedenle kamu hizmeti anlayışından uzaklaşmaktadır. Bu konuda en belirgin örnek olarak rüzgar santralleri konusunda getirilen kısıtlamaları gösterebiliriz:

Yenilenebilir enerji kaynakları arasında yurdumuzun konumu itibarıyla büyük öneme haiz olan rüzgar enerjisi yatırımlarının gelişmesinde iletim sisteminin yetersizliğinin bir engel olarak öne çıktığını görmekteyiz. EİE tarafından yapılan çalışmalar sonucu yurdumuz teorik rüzgar potansiyelinin 48.000 MW olduğu kabul edilmiştir. EPDK tarafından da bu potansiyelin üzerinde yatırımcılara lisans verilmişken TEİAŞ iletim sisteminin yetersizliği nedeniyle rüzgar santral yatırımlarına kısıt getirmektedir. Oysa, TEİAŞ'nin görevi iletim sistemini artan ihtiyaçlara göre geliştirerek tüm üretim tesislerinin sisteme bağlanmasını sağlamak olmalıdır. Rüzgar santrallerinin dışında diğer üretim tesislerinin de sisteme bağlantılarında yaşanan zorlukların aşılmasında değişiklik tasarısında bazı kolaylıklar getirilmekteyse de bu bağlantı yatırımlarının yapılmasını santral yatırımcılarına bırakmaktadır. Bu husus yatırımcının finansal yükünü artıracığı gibi kamu hizmeti anlayışına da ters düşmektedir. Üretim ve iletim planlamasının beraberce yapılması halinde bu durum düzelecektir. Ayrıca, Afşin Elbistan santrallerinin ve kurulması kararlaştırılan nükleer santrallerin tamamlanmasından sonra mevcut 380 kV iletim sistemi bu büyük yükleri taşıyamayacağından 800 kV iletim seviyesindeki iletim hatlarının yapılması gerekecektir. TEİAŞ'nin bu çalışmalara biran önce başlaması gerekmektedir.

Bütün bunlar üretim alanında olduğu gibi iletim alanında da planlamanın şart olduğunun göstermektedir.

6.6.2. Dağıtım faaliyeti

İletim alanında olduğu gibi dağıtım alanının da doğal tekel olması nedeni ile dağıtım faaliyetlerinde kar etme anlayışından önce kamu hizmeti anlayışı ön planda gelmelidir. Oysa serbestleştirmeyle özelleştirmeyi eş anlamda kabul eden bir düşüncenin tabii sonucu olarak özelleştirilmelerine olanak sağlamak üzere dağıtım hizmetleri de piyasa faaliyetlerine açılmıştır. Bunun sonucu olarak dağıtım şebekeleri hızla özelleştirilmektedir

Haziran 2010 tarihi itibarı ile 21 bölgeye ayrılan dağıtım bölgelerinin özelleştirilmesi büyük ölçüde tamamlanmış olup kalan az bir bölümünün de yıl sonuna kadar tamamlanacağı kararlaştırılmıştır.

Doğrudan tüketicilerle karşı karşıya olan ve tüketiciye hizmet anlayışı ile yaklaşmak zorunda bulunan dağıtım kuruluşları özelleştirme sonucu yerlerini her şeyden önce kar etmeyi ön planda tutan ve hizmet anlayışını ikinci plana iten özel şirketlere bırakmışlardır.

Enerji Yönetimi özel dağıtım şirketlerinin kar marjlarını artırmak için çeşitli kararlar almakta bir yandan dağıtım şirketlerinin dağıtım dışında başka hizmetler yapmasını yasaklar gözükmekte diğer yandan üretim tesisi kurmak ve üretim şirketleri ile ortaklık yapmalarına olanak tanımaktadır. Böylece dağıtım şirketleri kendi başlarına veya kurdukları ortaklıklarla dağıtım hizmetinin yanı sıra üretim, toptan ve perakende satış hizmetlerini de yürüterek sektörde



düşey entegre yapıda hizmet veren bir yapıya büründürülmekte, sektörde özel sektör tekelleşmesine gidilmektedir.

Kamu kuruluşlarına elektrik yatırımları yapma olanağı sağlandığında arz güvenilirliğinin sağlanabilmesi için kamuya görev verildiğinde bu görevi en iyi şekilde ve en az masrafla yapabilmeleri için çeşitli kamu elektrik kuruluşlarının da tek bir çatı altında toplanmasında yarar vardır.

Bu durumda:

1. Üretim, iletim, dağıtım faaliyetleri tek elden koordine edilebilecektir.
2. Elektrik planlaması yaparken üretim, iletim, dağıtım yatırımları arasında koordinasyon sağlanacaktır. Elektrik planlaması üretim, iletim, dağıtım bölümlerini de kapsayacaktır.
3. Üretim, iletim, dağıtım bölümlerinde yapılan mükerrer harcamalar ortadan kalkacak, sağlanacak tasarruf yatırımlarda (özellikle iletim sisteminin geliştirilmesinde) kullanılacaktır.

Sonuç olarak, elektrik enerjisinin üretim, iletim, dağıtım faaliyetleri dikey olarak bir bütündür. Bu bütünlük elektrik şebekesi olarak adlandırılır. Türkiye elektrik şebekesi tüm ülkeyi kapsayan tümleşik bir sistemdir. Fiziki olarak bakıldığında bu şebekenin tek elden yönetilmesinin sayısız yararlar sağlayacağı açık olarak görülmektedir. Rekabet ortamının yaratılacağı varsayımı ile faaliyet aşamalarına göre ayrı kuruluşların yaratılması ön görülen rekabet ortamını şimdiye kadar yaratamadığı gibi üstelik verimsizliği de artırmıştır.

6.7. Elektrik Sektöründe Uygulanan Politikalar

Elektrik sektörü politikalarının ekonomi politikalarından etkilendiği ve ona göre biçimlendirildiği gerçektir. Bu gerçeğe göre, ülkemizde uygulanan elektrik enerjisi politikalarının günümüze kadar aşağıdaki değişikliklere uğradığı görülmektedir. Cumhuriyet öncesi dönemde yeterli sermaye birikimi ve yetişmiş eleman olmadığından elektrikleştirme faaliyetleri yabancı şirketlere imtiyaz verilerek gerçekleştirilmiştir.

Cumhuriyetin ilanından sonra da imtiyazlı şirketler faaliyetlerine bir süre devam etmişlerse de ekonomide benimsenen devletçi politikalar sonucu bu imtiyazlar 1939 yılında devletleştirilmiş ve bu hizmet Belediyelere devredilmiştir. İstanbul, Ankara, İzmir gibi büyük şehirlerde elektriğin yanında toplu taşıma ve havagazı işletmeleri birleştirilmiştir.

Elektrik hizmetlerinin daha iyi yürütülmesini temin için;

- a) Belediyelere finansman ve teknik hizmet verilmesiyle sorumlu olmak üzere İLLER BANKASI kurulmuştur.
- b) İmtiyazların geri alınmasından önce 1934 yılında EİE, MTA, ETİBANK kurulmuş, EİE hidrolik etütler, MTA maden etütleri(kömür) konularında, ETİBANK ise bu etütlere dayalı olarak elektrik santralleri ve maden tesisleri kurmak üzere görevlendirilmişlerdir.
- c) 1954 yılında DSİ kurulmuş, hidrolik alanında etüt ve hidroelektrik santrallerin kurulması ile görevlendirilmiştir.



1950 yılında iktidara gelen Demokrat Parti ile ekonomide benimsenen liberal politikaların yansıması olarak Çukurova bölgesinde imtiyazlı elektrik şirketi (ÇEAŞ) daha sonra Antalya bölgesinde imtiyazlı elektrik şirketi (KEPEZ) kurulmuştur.

İkinci Dünya Savaşı ertesinde ekonomide devlet desteği ve kontrolü benimsenmiş, buna paralel olarak Fransa'da EDF, İtalya'da (ENEL) ve Yunanistan ile Avusturya'da kamu elektrik şirketleri kurulmuştur. Ülkemizde de 1970 yılında bu akımın sonucu olarak bir kamu elektrik kuruluşu olan (TEK) kurulmuştur.

Ekonomide kamu olanaklarının azalması nedeniyle elektrik enerjisi yatırımlarında kamu yükünü azaltmak için 1984 yılında elektrik sektöründe TEK'in yanında yerli ve yabancı şirketlerin de görev alması kabul edilmiştir.

1980' li yıllarda, liberal ekonomide yeni bir akım ortaya çıkmıştır. Bu akımın öncüsü olan neo-liberal ekonomistler, global sermayenin gelişmesinin önündeki engellerin tümüyle ortadan kaldırılmasını, uluslar arası sermayenin ulusal piyasalara hiçbir koşul tanımadan girmesini savunuyordu. Bu akımın sonucu olarak ulus devletler güçlerini yitirmişler ve çok uluslu sermayenin egemenliği altına girmişlerdir. Bu neo-liberal politika sonucunda hızlanan özelleştirmeler ülkelerin başta elektrik olmak üzere sanayi alt yapıları çok uluslu sermayenin eline geçmiştir.

Bu akımdan etkilenen ülkemiz de 2001 yılında 4628 sayılı yasa ile elektrik sektöründe serbest piyasa modelini kabul etmiştir. Bu yasa ile elektrik sektörünün olmazlarından planlama ilkesi terk edilmiş, kamu sektörünün yatırım yapması engellenmiş, yatırımların gerçekleşmesinde kamu yararı yerini sermayenin daha fazla kar etmesi ilkesine bırakmış, başta dağıtım hizmetleri olmak üzere üretim tesisleri de özelleştirilmeye başlanmıştır. Bu politikanın uygulandığı süreçte elektrik yatırımları yavaşlamıştır.

2007 yılında başlayan ve etkisini 2008 sonları ve 2009 yılında gösteren global ekonomik kriz ile uygulanan bu ekonomik modelin yanlışlığı anlaşılmış ve başta ABD ve AB olmak üzere bir çok ülke bu krize piyasaların kuralsız ve kontrolsüz yönetiminin neden olduğu kanısına varmışlar ve piyasaların işlemede devlet kontrolünün gerekliliğini kabul etmişlerdir. Kriz sonucu daralan kredi olanakları karşısında Dünya Bankası ve IMF, yatırımların finansmanında ülkelerin iç tasarruflarını harekete geçirmelerini önermektedirler.

Bu önerilerin sonucunda küresel ekonomi politikalarında radikal değişiklikler beklenmektedir. Ekonomi alanındaki bu değişikliğe paralel olarak piyasa ekonomisine dayalı elektrik sektörü politikalarında da köklü değişikliklere gidilmesi kaçınılmaz olmuştur.

6.8. Yeni Bir Elektrik Enerjisi Politikası Nasıl Olmalıdır

2001 yılından bu yana uygulamaya devam ettiğimiz serbest piyasa modelini ne yazık ki doğru olarak algıladığımız söylenemez.

AB ülkelerinde uygulandığı şekliyle serbest piyasa modelinde özel sektörle birlikte kamu sektörü de yer almaktadır. Serbest piyasa modelinde üzerinde durulması gereken esas konu, özel sektör-kamu sektörü tercihi olmayıp verimlilik olmaktadır. Ayrıca serbestleşmenin sadece özelleştirme bazına indirgenmediği de AB ülkelerinin uygulamalarında görülmemektedir. Gene bu uygulamalarda elektrik sektöründe planlama bizde olduğu gibi kökten ret edilmemektedir.



6.9. 2010 Yılında sektörde yaşanan önemli olaylar

6.9.1. Elektrik Enerjisi Sektörü Reformu ve Özelleştirme Strateji Belgesi

4628 sayılı yasanın 2001'de yürürlüğe girmesiyle ülkemiz elektrik enerjisi sektöründe rekabete dayalı ve işleyen bir piyasanın oluşturulması yolunda adımlar atılmaktadır. Bu kapsamda 2004 yılında yayımlanan Elektrik Enerjisi Reformu ve Özelleştirme Strateji Belgesinin geçiş dönemi süresinde duyulan ihtiyaçlar ve ayrıca aradan geçen süre içinde gerçekleştirilen çalışmalar ve yasal düzenlemeler dikkate alınarak yeniden düzenlenmesine gerek duyulmuştur.

Yeni belge 5 bölümden ibaret olup;

1. Toptan satış piyasası
2. Özelleştirme
3. Arz Güvenliği
4. Komşu ülkelerle enterkoneksiyonlar, Avrupa enterkonnekte şebekesine (UCTE) bağlantı ve ithalat/ihracat
5. Verimlilik ve tasarruf

konularında yapılacak düzenlemelerle ilgili hususları içermektedir.

- Toptan satış piyasası bölümünde mevcut yapının iyileştirilmesi, gün öncesi piyasası, kapasite mekanizması, yarışma yoluyla kapasite temini, geçiş dönemi sözleşmeleri, piyasa işleticisi, tarifeler ve fiyatlandırma, faaliyetlerin ayrıştırılması
 - Özelleştirme bölümünde Dağıtım özelleştirmesi, Üretim özelleştirmesi
 - Arz güvenliği bölümünde Arz güvenliğinin izlenmesi ve değerlendirilmesi, geçiş dönemi önlemleri, inşa halindeki kamu yatırımlarının hızlandırılması, özel sektör tarafından çalıştırılmayan santrallerin kiralanması, yan hizmetler, yeni üretim tesislerinin sisteme bağlantısı, rüzgar santrallerinin lisanslanması ve sisteme bağlanması, ÖTV muafiyeti, kaynakların kullanım hedefleri, iletim sisteminin geliştirilmesi, iç şebekenin geliştirilmesi
 - Komşu ülkelerle enterkoneksiyonlar, Avrupa iletim şebekesine (UCTE) bağlantı ve elektrik ithalat ve ihracat potansiyelini artırmak üzere komşu ülkelerle yapılacak uluslararası iletim bağlantıları
 - Verimlilik ve tasarruf bölümünde 5627 sayılı Enerji Verimliliği kanunu çerçevesinde çıkarılacak yönetmelik çalışmaları, konutlarda ve sanayideki elektrik kullanımında yapılması düşünülen tasarruf sağlayıcı uygulamalar, üretim, iletim, dağıtım şebekelerinde verimliliğin artırılması ile talep tarafı yönetimi, kojenerasyon uygulamalarının yaygınlaştırılması
- ile ilgili çalışmalar anlatılmaktadır.

6.9.2 4628 Sayılı Elektrik Piyasası Kanununda Değişiklik Yapılmasına Dair Kanun Tasarısı

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı mevcut Elektrik Piyasası Yasasında değişiklik öngören bir tasarı hazırlamıştır. Bu tasarı incelendiğinde mevcut yasanın 9 yıllık uygulama sürecinde ortaya çıkan aksaklıkları giderici temel önlemler yerine detay konumdaki hususları kapsadığı görülmektedir. 9 yılda ancak 3500 MW gücünde üretim tesisi yapılabilmişken artan elektrik



talebini zamanında karşılayacak üretim yatırımlarının önünü açacak yeni hükümler konulması bir yana arz güvenilirliğini sağlayacak mevcut yasadaki yetersiz hükümler bile tasarıda yer almamaktadır. 2010 yılı içerisinde mevcut üretim tesislerinin özelleştirileceği nedeni ile olsa gerek kamunun üretim yapımından hiç bahsedilmemektedir. Buna mukabil dağıtım ve üretim şirketlerinin daha fazla nasıl kazanç sağlamalarını içeren elektrik borsası ile ilgili hükümler ve yeni yapılanmalar getirilmektedir.

Oysa ekonomik kriz atlatıldığında tekrar yaşanacak talep artışı karşısında alınması gerekli acil önlemlerin bu tasarıda yer alması beklenirdi. Bu önlemler alınmadığı için ekonomik kriz sonrası yaşanması olası bir elektrik krizi sanayimizin gelişmesini ve dolayısıyla ihracatımızı da etkileyecek ve ekonomide yeni bir kriz ile karşılaşmamız kaçınılmaz olacaktır.

Yalnızca özelleştirmeye dayanan Elektrik Enerjisi Politikasının bizi yeterli, ucuz maliyetli, güvenilir ve sürekli elektrik enerjisi sağlaması düşünülmemelidir.

6.8.3. Nükleer Santral Kurma Çalışmaları

Akkuyu Nükleer Santrali

Nükleer santral kurma çalışmalarına yönelik olarak öncelikle yasal alt yapının hazırlanması için " Nükleer Güç Santrallerinin Kurulması ve İşletilmesi ile Enerji Satışına İlişkin " 5710 sayılı Kanun çıkarılmış ve 21 Nisan 2007 tarihli Resmi Gazetede yayınlanarak yürürlüğe girmiştir.

Bu kanunda enerji plan ve politikalarına uygun biçimde elektrik enerjisi üretimi gerçekleştirecek nükleer güç santrallerinin kurulması, işletilmesi ve enerji satışına ilişkin usul ve esaslar belirlenmiştir. 19 Mart 2008 de yürürlüğe giren yönetmelikle 5710 sayılı yasaya göre kurulacak nükleer güç santralleri için yarışmaya katılacaklarda aranan şartlar, şirket seçimi, yer tahsisi, lisans bedeli, alt yapıya yönelik teşvikler, seçim süreci, yakıt temini, üretim kapasitesi, satın alınacak elektrik enerjisi miktarı, süresi, elektrik enerjisi birim fiyatının oluşturma ve yapılacak yarışma ile sözleşmeye ilişkin usul ve esaslar belirlenmiştir. Türkiye Atom Enerjisi Kurumu da nükleer santralleri kuracak ve işletecek olan firmaların sağlaması gereken teknik ölçütleri belirlemiştir.

Kanun ve yönetmelik uyarınca, Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş. (TETAŞ) Mersin Akkuyu'da kurulması kararlaştırılan nükleer santralin inşaatı ve işletimi için açılan yarışma sürecini 24 Mart 2008 tarihi itibarı ile başlatmış, 24 Eylül 2008 tarihini son teklif verme tarihi olarak ilan etmiştir.

TETAŞ en geç 2020 yılına kadar işletmeye alınacak 3000-5000 MW kapasitedeki santrallerde üretilecek elektriği 2030 yılına kadar satın almayı taahhüt etmiştir.

Yerli ve yabancı 13 yatırımcı yarışma şartnamesi almasına rağmen, 24 Eylül 2008 tarihinde açılan 6 firmaya ait zarflardan sadece JSC Atomstroyexport (Rusya)- JSC İnter Rao Ues (Rusya)- Ciner Holding'e bağlı Park Teknik Elektrik Madencilik Turizm Tic. San. A.Ş. (Türkiye) İş Ortaklığının verdiği, diğer firmaların yarışmaya katılmadıkları anlaşılmıştır. TAEK ölçütleri yönünden de uygun bulunan tek teklifin fiyat içeren zarfı 19 Ocak 2009 tarihinde açılmıştır. Rusya'nın teklif ettiği fiyat 21 krş/kwh dir.

Değerlendirme çalışmaları sürerken Danıştay'ın yönetmeliğin bazı maddeleri hakkında vermiş olduğu yürütmeyi durdurma kararı için Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı temyize



gitmeyerek değerlendirme dosyasını TETAŞ'a iade etmiş ve yarışma ilgili şartname gereğince iptal edilmiştir.

Bu iptal kararından sonra Akkuyu Nükleer santralının kurulmasıyla ilgili alt yapı çalışmaları için Rusya ile hükümetimiz arasında bir dizi anlaşmalar imzalanmaktadır.

Sinop Nükleer Santrali

10 Mart 2010 tarihinde Elektrik Üretim A.Ş. ile Güney Kore Elektrik Şirketleri aralarında Sinop'da kurulması düşünülen Nükleer santral konusunda bir işbirliği anlaşması imzalamıştır.

Bunu takiben bu projeye destek veren hükümetler arası anlaşma imzalanması için çalışmaların sürdürüldüğü açıklanmıştır.

KAYNAKLAR:

1. IEA Energy Prices and Taxes 2009 4th Quarter
2. TEİAŞ Genel Müdürlüğü



7. ENERJİ VE ÇEVRE

Günümüzde, “sürdürülebilir” Kavramı daha da önem kazanmaya başlamıştır. “Sürdürülebilir kalkınma” ile kaynaklar tüketilmeden, çevreye zarar vermeden, toplumların, ülkelerin kalkınma ve sanayileşme süreçlerinin devamının sağlanması ve gelecek nesillere yaşanabilir bir dünyanın miras olarak bırakılması hedeflenmektedir. Bilindiği üzere, enerji, ekonomi ve çevre sürdürülebilir kalkınmanın üç ana unsurunu oluşturmaktadır. Gerçek anlamda sürdürülebilir bir kalkınma sağlanması da, birbiri ile sıkı bir etkileşim halinde olan bu üç unsurun dengede olmasına bağlıdır.

Enerji kalkınmada önemli bir faktör olmasına karşılık, çevresel riskleri ve sorunları da birlikte getirmekte enerjiye ilişkin faaliyetlerde enerji ve çevre arasındaki etkileşim göz önünde tutulması gereken önemli bir husus olarak karşımıza çıkmaktadır. Genellikle, kalkınmakta olan ülkelerde enerji arzına öncelik verilmektedir. Ancak, son yıllarda gerek çevre bilincinin artması, gerekse çevre konusunda uluslararası anlaşmaların ve çevre mevzuatının oluşması, enerji alanında çevre faktörünün de göz önünde tutulmasına ve enerji projelerinde gerekli çevresel önlemlerin alınmasına neden olmuştur. Özellikle, ülkemizin Avrupa Birliği'ne üyelik yolunda olması nedeniyle çevre konularına daha fazla önem verilmeye başlanmıştır.

Ancak, enerji alanında çevresel faktörlerin entegre edilmesinde, sürdürülebilir kalkınmanın üç ana unsurunun dengede olmasının gerekliliği göz önünde tutularak, ülkemizin kalkınması, ekonomik koşulları ve öz kaynakları da dikkate alınmalıdır. Bu çerçevede, kömür, hidrolik, vb. yerli enerji kaynaklarımızın kullanımı önem arz etmektedir. Yerli linyitlerin yarattığı çevresel sorunlar düşünülerek bu kaynağın kullanımından vaz geçilmesi mümkün değildir. Ancak, bunun yanı sıra linyitleri değerlendirmek adına çevrenin kirlenmesine göz yumulması da mümkün değildir. Yerli linyitlerin değerlendirilmesinde verimliliği yüksek, çevre uyumlu ve yeni teknolojilerin, çevrenin korunmasına yönelik teknolojilerin uygulanması ve çevre mevzuatına uygun gerekli önlemlerin alınması ile sürdürülebilir kalkınmanın ana unsurlarının dengesi sağlanabilir. Aksi takdirde, doğalgaz, petrol, ithal kömür vb. kaynakların kullanımının artışı ile enerjide dışa bağımlılık gittikçe daha fazla artmaktadır. Diğer taraftan, yenilenebilir enerji kaynaklarının enerji arzındaki payının artırılması da önemlidir. Ancak, hızla artan enerji talebinin karşılanmasında yenilenebilir enerji kaynaklarının yeterli olamayacağı ve her enerji kaynağının az veya çok çevreyi olumsuz yönde etkilediği de unutulmamalıdır.

Diğer taraftan, günümüzdeki enerji piyasasındaki gelişmeler ve rekabet de enerji-çevre etkileşiminde ilave unsurlar olarak ortaya çıkmıştır. Bu çerçevede, sürdürülebilir kalkınmada dengenin sağlanması politikaları, ekonomiyi, çevreyi, serbest piyasa koşullarını, rekabeti içeren sistematik bir analiz ve yönetim gerektirmektedir.

7.1. Elektrik Üretimi ve Çevre Mevzuatı

7.1.1. Türkiye Çevre Mevzuatı

Türkiye'de yürürlükte olan Çevre Mevzuatının başta termik santraller olmak üzere, enerji konusundaki birçok faaliyeti ilgilendirmektedir. Enerjiye yönelik faaliyetler Termik Santraller için önemli olan Kanun ve Yönetmelikler Tablo 7.1'de verilmektedir.



Tablo 7.1: Çevre ile İlgili Önemli Kanun ve Yönetmelikler

KANUN /YÖNETMELİK	YAYIN TARİHİ	RESMİ GAZETE
Çevre Kanunu	11.08.1983	2872
Çevre Kanununda Değişiklik Yapılmasına Dair Kanun	13.05.2006	5491
Sanayi Kaynaklı Hava Kirliliğinin Kontrolü Yönetmeliği	03.07.2009	27277
Çevresel Etki Değerlendirmesi (ÇED) Yönetmeliği	17.07.2008	26939
Su Kirliliğinin Kontrolü Yönetmeliği	13.02.2008	25687
Katı Atıkların Kontrolü Yönetmeliği	05.04.2005	20814
Tehlikeli Atıkların Kontrolü Yönetmeliği	14.03.2005	25755
Çevre Kanununca Alınması Gereken İzin ve Lisanslar Hakkında Yönetmelik	29.04.2009	27214
Büyük Yakma Tesisleri Yönetmeliği	08.06.2010	27605

Kaynak: Çevre ve Orman Bakanlığı

Termik Santrallar açısından en önemli yönetmelik “Sanayi Kaynaklı Hava Kirliliğinin Kontrolü Yönetmeliği”dir. Yönetmeliğe göre Termik Santrallar Kirletici Vasfı Yüksek Tesisler olarak nitelendirilmekte olup, emisyon izni almak durumunda olan tesislerdir (Yönetmelik Ek-8 İzne tabii tesisler, Liste A). Yönetmelik emisyon izni başvurusu için esasları ve yapılması gerekli işlemleri belirlemiştir. Başta SO₂, NO_x, toz, CO olmak üzere, baca gazı emisyonları limit değerleri farklı yakıtlar ve farklı ısıl kapasiteler için Yönetmeliğin Ek-5’inde (Kirletici Vasfı Yüksek Tesisler için Özel Emisyon Sınırları) verilmektedir. Hava kalitesi (immisyon) değerleri için de limit değerler belirlenmiş olup, Yönetmelikte yer almaktadır.

“**Sanayi Kaynaklı Hava Kirliliğinin Kontrolü Yönetmeliği**”nde, eski mevcut termik santrallar açısından önemli olan ve bir **Geçici 3. Madde** yer almaktadır. Söz konusu geçici 3. Maddede çevresel açıdan iyi durumda olmayan ve emisyon izni olmayan eski santrallara çevresel yatırımların yapılabilmesi için **31.12.2011** tarihine kadar bir geçiş süreci tanımakta ve bu süre içinde de adı geçen Yönetmelikte verilen emisyon limit değerlerine uyum zorunluluğundan muaf tutmaktadır. Bu tarihten sonra, emisyon limit değerlerine uyma konusunda muafiyet kalkacak, cezalar ve kapatma kararları söz konusu olacaktır. Diğer taraftan, termik santralları yakından ilgilendiren ve Avrupa Birliği (AB) LCP (Large Combustion Plants) Direktifi olarak anılan Direktif uyumlaştırılarak hazırlanan Büyük Yakma Tesisleri (BYT) Yönetmeliği 8 Haziran 2010 tarihinde yayınlanmıştır. Ancak, BYT Yönetmeliği AB LCP Direktifi ile uyumlaştırma çerçevesinde hazırlanmasına karşılık, önemli farklılıklar göstermektedir. Söz konusu BYT Yönetmeliği ile AB LCP Yönetmeliği arasındaki önemli farklılıkları ve BYT Yönetmeliğinde yer alan bazı önemli hususlar Bölüm 7.1.2’de verilmektedir.

7.1.2. AB LCP Direktifi ve Büyük Yakma Tesisleri (BYT) Yönetmeliği

Avrupa Birliği Büyük Yakma Tesisleri (Large Combustion Plants-LCP) Direktif kömür, doğalgaz, sıvı yakıt ve biyokütle kullanan termik santralları yakından ilgilendiren önemli bir direktiftir. Söz konusu direktif 50 MW ve üstü ısıl değere ($\geq 50 \text{ MW}_t$) sahip tesisler baca gazında hava kirletici emisyonlara (SO₂, NO_x ve toz) limit değerler getirmektedir. Bu limit değerler, özellikle yeni kurulacak olan santrallar için, Türkiye’de halen yürürlükte olan “Sanayi Kaynaklı Hava Kirliliğinin Kontrolü Yönetmeliği”nde verilen limit değerlere göre oldukça sıktır.



Sadece enerji üretim amacıyla tasarlanmış yakma tesislerine uygulanacak olan bu direktif ısı gücü 50 MW ve üstü büyük yakma tesislerini kapsamaktadır. direktifte, tesislerin ısı güçlerine (MW_t), lisans tarihlerine, kalan işletme sürelerine, kullanılan yakıt tiplerine (katı, sıvı, gaz) ve yakıt karakteristiklerine göre farklı emisyon limit değerleri verilmekte olup, ayrıca, değişik kriterler dikkate alınarak, özellikle eski mevcut tesisler için, limit değerlerden bazı sapsmalar kabul edilmekte ve esneklikler tanınmaktadır.

Diğer taraftan, Direktifte ağırlıklı olarak katı, sıvı ve gaz yakıtlar için emisyon limit değerleri verilmekle birlikte çok yakıtlı sistemler için limit değerlerin nasıl belirleneceği ve nasıl hesaplanacağı konusuna da açıklık getirilmektedir. Ayrıca, emisyon ölçümleri ile ilgili yöntemler kriterler de bu Direktifte yer almaktadır.

AB mevzuat uyum çalışmaları çerçevesinde, söz konusu AB LCP Direktifi uyumlaştırılarak, Büyük Yakma Tesisleri (BYT) Yönetmeliği hazırlanmış ve 8 Haziran 2010 tarihinde yürürlüğe girmiştir. Yönetmelikte, sıvı yakıtlarla ilgili emisyon limit değerleri hariç olmak üzere, eski tesisler için limit değerler, Yönetmeliğin yayım tarihinden itibaren dokuz yıl sonra (Haziran 2019) uygulanacağı ve bu tarihe kadar "Sanayi Kaynaklı Hava Kirliliğinin Kontrolü Yönetmeliği"nde verilen limit değerlerin geçerli olacağı belirtilmektedir. Yeni kurulacak tesisler için ise emisyon limit değerleri uygulanmaya başlayacaktır.

Söz konusu yeni Yönetmelik, AB LCP Direktifi uyumlaştırılarak yayınlanmış olmasına karşılık, önemli farklılıklar içermektedir.

- BYT Yönetmeliğinde, AB LCP Direktifinde yer alan parametrelerin (SO_2 , NO_x ve toz) dışında bazı ilave sınır değerler (CO , ısılilik v.b.) de yer almaktadır.
- AB LCP direktifinde eski gaz türbinleri için herhangi bir emisyon limit değeri belirtmemekte ve kapsam dışında bırakmaktadır. Buna karşılık, BYT Yönetmeliğinde eski gaz türbinleri için de emisyon limit değerleri verilmektedir. Bu husus ülkemizdeki eski mevcut doğalgaz kombine çevrim santrallerini yakından ilgilendiren bir husustur. Bilindiği üzere doğalgaz kullanımında azot oksitler (NO_x) önemlidir. Doğal gaz kullanan yeni nesil gaz türbinleri NO_x emisyonlarını azaltıcı sistemler ile teçhiz edilmektedir. Ancak, eski gaz türbinlerinde bu NO_x azaltıcı herhangi bir ekipman mevcut olmayıp, söz konusu yeni BYT Yönetmeliğinde verilen NO_x limit değerini aşabilmektedir. Bu tür eski gaz türbinlerine retrofit olarak emisyon azaltıcı bir sistem ilave edilmesi ise, teknolojik ve mali açılarından bakıldığında büyük zorluklar görülmektedir. AB LCP Direktifinde eski gaz türbinlerinin emisyonlara uyum açısından muaf tutulmasına karşılık, BYT Yönetmeliğinde NO_x için limit değer verilmesinde teknolojik uygulanabilirlik göz ardı edilmiş olup, eski birkaç doğal gaz kombine çevrim santralını zora sokacaktır.
- BYT Yönetmeliğinde, kendi içinde bazı çelişkileri de içermektedir. AB LCP Direktifinde yer alan ve kalan ömrü 20 000 saatten az olan eski tesislerin emisyon limitlerine uyumdan muaf tutulmasına yönelik madde, BYT Yönetmeliğinde de yer almaktadır. Geçici 3. Maddede 31.07.2011 tarihinden 31.12.2019 tarihine kadar tesisin 20.000 saatten fazla çalıştırılmayacağını bildirilmesi durumunda emisyon sınır değerlerinden muaf tutulduğu belirtilmektedir. Ancak, Yürürlük Maddesinde (Madde



26), Geçici 3 üncü maddenin yönetmeliğin yayım tarihinden dokuz yıl sonra yürürlüğe gireceği belirtilmektedir. Böylece, eski tesisler için olan bu istisna maddesi, uygulanma tarihi açısından, yürürlük maddesi ile geçersiz hale gelmektedir. Mevcut ömrünü tamamlamış veya tamamlamaya yakın tesislerimizde ekonomik/fizibil olmayan yüksek maliyetli çevresel yatırımların yapılmasından muaf tutulması açısından önemli olan bu maddedeki çelişkinin hemen giderilmesinde yarar bulunmaktadır.

7.1.3. Avrupa Birliği (AB) mevzuatı ve ilgili çalışmalar

Avrupa Birliği (AB) üyelik süreci çerçevesinde, çevre mevzuatının uyumlaştırılması ve uygulanması en zorlu çalışmalardan biridir. AB çevre mevzuatı oldukça kapsamlı bir mevzuat olup, Türk çevre mevzuatına göreceli olarak çok daha sıkı standartlar ve kriterler içermektedir. Söz konusu bu standart ve kriterlere uyulması için ise yüksek maliyetli yatırımlar gerektirmektedir. Bu konuya ilişkin olarak, ağır yatırım gerektiren direktiflere uyum için yapılacak çevresel yatırımların finansman ihtiyacının ve finansman araçlarının belirlenmesi amacıyla, Çevre ve Orman Bakanlığı koordinasyonunda ve ilgili kuruluşların katkılarıyla bir proje yürütülmüştür. 2006 yılında nihai hale gelen bu AB projesinde, termik santraller için çok önemli olan AB LCP (Large Combustion Plants) Direktifi de yer almıştır. Bu çalışmada, termik santraller başta olmak üzere, kamu ve özel sektöre ait ısı gücü 50 MW ve üzerinde olan bütün endüstriyel tesisler için LCP Direktifine uyum için gerekli yatırımların maliyeti yaklaşık 1,53 – 1,88 milyar EURO olarak belirlenmiştir. Bu miktar içinde, termik santrallerin ihtiyacı 1,0 Milyar EURO'nun üzerindedir.

AB adaylık süreci içinde önemli olan fasıllardan biri Çevre Faslıdır (27 No'lu Fasıl). Çevre Faslı tarama toplantıları 2006 yılında tamamlanmış olup, üye ülkelerin görüşü alınmış ve 03.10.2007 tarihinde nihai şeklini almıştır.

Mevzuat tarama toplantılarının tamamlanmasından sonra müzakerelerin açılması süreci başlamıştır. Çevre Faslına ilişkin müzakereler için iki adet açılış kriterinin yerine getirilmesi talep edilmiştir.

- Müktesebatın uyumlaştırılmasına, uygulanmasına ve uygulamanın etkili hale getirilmesine ilişkin aşamaların ve zaman çizelgelerinin yer aldığı, kapsamlı bir Stratejinin hazırlanması.
- AT-Türkiye Ortaklık Konseyi'nin kararlarına uygun olarak, ilgili AB Çevre Mevzuatının uygulanmasına ilişkin yükümlülüklerin (Gümrük Birliği) yerine getirilmesi.

Çevre Faslı müzakerelerinin açılmasına yönelik süreç içinde önemli aşamalar sırasıyla aşağıda verilmektedir.

- Strateji Belgesi ve Uygulama Notları hazırlanmış ve 30.09.2009 tarihinde, Dışişleri Bakanlığı tarafından Avrupa Komisyonuna gönderilmiştir.
- Avrupa Komisyonunca hazırlanan "Açılış Kriterleri Değerlendirme Raporu" 09.10.2009 tarihinde Avrupa Komisyonuna sunulmuştur.



- “Açılış Kriterleri Değerlendirme Raporu”nun onaylanmasından sonra 12.11.2009 tarihinde Türkiye’den talep edilen “Çevre Faslı Müzakere Pozisyon Belgesi” 13.11.2009 tarihinde AB İsveç Dönem Başkanlığına sunulmuştur.
- 21.12.2009 tarihinde ise Çevre Faslı müzakerelerinin açılması resmen ilan edilmiştir.
- Avrupa Birliği tarafından “Ortak Müzakere Pozisyon Belgesi” hazırlanmıştır.

Avrupa Birliği’nce hazırlanan “Ortak Müzakere Pozisyon Belgesi”nde Çevre Faslı’nın kapatılabilmesi için 6 adet “Kapanış Kriteri” belirlenmiştir. Türkiye tarafından yerine getirilmesi gereken bu kriterler Tablo 7.2’de yer almaktadır.

Tablo 7.2: Çevre Faslı Kapanış Kriterleri

KRİTERLER
AB’nin çerçeve ve yatay müktesebatının kabul edilmesi
AB su kalitesi çevre müktesebatının kabul edilmesi
Endüstriyel kirlilik ve risk yönetimi çevre müktesebatının kabul edilmesi
Doğa Korumayı ve atık yönetimini de içerecek şekilde müktesebata uyumun sürdürülmesi ve AB’ye katılım için yükümlülükler açısından tamamen hazır olduğunun gösterilmesi
İdari kapasitenin ve koordinasyonun geliştirilmesine devam edilmesi
Ek Protokol yükümlülüklerinin yerine getirilmesi

Kaynak: Çevre ve Orman Bakanlığı

Yukarıda verilen “Ek Protokol yükümlülüklerinin yerine getirilmesi” hakkındaki 6. Kriter tüm fasıllarda yer alan siyasi bir kriter olup, bu kriterde Kuzey Kıbrıs konusunda yapılan Ek Protokol kastedilmektedir.

21 Aralık 2009 tarihinde açılan Çevre Faslı Müzakereleri’nin, Çevre ve Orman Bakanlığı’nın öngörülerine göre, 2019 yılında tamamlanması beklenmektedir.

Müzakerelerin başlaması ile yapılan çalışmalar da hız kazanmıştır. Çevre mevzuatının uyumlaştırılması çalışmaları devam etmektedir. Bu çerçevede, yukarıda da belirtildiği gibi, AB LCP Direktifi uyumlaştırılarak termik santralleri çok yakından ilgilendiren Büyük Yakma Tesisleri (BYT) Yönetmeliği yürürlüğe girmiştir. (Bkz. Böl.7.1.2.)

7.2. Termik Santraller

7.2.1. Termik Santrallerin Çevre Mevzuatı Karşısındaki Durumu

Baca gazı emisyonları için limit değerler getiren ilk Yönetmeliğin (Hava Kalitesinin Korunması Yönetmeliği) yayınlandığı 1986 yılı sonrasında planlanan/kurulan termik santraller emisyon azaltıcı önlemler dahil olmak üzere planlanmıştır. 1993 yılında çevresel etki değerlendirmesi (ÇED) Yönetmeliğinin yayınlanması ile termik santraller için tasarım aşamasında çevrenin korunmasına yönelik her türlü önlem alınmakta ve proje ÇED Yönetmeliği çerçevesinde onaylanması ile gerçekleştirilebilmektedir. Bu nedenle, son yıllarda kurulan tüm termik santraller çevresel etkileri en aza indirilmiş ve çevre mevzuatına uygun kurulmuş



santrallerdir. Ancak, çevre mevzuatının oluşmasından önce kurulmuş olan ve özellikle yerli linyit kullanan termik santrallerin önemli çevre sorunları bulunmaktadır. Bu tür santraller halen EÜAŞ bünyesindeki.

Yerli linyitler düşük kalorifik değere sahip, kül ve kükürt içerikleri yüksek düşük kaliteli kömürler olup, linyite dayalı santrallerde kükürtdioksit (SO₂) emisyonlarının yüksek olması en önemli sorunlardan biri olarak karşımıza çıkmaktadır. SO₂ emisyonlarının limit değerlerin altına düşürülmesi için, çevre mevzuatında da öngörüldüğü gibi, baca gazı desülfürizasyon (BGD) tesislerinin kurulması gerekmektedir.

İlgili Yönetmeliğin 1986 yılında yayınlanmasından sonra planlanan kömürlü santraller BGD tesisi ile birlikte tasarlanmıştır. Diğer bazı santrallara ise BGD tesisi sonradan retrofit olarak kurulmuşlardır. Tablo 7.3'de EÜAŞ bünyesindeki linyite dayalı santrallerin BGD tesisi açısından durumları verilmektedir.

Tablo 7.3: EÜAŞ Bünyesindeki Linyitli Santraller

BGD Tesisi Olan Santraller			BGD Tesisi Olmayan Santraller	
Santral Adı	Kurulu Güç MW	Açıklama	Santral Adı	Kurulu Güç MW
Çayırhan 1,2 ^x	2x150	Retrofit olarak kuruldu	Soma	2x22+6x165
Orhaneli	1x210	Retrofit olarak kuruldu	Seyitömer	4x150
Yatağan	3x210	Retrofit olarak kuruldu	Tunçbilek	65+2x150
Kemerköy	3x210	Retrofit olarak kuruldu	Afşin Elbistan A	4x350
Yeniköy	2x210	Retrofit olarak kuruldu	Kangal 1-2	2x150
Çayırhan 3,4 ^x	2x160	Santralla birlikte kuruldu	18 Mart Çan T.S (2x160 MW) Akışkan Yatakta Yakma Teknolojisine sahip olup, SO ₂ yanma sırasında azaltılır	
Kangal 3	1x157	Santralla birlikte kuruldu		
Afşin Elbistan B	4x360	Santralla birlikte kuruldu		

^xİşletme hakkı devri nedeniyle Park Termik tarafından işletilmektedir.

Kaynak: DEK-TMK Temiz Kömür Teknolojileri Çalışma Grubu Raporu

Tablo 7.3'den de anlaşıldığı üzere, bazı eski santrallara BGD tesisi hala kurulamamıştır. Bu santrallerin eski olması, ömürlerinin az kalması, uzun ömürlü ve yüksek maliyetli BGD tesisi kurmanın ekonomik olmayacağı ve özelleştirme kapsamında olması gibi nedenlerle Devlet Planlama Teşkilatı (DPT) tarafından BGD için yeterli ödenek ayrılmamıştır. Diğer taraftan, günümüzde yürürlükte olan "Sanayi Kaynaklı Hava Kirliliğinin Kontrolü Yönetmeliği"ne yer alan **3. Geçici Maddede**, emisyon limitlerine uyamayan santrallara gerekli yatırımları yapmak üzere **31.12.2011** tarihine kadar bir geçiş süreci tanınmış olup, bu süre içinde emisyon limitlerine uyma zorunluluğundan muaf tutulmuşlardır. Bölüm 7.1'de de belirtildiği gibi eski termik santraller için bu önemli bir maddedir. Ancak, bu süre içinde bu yatırımların yapılamayacağı açıkça görülmektedir. Yüksek maliyetli ve yapımı uzun süre alan çevre yatırımlarının gerçekleştirilememesi nedeniyle, **31.12.2011** tarihinden sonra, eski mevcut termik santraller, **kamunun elinde olsun veya özel sektöre devredilmiş olsun**, hukuki sorunlar, cezalar ve kapatma kararları ile karşı karşıya kalacaktır.

Linyite dayalı termik Santrallerde, başta emisyonlar olmak üzere, çevresel yatırımların yapılmasını gerektirmesi nedeniyle, özel sektör termik üretim açısından genellikle doğal gaz veya ithal kömüre yönelmektedir. Ancak, linyit ülkemizin öz kaynağı olup, yakıt maliyeti diğer



yakıtlara göre önemli ölçüde düşüktür. Özellikle, doğal gaz çevre açısından çevre uyumlu sayılmakla birlikte, elektrik üretim maliyeti çok yüksektir. İthal kömür açısından bakıldığında ise, yakıtın kömür olması nedeniyle, emisyonların azaltılması için çevresel yatırımlar gene de gerekecektir.

Ülkemiz linyitlerinin sadece kamu sektörü tarafından değil, özel sektör tarafından da değerlendirilmesi önem arz etmektedir. Aksi takdirde, enerjide dışa bağımlılık daha da artacaktır. Bu açıdan, yerli linyitlere uygun gelişmiş temiz kömür teknolojilerinin uygulanabilirliğinin araştırılmasında yarar bulunmaktadır.

7.2.2. Çevre Kontrol Teknolojileri ve Gelişmiş Kömür Teknolojileri

Çevre kontrol teknolojileri genellikle Termik Santrallarda kükürt dioksit (SO₂), azot oksitler (NO_x) gibi emisyonların azaltılması için geliştirilen ve uygulanan teknolojilerdir.

Ülkemizdeki linyite dayalı termik santraller için SO₂ azaltıcı sistemler (BGD tesisleri) en önemli çevresel yatırımlardır. Genellikle, SO₂ emisyonlarının oldukça yüksek değerlerde olması nedeniyle uygulanacak BGD tesisinin artıma veriminin yüksek olması gerekir. Bu nedenle, genellikle en az %95 verime sahip olan ıslak kireçtaşı (CaCO₃) yöntemi uygulanmaktadır. Bu yöntem ticarileşmiş, kendini ispatlamış ve yaygın olarak uygulanmakta olan bir teknolojidir.

Linyite dayalı mevcut konvansiyonel santrallerimizde genellikle, yanma sıcaklığının düşük olması nedeniyle, NO_x oluşumu düşük olmakta ve herhangi bir NO_x azaltıcı sistem gerektirmemektedir. Ancak, yeni yatırımlarda yanma sıcaklığının yüksek olduğu bazı temiz kömür teknolojilerinin uygulanmasında NO_x azaltıcı sistem gerekebilecektir.

Elektrik üretiminde "Temiz Kömür Teknolojileri" kömürün yanma verimini ve santral verimini artırmak ve çevre teknolojilerini de kapsayarak olumsuz çevresel etkileri en aza ve kabul edilebilir seviyelere indirmek amacıyla geliştirilmiş/tasarlanmış teknolojiler olarak tanımlanabilir. Temiz kömür teknolojileri, konvansiyonel teknolojilere göre, üstün nitelikli teknolojiler olup, sürekli gelişim göstermektedir.

Bazı önemli temiz kömür teknolojileri aşağıda verilmektedir.

- Süperkritik (Kritik üstü)
- Akışkan Yatakta Yakma Teknolojisi:
 - Atmosferik dolaşimli
 - Atmosferik kabarcıklı
 - Basınçlı dolaşimli
 - Basınçlı kabarcıklı
- Kömür Gazlaştırma (Integrated Gasification Combined Cycle-IGCC)
- Kömür Sıvılaştırma
- Karbon Tutma ve Depolama (CCS)

Yukarıda belirtilen teknolojilerden atmosferik dolaşimli akışkan yatak teknolojisi, süperkritik santral teknolojisi yaygınlaşmış, kendini ispat etmiş ve maliyeti düşmüş teknolojilerdir. Diğerleri ise, dünyada bazı uygulamalar olmakla birlikte hala yüksek maliyete sahiptir. Karbon tutma ve depolama ise henüz geliştirilme ve deneme aşamasındadır.



Ülkemizin en önemli yerli enerji kaynağı olan linyitin temiz bir şekilde değerlendirilmesi açısından temiz kömür teknolojileri büyük önem arz etmektedir. Bu nedenle, yerli linyitlerimiz temiz kömür teknolojilerine uygunluk açısından incelenmeli ve bu konuda projeler geliştirilmelidir. Akışkan yataкта yakma teknolojisi (Atmosferik, dolaşımli) 18 Mart Çan Termik Santrali ile birlikte Türkiye’de uygulanmaya başlamış olup, söz konusu teknoloji özel sektör tarafından da uygulanmakta ve bu tip santraller artmaya başlamıştır. Bu teknolojiye, kazana kireçtaşı verilerek SO₂, emisyonları yanma sırasında azaltılabilmekte olup, yanma sıcaklığının düşük olması nedeniyle de NO_x emisyonları düşük olmaktadır. Bu nedenle hem santral verimliliği yüksek hem de çevre dostu bir teknolojidir.

Süperkritik teknolojiye, santral verimliliği %45'lere kadar çıkabilmektedir. Ancak, bu verimlilikte kömür kalitesi (kül ve nem oranı, ısı değeri) de önemli bir rol oynamaktadır. Adı geçen bu teknolojiye, buhar basıncı ve buhar sıcaklığı konvansiyonel termik santrale göre yüksektir. Süperkritik santral verimliliğinin yüksek olması nedeniyle, üretilen enerji başına daha az kirlilik oluşmasına karşılık, SO₂ ve NO_x artırmak için ilave önlemler alınmalıdır.

Kömür gazlaştırma teknolojileri ise, adından da anlaşılacağı üzere, kömürü gazlaştırılarak sentez gazı (CO+H₂) oluşturulması esasına dayanmaktadır. Daha sonra bu gazdan elektrik üretimi gerçekleştirilir. Sentez gazı, yanma öncesinde içinde bulunan kirleticilerden (SO₂, NO_x, toz) gaz temizleme yöntemleri ile arıtılmaktadır. Bu nedenle, çevresel önlemlerin yanma öncesinde alındığı bir teknoloji olarak değerlendirilmektedir.

7.3. İklim Değişikliği

7.3.1. İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi ve Kyoto Protokolü

Bilindiği üzere, İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi Birleşmiş Milletler tarafından hazırlanmış olup, 1992 yılında Rio’da düzenlenen “Çevre ve Kalkınma Konferansı”nda imzaya açılmıştır. Sözleşmede, ülkelerin tarihsel sorumluluklarını, gelişmişlik düzeylerini dikkate alarak oluşturulmuş olup, “ortak, fakat farklı sorumluluklar ilkesi” benimsenmiştir. Bu çerçevede, yükümlülükler 3 grup sınıflama ile Sözleşmenin eklerinde yer almıştır. Ek-I ülkeleri gelişmiş ülkeleri kapsamakta olup, emisyon azaltma yükümlülükleri vardır. Ek-II ülkelerinin ise bu yükümlülükler ilaveten gelişmekte olan ülkelere finansal ve teknolojik yardım yapma yükümlülüğü de bulunmaktadır. Ekler dışı ülkeler ise emisyon azaltımında çaba sarf edeceklerdir.

Kyoto Protokolü ise, Sözleşmeyi temel alan ve tamamlayan nitelikte hazırlanmış olup, 1997 yılında imzaya açılmıştır. Sözleşmenin aksine hukuki bağlayıcılığı olan hükümler içermektedir. 2008-2012 yılları arasındaki ilk uygulama dönemi için gelişmiş ülkelere 1990 yılına göre en az %5 emisyon azaltımı yükümlülüğü getirmektedir. Ayrıca, bazı esneklik mekanizmaları da getirmiştir. Bu mekanizmalar aşağıda verilmektedir.

- Emisyon ticareti – Emission Trading (ET)
- Ortak Yürütme - Joint Implementation (JI)
- Temiz Kalkınma Mekanizması – Clean Development Mechanism (CDM)



7.3.2. Sözleşme ve Kyoto Protokolü Karşısında Türkiye'nin Pozisyonu

Türkiye geliştirmekte olan bir ülke olmakla birlikte, Sözleşmede hem EK-I hem de EK-II listelerinde yer almış ve bu durumun gelişmişlik düzeyi ile bağdaşmadığı dikkate alınarak, uzun bir süre Sözleşmeye imza atmamıştır. Uzun bir süre eklerden çıkmak için çaba sarf etmiş ancak, bu talep kabul görmemiştir. Daha sonra, Türkiye Ek-II listesinden çıkarılması ve "ülkenin özel koşulları" dikkate alınarak Ek-I listesinde kalması konusunda bir öneride bulunmuştur. Bu önerinin 2001 yılında Marakeş'te 7. Taraflar Konferansında (COP-7) kabul edilmesi üzerine TBMM'de Sözleşmeye taraf olma tartışılmış ve onaylanmıştır. 24 Mayıs 2004 tarihinde Sözleşmeye resmen taraf olunmuştur.

Türkiye bu çalışmaları ve çabaları Sözleşme üzerinde yoğunlaşmış olup, Kyoto Protokolüne taraf olmamıştır. Ancak, daha sonra Protokole de sıcak bakmış ve 26 Ağustos 2009 tarihinde Kyoto Protokolü'ne taraf olmuştur. Kyoto Protokolü imzaya açıldığında Türkiye Sözleşmeye taraf olmadığı için Protokolde ülkelerin sayısal hedeflerinin bulunduğu listede yer almamakta ve dolayısıyla 2008-2012 arasında bu tür bir yükümlülüğü bulunmamaktadır.

7.3.3. Kyoto Protokolü Sürecinde 2012 Sonrası

Kyoto Protokolü'nün 2008 - 2012 yıllarını kapsayan birinci dönemi başlamadan 2012 sonrası dönem için çalışmalara, adımlar atılmaya başlanmıştır. 2006 yılında Nairobi'de gerçekleştirilen Taraflar Konferansında Protokol'ün 2012 sonrasında nasıl ilerleyeceğine dair tartışmalar resmen başlamıştır.

Daha sonra, 2012 sonrasında şekillenmesine, belirlenmesine yönelik beklentiler ile, gözler 12-14 Aralık 2007 tarihlerinde Endonezya - Bali'de düzenlenen Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği 13. Taraflar Konferansına (COP-13) ve Kyoto Protokolü 3. Taraflar Buluşmasına (COP/MOP3) çevrilmiştir. Ancak, Bali'de beklenildiği kadar önemli ve somut kararlar alınamamıştır. Yoğun tartışmalar yapılmış, zaman zaman görüşmeler kilitlenme durumuna gelmiş olup, Konferans bir günlük gecikme ile 15 Aralık 2007 tarihinde tamamlanabilmiştir. Müzakerelerin ana temasını 2012 sonrası önlemleri oluşturmuştur.

Bali'de yapılan COP-13'de ortaya çıkan en önemli belge "Bali Eylem Planı"dır (Bali Action Plan). Bu eylem planında 2012 sonrası için bazı kararlar çerçevesinde;

- Sözleşmenin "ortak, fakat farklılaştırılmış sorumluluklar" ilkesi, her ülkenin kendi sosyal ve ekonomik koşulları vb. faktörlerin dikkate alınması;
- İklim değişikliği sorununun iyileştirilmesi için ulusal/uluslararası eylemlerin geliştirilmesi;
- İklim değişikliğine uyum için eylemlerin geliştirilmesi;
- Sorunun iyileştirilmesi ve uyum için teknolojilerin geliştirilmesi ve transferi
- Sorunun iyileştirilmesini, uyumu ve teknoloji işbirliğinin desteklenmesi için finansal kaynaklar ve yatırımların geliştirilmesi;

dikkate alınacaktır.

Bali'de yapılan COP-13 sonrasında, bir sene sonra Poznan'da yapılan COP-14 ise oldukça sönük geçmiştir. 2009 yılı sonuna kadar 2012 sonrasında şekillenmesi hedeflenmiş ve Kopenhag'da yapılacak olan COP-15 beklentisi içine girilmiştir. Ancak, COP-15 hayal kırıklığı



yaratmış ve konferanstan beklenen sonuçlar çıkmamıştır. Kopenhag süreci Bölüm 7.3.4'de daha ayrıntılı olarak verilmektedir.

7.3.4. Kopenhag Mutabakatı (Kopenhagen Accord)

İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi 15. Taraflar Konferansı (COP-15) 7-18 Aralık 2009 tarihleri arasında Kopenhag'da gerçekleştirilmiştir. İki hafta boyunca süren yoğun toplantılar ve müzakereler sonucunda, 2012 sonrasının şekillenmesine, sayısal hedeflerin belirlenmesine ve ilgili bir anlaşma metninin ortaya çıkmasına yönelik beklentiler sonuçsuz kalmıştır. Görüşmeler daha çok siyasi zeminde yürümüş olup, sonunda 19 Aralık'a kalan Genel Kurul Oturumunda Kopenhag Mutabakatı (Kopenhagen Accord) altında siyasi bir niyet niteliğindeki hukuki bağlayıcılığı olmayan bir belge ortaya çıkmıştır. Söz konusu belge Danimarka Başbakanının davet ettiği 25 ülke temsilci tarafından hazırlanmıştır. Oldukça sınırlı bir katılımıla şekillenen bu belgenin hazırlanmasında "BASIC Grubu" olarak bilinen Brezilya, ABD, Güney Afrika, Hindistan, Çin'den oluşan grup etkili olmuştur. Ancak, bu belgeye birçok ülke tarafından itiraz gelmiştir ve Kopenhag Mutabakatı COP-15 tarafından sadece not edilmiş olup, hukuki açıdan herhangi bir bağlayıcılığı bulunmamaktadır.

Kopenhag Mutabakatını hazırlayan ülkelerin listesi Mutabakatın giriş kısmında yer almaktadır. Mutabakata destek veren ülkelerin 31.01.2010 tarihine kadar listede yer almak üzere başvurmaları ve destek verme niyetlerini belirtmeleri öngörülmekle birlikte, daha sonra, belirlenen bu tarihten sonra da taleplerin de kabul edileceği ve hedef, bilgi ve niyetlerini belirten ülkelere açık kalacağı açıklanmıştır.

Genel çerçevede siyasi bir uzlaşma belgesi niteliğinde olan Kopenhag Mutabakatı Bali Eylem Planı kapsamında devam etmekte olan çalışmalarda ele alınan konularla ilgili hükümleri içermektedir. Ayrıca, Mutabakatta, 2010-2012 dönemini kapsayan kısa dönemde gelişmiş ülkelere gelişmekte olan ülkelere yapılacak finansal desteğin sağlanmasındaki işlevsel unsurlar bulunmaktadır.

Kopenhag mutabakatında, küresel sıcaklık artışının 2 °C altında tutulabilmesine yönelik olarak, eşitlik ilkesine uygun ve sürdürülebilir kalkınma çerçevesinde uzun dönem işbirliğinin güçlendirilmesini, düşük karbonlu kalkınma stratejisinin sürdürülebilir kalkınma için önemini içeren bir vizyon belirlenmiştir. Uyum konusunda, eylemlerin güçlendirilmesinin ve uluslararası işbirliğinin önemi dikkate alınmakta, başta en az gelişmiş ülkeler olmak üzere, iklim değişikliğinden etkilenebilirliğin azaltılması için eylem programının tesis edilmesinin gerekli olduğu ve uyum eylemlerinin uygulanması için finansal kaynak, teknik ve kapasite geliştirme desteğinin sağlanması gerektiği vurgulanmaktadır.

Kopenhag Mutabakatında ayrıca, EK-I ve EK-I Dışı ülkeler için bazı hususlar yer almaktadır.

- Gelişmiş ülkeler (İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi EK-I ülkeleri) 2020 yılı sayısal azaltma hedeflerini belirlemeyi ve uygulamayı üstlenecekler ve bu hedeflerini Mutabakat Ek-1'inde belirtildiği şekilde Sekreteryaya bildirecekler.
- Gelişmekte olan ülkeler (İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi EK-I dışı ülkeler) Mutabakat Ek-2'sinde verilen şekilde emisyon azaltım eylemlerini planlayacaklar ve Sekreteryaya bildirecekler.



EK-I dışı ülkeler hazırlayacakları ulusal uygun azaltım eylem planlarını (**NAMA**-Nationally Appropriate Mitigation Actions) Sekreteryaya ileteceklerdir.

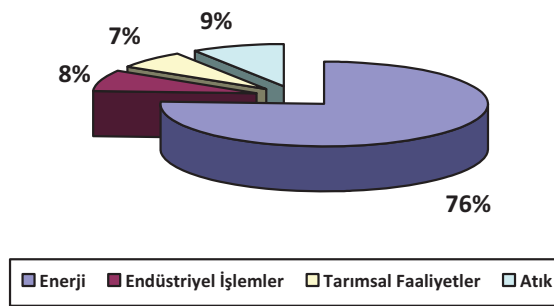
EK-I dışı ülkelerin uluslararası destekle (Finans, teknoloji, kapasite geliştirme) yürütülecek olan NAMA'lar uluslararası kayıt sistemine dahil olacak ve bu kayıt sistemi çerçevesinde ölçme, raporlama, doğrulamaya (Measuring, reporting verifying) tabi olacaktır.

Türkiye tarafından, Kopenhag Mutabakatı bir uzlaşma göstergesi olarak nitelendirilmekte ve bir yol haritası olarak değerlendirilmektedir. Türkiye'nin 16. Taraflar Konferansına kadar uyum, kapasite geliştirme, teknoloji transferi ile ilgili fonlarda yararlanabilmesi için müzakere gücünü artırması ve kendini iyi ifade edebilmesi gerekli olup, bu süre çok iyi değerlendirilmelidir.

Yukarıda konu edilen ve gelişmekte olan ülkelere hazırlanması gerektiği halde Türkiye NAMA hazırlayarak Birleşmiş Milletler Sekreteryası'na sunacaktır. Ancak, Türkiye'nin Ek-1 ülkesi olarak gelişmiş ülkeler arasında nitelendirilmesi ve esas beklentinin sayısal indirim hedefi olması nedeniyle, hazırlanacak olan NAMA'nın Sekreteryaya tarafından onaylanmasının düşük bir olasılık olduğu dikkate alınmalıdır.

7.3.5. İklim Değişikliği ve Enerji

Sera gazları (CO₂, N₂O, CH₄, SF₆, florlu gazlar v.b.). birçok sektörden kaynaklanmakla birlikte, enerji-ilişkin faaliyetlerin sorumluluk payı çok daha fazladır. Özellikle, CO₂ emisyonlarının çok büyük bir kısmı fosil yakıtların kullanılmasından kaynaklanmaktadır. Dolayısıyla, enerji, sera gazı oluşturan diğer sektörlere göre, sera gazları açısından çok önemli bir sorumluluk payına sahiptir. Şekil 7.1'de verilen grafikten de görüldüğü gibi enerji faaliyetlerinden oluşan sera gazlarının toplam sera gazları içindeki payının 2008 yılında %76 olduğu görülmektedir. 2008 yılı itibarıyla, CO₂ gazının toplam sera gazları içindeki payı %81, enerji kaynaklı sera gazları içindeki payı ise %91'dir (Türkiye İstatistik Kurumu-TÜİK).



Kaynak: Sera Gazı Emisyon Envanteri, TÜİK

Şekil 7.1: 2008 yılı Toplam Sera Gazlarının Sektörlere Göre Dağılımı



Türkiye’de sera gazlarının 1990 yılından başlayarak 2008 yılına kadar gösterdiği artış Tablo 7.4’de verilmektedir. Buna göre 1990-2008 yılına kadar sera gazı emisyonları iki kat civarında artmıştır.

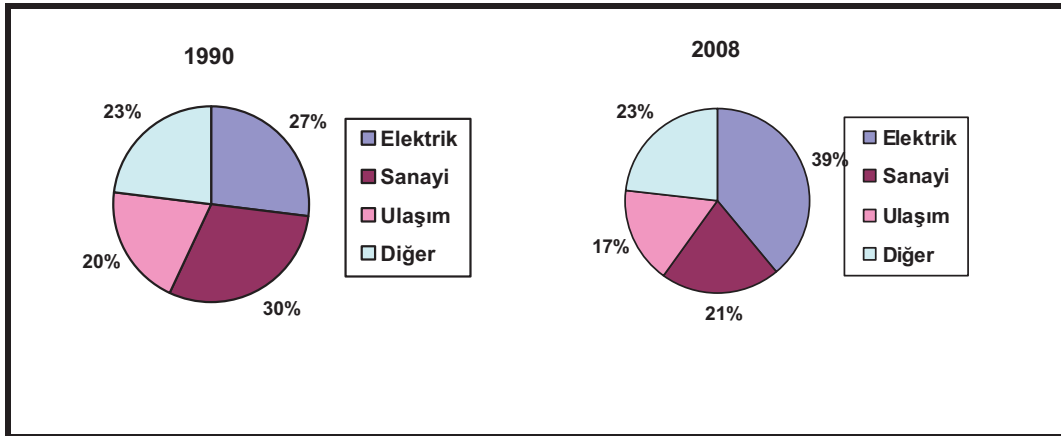
Tablo 7.4: Türkiye’nin Toplam Sera Gazı Emisyonlarının Yıllar İtibariyle Gelişimi

	CO ₂ (Milyon Ton)	Diğer Sera Gazları ^(X) (CO ₂ eşdeğeri Milyon Ton)	Toplam Sera Gazları (CO ₂ eşdeğeri Milyon Ton)
1990	141,36	45,67	187,03
1995	173,90	63,61	237,51
2000	225,43	71,58	297,01
2005	259,61	70,26	329,87
2008	297,12	69,38	366,50

^(X) (CH₄, N₂O, Florlu Gazlar)

Kaynak: Sera Gazı Emisyon Envanteri, TÜİK

Enerjiden kaynaklı sera gazlarının sektörel dağılımı ise, 1990 yılı ve 2008 yılı için, Şekil 7.2.’de verilmektedir. Söz konusu grafikten de görüldüğü gibi, 1990 yılında sanayi sektöründe kullanılan enerjiden kaynaklanan sera gazları %27 ile en yüksek paya sahip iken, yıllar içinde elektrik sektörünün payı artış göstermiş ve 2008 yılında %39’a ulaşarak, elektrik sektörü sera gazlarından en fazla sorumlu olan bir sektör haline gelmiştir.



Kaynak: Turkey Greenhouse Gas Inventory, 1990 to 2008-Annual Report for submission under the Framework Convention on Climate Change, Turkish Statistical Institute, Ankara – Turkey

Şekil 7.2: Enerjiden Kaynaklanan Sera Gazlarının Sektörel Dağılımı (1990 ve 2008)

Elektrik sektörünün enerji – ilişkin sektörler arasında önemli bir yer tutması ve sorumluluk payının artmasına neden olan faktörlerden biri elektrik üretimindeki hızlı artıştır. Bu artış genellikle kalkınma hızının da üzerindedir. Diğer taraftan, Sanayide enerji verimliliğindeki artış ve otomotiv sektöründeki gelişmelerden dolayı ulaşımdan kaynaklanan enerji-ilişkin sera gazlarının azalması diğer faktörleri oluşturmaktadır. Elektrik üretiminden kaynaklanan sera gazlarının yıllar itibariyle gelişimi Tablo 7.5’de verilmektedir.

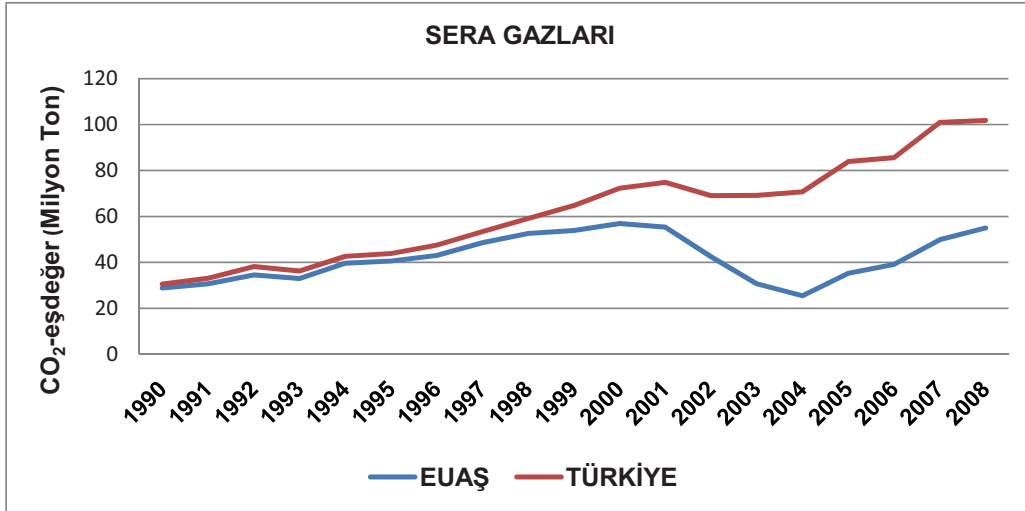
Tablo 7.5: Elektrik Üretiminde Yıllara Göre Sera Gazları (Milyon Ton CO₂-eşdeğer)

	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
CO ₂	30,33	43,75	72,09	74,52	68,81	68,97	70,50	83,68	85,31	100,66	101,47
CH ₄	0,01	0,01	0,02	0,03	0,03	0,03	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03
N ₂ O	0,10	0,14	0,22	0,22	0,19	0,19	0,19	0,23	0,24	0,28	0,29
Topl.	30,44	43,90	72,33	74,77	69,03	69,19	70,71	83,94	85,58	100,97	101,79

Kaynak: ETKB- EÜAŞ verileri

Tablo 7.5'de de görüldüğü gibi, 1990 yılından 2008 yılına kadar elektrik enerjisi kaynaklı sera gazları yaklaşık üç kat artmıştır.

Şekil 7.3'de yer alan grafikte, EÜAŞ tarafından üretilen elektrik enerjisinden kaynaklanan sera gazı emisyonları ve Türkiye'nin tüm elektrik sektöründen kaynaklanan sera gazı miktarı görülmektedir. 1990'lı yılların sonuna kadar elektrik üretiminin hemen hepsi EÜAŞ tarafından üretilmekteyken, daha sonra elektrik üretimine özel sektörün de dahil olması söz konusu olmuştur. 2000'li yıllar ile birlikte, EÜAŞ tarafından elektrik üretim tesisleri için önemli bir yatırım yapılmamasına karşılık, özel sektörde hızlı bir yatırım süreci görülmektedir.



Kaynak: ETKB-EÜAŞ verileri

Şekil 7.3: 1990 ve 2008 Yılları Arasında Elektrik sektöründe Sera Gazlarının Gelişimi

Söz konusu yatırımların, kurulu güç olarak önemli bir kısmı da doğalgaz veya ithal kömüre dayalı olmuştur. Halen EPDK tarafından da, özellikle ithal kömür olmak üzere, lisans verilmesine devam edilmektedir. Bu süreç, grafikte yer alan sera gazlarının gelişiminden de açıkça görülmekte olup, son yıllardaki elektrik enerjisi kaynaklı emisyonlardaki hızlı artış, elektrik üretimindeki artışın yanı sıra, özel sektörün ağırlıklı olarak doğal gaz ve ithal kömüre dayanmasından da kaynaklanmaktadır. Diğer taraftan, EÜAŞ kaynaklı sera gazlarındaki artış ve azalışlar ise, genellikle, yağış durumuna göre hidrolik kaynakların kullanımına bağlıdır.



7.3.6. Türkiye ve Dünya Verileri Karşılaştırması

Türkiye'nin enerji kaynaklı CO₂ ile ilgili bazı değerler dünya verileri ile karşılaştırıldığında Türkiye'nin CO₂ emisyonları açısından sorumluluk payının fazla olmadığı, hatta oldukça düşük olduğu görülmektedir. Tablo 'da Uluslararası Enerji Ajansı'nın 2008 yılı verilerini içeren 2010 yılı Raporu verileri yer almaktadır. Bu verilere göre, Türkiye'nin enerji kaynaklı CO₂ emisyonları 264 Milyon Ton ile dünya CO₂ emisyonlarının %0,8'ini, OECD CO₂ emisyonlarının ise %2,1'ini teşkil etmektedir. Kişi başına düşen CO₂ emisyonlarının karşılaştırmasında da benzer bir durum söz konusu olup, Türkiye değerleri Dünya ve OECD değerleri altındadır. Ancak, Toplam Birincil Enerji Arzı dikkate alınarak, üretilen birim enerji başına düşen enerji kaynaklı CO₂ miktarı dünya ve OECD değerlerinin üstündedir. Bu göstergeden de enerji arzında fosil kaynakların ağırlıklı olduğu sonucu çıkarılabilmektedir. Söz konusu değerler Tablo 7.6'da verilmektedir.

Tablo 7.6:2008 Yılı enerji kaynaklı CO₂ İlişkin Değerler, Dünya ve Türkiye

	CO ₂ (Milyon Ton)	CO ₂ /Nüfus (Ton/Kişi)	CO ₂ /Toplam Birincil Enerji arzı (Ton/TEP)
Dünya	29 381	4,22	2,40
OECD	12 630	11,02	2,33
Orta Doğu	1 492	6,62	2,51
Önceki Rusya	2 426	8,08	2,34
OECD-dışı Avrupa	269	4,87	2,52
Çin	6 550	3,89	3,07
Asya	3 023	1,25	2,14
Latin Amerika	1 068	2,09	1,86
Afrika	890	0,93	1,36
Türkiye	264	3,04	2,68

Kaynak: IEA Key World Energy Statistics, 2010

Türkiye'nin gelişmekte olan bir ülke olması nedeniyle, enerji ihtiyacı hızla artmaktadır. Ancak, diğer taraftan, enerji verimli olarak kullanılmamaktadır. Bu nedenle, Türkiye'nin CO₂ emisyonlarının azaltılmasında, en ekonomik ve önemli olan çözüm talep taraflı enerji verimliliğinin artırılması olacaktır.

KAYNAKLAR:

1. www.unfccc.int
2. Sera Gazı Emisyon Envanteri, 2010, TÜİK
3. Turkey Greenhouse Gas Inventory, 1990 to 2008-Annual Report for submission under the Framework Convention on Climate Change, Turkish Statistical Institute, 2010
4. IEA, Key World Energy Statistics 2010
4. DEK-TMK Temiz Kömür Teknolojileri Çalışma Grubu Raporu, 2009
5. Çevre ve Orman Bakanlığı
6. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı



8. ENERJİDE VERİMLİLİK

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.

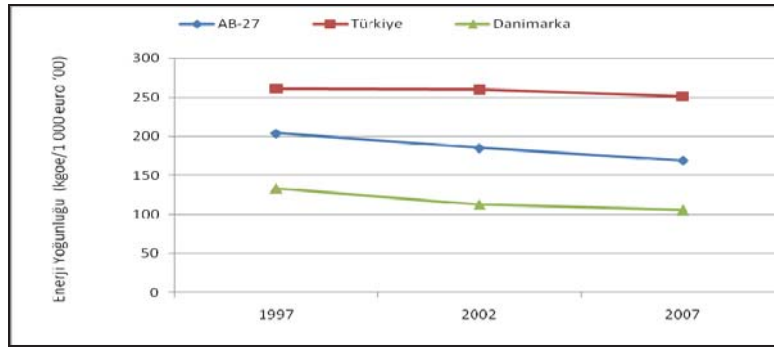
AB için enerji verimliliği, enerji ve iklim politikasının en önemli bileşeni haline gelmiştir. AB iklim ve enerji ile ilgili hedeflerini 2008 yılı Aralık ayında tekrar yenilemiştir. Buna göre, 2020'ye kadar, 1990 rakamlarına göre, %20 sera gazı emisyonu azaltımı, enerji verimliliğinde %20 artış ve enerji kullanımında yenilenebilir enerjilerin payının %20'ye çıkarılması kısaca 20/20/20 hedefi olarak kamu oyuna açıklanmıştır. AB de enerji sektöründe 2020 de yıllık değeri 60 milyar € olan ve Almanya ve Finlandiya'nın enerji tüketimine eşdeğer boyutta %20 oranında enerji tasarrufu sağlanması beklenmektedir. Böylece enerji verimliliğini arttırmak suretiyle enerji güvenliği artırılırken CO₂ azaltma taahhüdünün yarısı verimlilik ile sağlanacaktır.

Enerji Verimliliği, harcanan her birim enerjinin daha fazla hizmet ve ürüne dönüşmesidir. Üretim noktasından tüketime kadar her noktada enerji verimliliğini arttırmak üzere bir çok imkan ve teknoloji bulunmaktadır. Tasarruf edilen enerji,

- küçük boyutlu, ama kümülatifte oldukça önemli olarak değerlendirilebilecek oran ve miktarda
- bir çok noktadan aynı anda hızla geri kazanılabilecek
- daha küçük boyutlu çok sayıda yatırımcıya yayılmış yatırımlarla elde edilebilecek

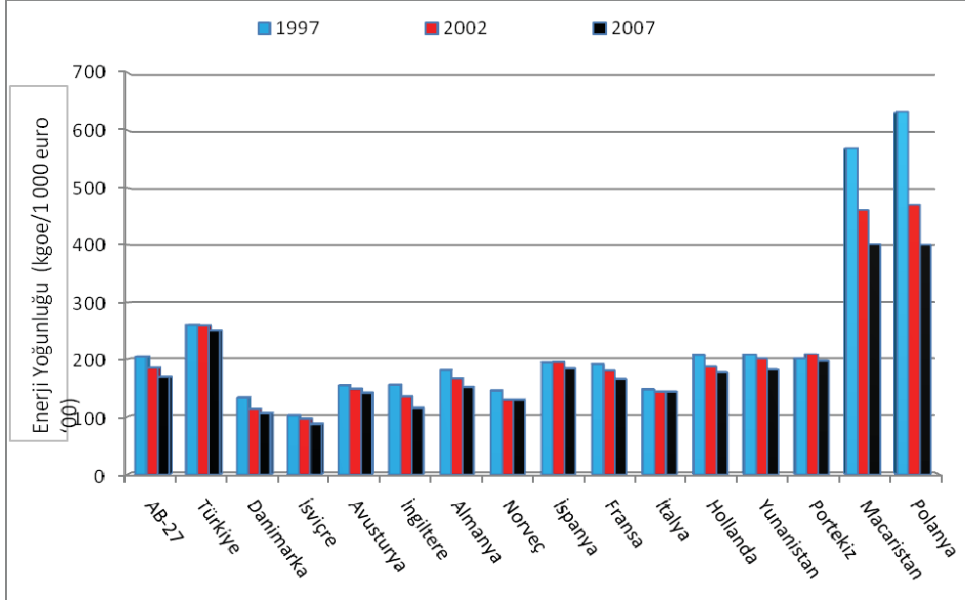
bir enerji kaynağıdır.

Çeşitli analizler ve karşılaştırma çalışmaları, ülkemizdeki üretim ve hizmet sektöründeki ekonomik faaliyetler ve yaşam standardı için harcanan enerjinin azaltılabilmesinde ciddi boyutta potansiyelin varlığı konusunda önemli bir mesaj vermektedir. Türkiye'de enerji yoğunluğu değerleri Euro bazında AB ile karşılaştırıldığında oldukça yüksektir. (2007 de 169 a karşılık 250 kg eşdeğer Petrol/2000 yılı sabit fiyatları ile 1000 Euro) ve AB nin gelişmiş bazı ülkelerindeki gibi son 10 yılda fark edilebilir bir düşme trendi göstermemiştir.



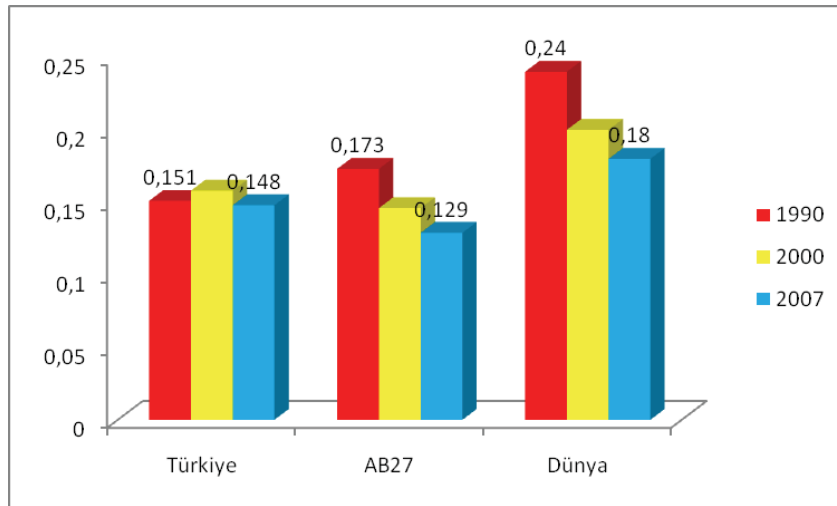
Şekil 8.1: Türkiye'nin Enerji Verimliliği Trendinin AB₂₇ ve Danimarka ile Karşılaştırılması

Ayrıca Türkiye AB ye yeni üye olan ülkelerin dışındaki tüm üyelerin hepsinden daha yüksek enerji yoğunluğu değerine sahiptir. (şekil 8.2.)

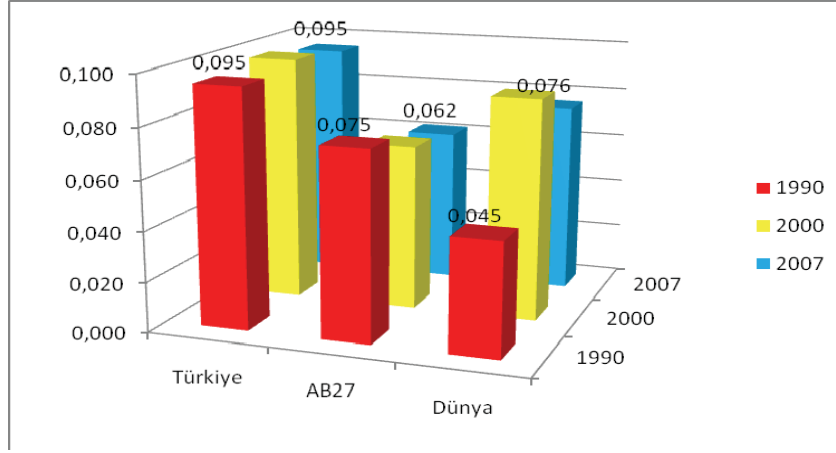


Şekil 8.2: Türkiye'nin Enerji Yoğunluğu Trendinin Bazı AB Ülkeleri ile Karşılaştırılması

Ayrıca Enerji yoğunluğu değerleri satın alma gücüne göre düzeltilmiş uluslararası istatistiklerde AB ekonomisine adapte edilmiş değerlerle de karşılaştırıldığında da 1990 yılı için tam tersi olsa da 2007 yılı için bu tablo değişmemektedir.

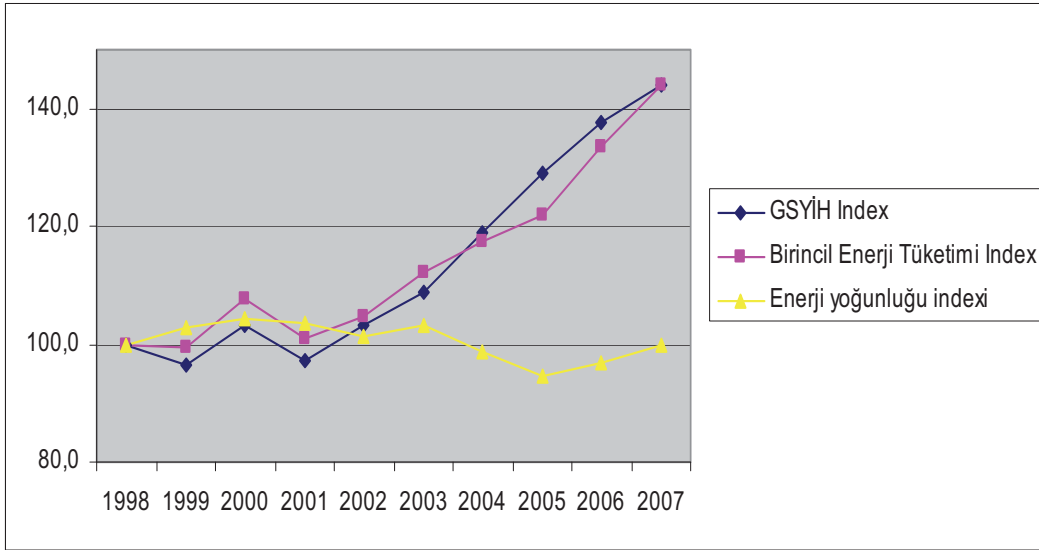


Şekil 8.3: Birincil Enerji Yoğunluğu (satınalma gücüne göre) (ppp) kep/\$05p



Şekil 8.4: Nihai Enerji Yoğunluğu (satınalma gücüne (ppp) ve AB ekonomik yapısına göre düzeltilmiş) kep/\$05p

Nihai sektörler için iyi bir enerji verimliliği takibi nihai tüketim sektörünü referans alan değerlerdir böylece enerji arz yapısındaki değişimlerden daha az etkilenen bir gösterge elde edilebilir. Nihai tüketim bazında karşılaştırmada 1990 yılından bu yana enerji yoğunluğumuzun değişmediği buna karşılık AB nin enerji yoğunluğunda düşme olduğu izlenmektedir. Aşağıdaki Sabit TL ile hazırlanmış Şekil 8.5 Enerji yoğunluğunun iyileştirilmesinde gerekli iyileştirmenin tam olarak sağlanamadığını göstermektedir. Bu trendi etkilemek için mali destek ve yoğun bilinçlendirme programları ile takviye edilmiş iddali hedefleri olan bir EV programına ihtiyaç bulunmaktadır.



Kaynak: DPT Verileri

Şekil 8.5: Enerji Yoğunluğu Değişimi (1998 TL Sabit fiyatları ile)



Ne şekilde kıyaslama yapılırsa yapılsın, Türkiye'nin enerji yoğunluğunun düşürülmesi için önemli bir potansiyelin var olduğu değerlendirilmesi yapılabilmektedir.

EİE tarafından görüşe açılan Taslak Enerji Verimliliği Stratejisinde: Avrupa Hesaplar Sistemine (ESA-95) uygun olarak, 98 baz yıllık seri dikkate alındığında; Türkiye'de 1998 GSYH serisi ve 2000 Yılı ABD Doları değeriyle 2008 yılında; 1000 Dolarlık GSYH için 282 litre petrol eşdeğeri birincil enerji ve 1 Dolarlık GSYH için brüt tüketim bazında 0,53 kWh'lik elektrik enerjisi harcanmıştır. OECD ülkeleri ortalamasında aynı değerler sırasıyla 200 litre ve 0,4 kWh civarında olduğu belirtilerek 2023 yılı için hedef rakamlar açıklanmıştır.

2023 yılında, 2000 Yılı ABD Doları değeriyle ve 1998 GSYH serisiyle 1.000 Dolarlık GSYH için yaklaşık 282 litre petrol eşdeğeri birincil enerji kullanımının 225 litreye, 1 Dolarlık GSYH için, 0,53 kWh civarında olan elektrik kullanımının ise 0,45 kWh'e indirilmesi temel hedefler olarak kabul edilmiştir. Belirlenmiş EV hedefi ortalama olarak (birincil enerji ve elektrik enerjisi ortalaması) 2023 için %17,5 civarındadır (yıllık ortalama %1,5). Bu hemen hemen BAU senaryosuna yakın bir hedefdir.

Türkiye'nin önündeki en önemli politika hedeflerinden birisi, enerji yoğunluğunda düzenli bir düşme eğiliminin yakalanması olmalıdır. Bu şekilde Türkiye'de henüz yeterince tartışılmayan karbon yoğunluğunun azaltılmasında önemli başarı sağlanacaktır.

Enerji ve tabii Kaynaklar bakanlığının 2010-2014 Stratejik planında "Yürütülen ve planlanan çalışmalar kapsamında birincil enerji yoğunluğunun 2023 yılına kadar, 2008 yılına göre %20 oranında düşürülmesi hedeflenmektedir."

Stratejiler

- 1) Ulusal enerji verimliliği politikalarımız kapsamında stratejik ve bütünsel enerji verimliliği önlem ve programlarının etkili bir şekilde uygulanabilmesi için çalışmalar artırılarak devam ettirilecektir.
- 2) AB Enerji Verimliliği Müktesebatı ve özellikle kojenerasyon düzenlemeleri ile tam uyum sağlanacaktır.
- 3) Aydınlatma öncelikli olmak üzere, kamuda enerji verimliliği çalışmaları yoğunlaştırılarak topluma öncelik edilecektir.
- 4) Enerji verimliliği projeksiyonları yapılacak, alt sektörlerin enerji verimliliği potansiyelleri belirlenecektir.
- 5) Yüksek verimli kojenerasyon/trijenerasyon ve bölgesel ısıtma uygulamalarını yaygınlaştırıcı ve teşvik edici tedbirler alınacaktır.
- 6) Nihai tüketimin yanı sıra, enerjinin üretimden tüketime kadar olan tüm aşamalarında verimliliği artırıcı tedbirler alınacaktır.
- 7) Elektrik üretim santrallerine ilişkin rehabilitasyon projeleri kapsamında çevre mevzuatına uygunluk gözetilerek santrallerin performansı, güvenilirliği ve işletme ömrünün artırılması sağlanacaktır.
- 8) İşletmedeki elektrik üretim santrallerinin sağlıklı ve entegre bilgi sistemleri oluşturulacak, izleme, denetim ve raporlama altyapısı geliştirilecektir.
- 9) Ulaşımında enerji verimliliği çalışmalarına kurumsal destek verilmeye devam edilecektir.
- 10) Binalarda enerji verimliliği konusunda faaliyetler yoğunlaştırılacaktır.
- 11) Sanayi kuruluşlarının verimlilik artırıcı projeleri ve enerji yoğunluğunun düşürülmesine yönelik alacakları tedbirler desteklenecektir.



12) Enerji yönetimi sistemi ve enerji yöneticilerinin sanayi ve bina sektörlerinde yaygınlaştırılması sağlanacaktır.

Bu planın performans göstergesi olarak 2008 de 282 kg petrol olan tüketimin 254 kg petrol 2014 yılında 254 kep olması planlanmıştır.

Üretimde ve günlük yaşamda enerji yoğunluğunun düşürülmesi; tüm enerji zincirinde verimliliğin artırılması, üretim, iletim ve dağıtımda kayıp-kaçakların azaltılması, üretimde verimlilik artırıcı teknolojilerin uygulanması, eski binaların rehabilitasyonu, yeni binalardaki ısı kaybı- kazancı limitlerinin ısıtma ve soğutma ihtiyacına göre çok daha fazla sıkılaştırılması, verimli elektrikli ev aletleri ve ofis cihazlarının tercih edilmesi, mevcut cihaz stokunun değiştirilmesi ve ilgili bütün tarafların eğitilmesi ve bilinçlendirilmesi gibi çalışmalar ile sağlanabilecektir

Bu amaçla Enerji Verimliliği Kanunu'nun uygulamalarını desteklemek üzere yasal çevrenin oluşturulmasını müteakip uluslararası fonlar destekli bir çok proje yürütülmektedir veya başlamak üzeredir. Bu projelerin etkin olarak yürütülmesi sonrasında sektördeki birçok sorunun giderileceği, ülke çapında kapasite gelişeceği ve katılımcı süreçlerle yasal düzenlemelerdeki aksaklık ve eksikliklerin giderilerek önemli oranda tasarrufun sağlanabileceği düşünülmektedir.

Bu projelerin başlıcaları şunlardır: Gönüllü Anlaşma Uygulamalarını Geliştirme Projesi, Elektrikli Ev Aletleri Etiketleme (BM) Projesi Binalarda Enerji Verimliliğinin Artırılması (BM) Projesi, Sanayide Enerji Verimliliğinin Artırılması (BM) Projesi

Toplam nihai enerji tüketimi en yüksek tüketim payına ve enerji tasarruf potansiyeline sahip olmalarından dolayı sanayi ve bina ve hizmet sektörleri enerji verimliliği çalışmalarında öncelikle ve etkinlikle ele alınmalıdır.

Son yıllarda, enerji sektöründe arz tarafı yönetimi politikalarının yanısıra, talep yönetimi ve enerji verimliliğini arz kaynağı olarak görülmesi için çok önemli adımlar atılmaya başlamıştır. Bu anlayış değişiminin en önemli göstergesi, 2007 yılında yürürlüğe giren Enerji Verimliliği Kanunudur.

2 Mayıs 2007 tarihli 5627 sayılı Enerji Verimliliği Kanunu, sanayide, binalarda, ulaşımda ve enerji sektöründe, yükümlülükler, destekler ve bilinçlendirme etkinlikleri getiren kanun, AB'nin ilgili direktifleri ile de uyum sağlamayı amaçlamaktadır. 2008 yılı Enerji Verimliliği yılı ilan edilmiş ve aşağıdaki yönetmelikler yürürlüğe konulmuştur;

Sanayi ve Ticaret Bakanlığı tarafından, "Tanıtma ve Kullanma Kılavuzu Uygulama Esaslarına Dair Yönetmelikte Değişiklik Yapılması Hakkında Yönetmelik" (08/10/2007 Tarihli ve 26667 Sayılı Resmî Gazete)

Bayındırlık ve İskan Bakanlığı tarafından, "Merkezi Isıtma ve Sıhhi Sıcak Su Sistemlerinde Isınma ve Sıhhi Sıcak Su Giderlerinin Paylaştırılmasına İlişkin yönetmelik" (14/04/2008 Tarihli ve 26847 Sayılı 1. Mükerrer Resmî Gazete)

Ulaştırma Bakanlığı tarafından, "Ulaşımda Enerji Verimliliğinin Artırılmasına İlişkin Usul ve Esaslar Hakkında Yönetmelik" (09/06/2008 Tarihli ve 26901 Sayılı Resmî Gazete)

KOSGEB tarafından, "Küçük ve Orta Büyüklükteki İşletmelerde Enerji Verimliliği Eğitim, Etüt ve Danışmanlık Hizmetlerinin Desteklenmesi Hakkında Yönetmelik"



ETKB tarafından, "Enerji Kaynaklarının ve Enerjinin Kullanımında Verimliliğinin Artırılmasına Dair Yönetmelik" (25/10/2008 tarihli ve 27035 sayılı Resmî Gazete)

Bayındırlık Ve İskan Bakanlığı tarafından "Binalarda Enerji Performansı Yönetmeliği" (5 Aralık 2008 tarihinde yayınlanmıştır)

5627 sayılı Enerji Verimliliği Kanunu'nun ikincil mevzuat çalışmaları kapsamında yürürlüğe giren "Enerji Kaynaklarının ve Enerjinin Kullanımında Verimliliğinin Artırılmasına Dair Yönetmelik" ile birlikte; üniversitelerin ve meslek odalarının yetkilendirilmesi, şirketlerin yetkilendirilmesi, verimlilik artırıcı proje destekleri ve gönüllü anlaşmalarla sanayide enerji verimliliğinin iyileştirilmesi konularındaki uygulamalar 2009 yılında başlanmıştır. .

Enerji Verimliliği Danışmanlık (EVD) Şirketlerine **enerji yöneticisi eğitimi düzenleme, enerji etüdü ve verimlilik artırıcı proje hazırlama, proje uygulama ve danışmanlık gibi enerji verimliliği hizmetlerini** yürütmek üzere EİE tarafından Nisan 2010 tarihine kadar 17 şirkete üç yıl süreli yetki belgesi verilmiştir.

Çimento, Tekstil, Seramik, Kağıt, Gıda, İçki, Otomotiv, İlaç ve Plastik sektörlerinden 11 sanayi kuruluşu 3 yıl içinde enerji yoğunluğunu %10 düşürmek ve 2010 yılından itibaren yürürlüğe konulmak üzere EİE ile gönüllü anlaşma yapmıştır. 2010 yılı Ocak ayında da 8 adet endüstriyel işletme gönüllü anlaşma yapmak üzere başvuruda bulunmuştur Ayrıca 6592 TEP enerji tasarrufu sağlamak üzere 12 fabrikanın 17 projesi için gerekli olan 1 milyon TL'sine yine karşılıksız olarak destek sağlanması kararlaştırılmıştır. 2010 yılı Ocak ayında da 20 endüstriyel işletme 22 adet verimlilik artırıcı proje (VAP) ile başvuruda bulunmuştur.

Yeni ve önemli tadilat görececek binalara uygulanacak Bina Enerji performans yönetmeliği gereğince 2011 yılı itibarı ile Bina Enerji Performans Yönetmeliği uygulanmaya başlatacaktır



9. SONUÇ

Dünya'da 2008 yılında başlayarak 2010 'da etkileri devam eden finansal kriz tüm sektörler gibi enerji sektörünü de derinden etkilemiştir. 2010 yılında dünya petrol ve doğalgaz talebinde düşüşün durduğu gözlenmektedir. Bu yılın kış ayları ABD ve Avrupa'da oldukça soğuk geçmesine rağmen petrol ve doğal gaz fiyatlarında artış olmamıştır. Kış aylarında Avrupa'ya Rusya'dan, Ukrayna üzerinden doğal gaz iletiminde yine kısa süreli kriz yaşanmıştır. Ancak, kriz büyümeden iletim sağlanabilmektedir.

2010 yılının bahar aylarında infilak eden BP şirketine ait petrol platformu ve bunun sonucu deniz tabanında uzun süre durdurulamayan petrol sızıntısı, bir çevre felaketine dönüşmüştür. ABD Hükümeti'nin ve BP Şirketi'nin duyarlı tavrı sonucu durdurulan petrol sızıntısı sonrasında, özellikle "off shore" petrol ve gaz aramalarında daha güçlendirilmiş teknik güvenlik şartlarının gündeme gelmesi beklenmelidir.

Türkiye açısından 2010 yılı beklentiler ile geçmiştir. Bu beklentiler içinde en önemlisi 5346 sayılı "Yenilenebilir Enerji Yasası" özellikle güneş ve diğer yenilenebilir kaynaklar açısından yapılacak yeni ilave düzenlemeler yer almasıdır. Ancak, yasa tasarısı bütün beklentilere rağmen sonuçlanmamıştır.

Enerji fiyatlarının pahalılığı 2010 yılında da devam etmiştir. Enerji fiyatlarının düşürülmesi için bir tedbir Hükümet gündeminde yer almamıştır. Türkiye'nin enerjide dışa bağımlılığını kısmen azaltacak bir girişim de 2010 yılında meydana gelmemiştir. Rüzgar enerjisi için EPDK'ya yapılan başvurular sonuçsuz bir şekilde beklenmektedir. "Yenilenebilir Enerji" yasası olarak adlandırılan ve 5346 sayılı yasada yeni düzenlemeler yapan yasa tasarısı TBMM'de komisyonlardan geçmiş ve genel kurulda görüşülebilir hale gelmiş olmasına rağmen, yasalaşmasının yatırımcılarda hayal kırıklığı yarattığı ifade edilmektedir. Esasında yeni yasa tasarısında rüzgar ve güneş enerjisine dayalı üretim tesisleri için öngörülen tarifeler, özellikle AB'de güneş enerjisinde tasarıda yer alan fiyatın birkaç katıdır. Yasa tasarısında güneş enerjisi için verilen tarife 13 euro-cent kWh iken Avrupa da Mart 2010 ayında güneş enerjisi için geçerli tarife 19,37 euro-cent/kWh'dir. Buna rağmen yatırımcıların özellikle güneş enerjisine olan ilginin kaybolmaması için bir an önce yasa ve ona bağlı yönetmenliklerin çıkarılmasına çalışılmalıdır.

Küçük hidrolik, rüzgar ve güneş enerjisi santrallerinin elektrik şebekesine fiziki bağlantılarında büyük olumsuzluklar ve engeller bulunduğu bilinmektedir. Bu olumsuzlukları çözümleme konusunda etkili bir çalışma ve niyet gözlenmemektedir.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından yıl içinde duyurulan stratejik planda rüzgar enerjisi kurulu gücünün 2015 yılında 10.000 MW'a çıkarılması öngörülmektedir. EPDK'nın ağır işleyen bürokrasisi, elektrik şebekesinde bağlantı problemleri ve olumsuzlukları, yenilenebilir yasanın tatmin edici olmasa dahi eskisine göre bir ölçüde avantaj sağlayan tarifesinin yasalaşmaması söz konusu iken stratejik planda öngörülen hedeflere nasıl ulaşılabileceği bir soru işaretidir.

Hidrolik enerjide 13.887 MW HES'e yenilenebilir enerji ile ilgili kanun kapsamında lisans verilmiş olmasına rağmen 2009 yılının son ayları itibariyle toplam 75 adet HES'in temeli atılmıştır. Bu tesislerin kurulu gücü 1600 MW dir. Gerçekleşme son derece düşüktür.



Yüksek Planlama Kurulu'nun 2009 yılında kabul ettiği "Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi" daha kapsamlı bir stratejiyi içermektedir. Yerli kaynaklardan linyit ve taşkömürü kaynaklarının elektrik üretme amacı ile değerlendirilmesi ve halen elektrik enerjisi üretimde %50'yi aşan ithal doğal gaz tüketiminin %30'un altına indirilmesi hedeflenmektedir. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ve YPK tarafından yayınlanan ve enerji politikalarını dile getiren strateji belgelerinin tümünde hedefler iddialı olup yaklaşık 13 yılda bu hedeflere ulaşabilmek için önemli yasaların ve düzenlemelerin çıkarılması ve uygulanması gerekmektedir. Yerli kaynaklarımızın sürekli hizmete alınışı konusunda hiç bir çaba ve eylem görünmemektedir. Yılda 50-60 milyar kWh ilave elektrik üretim imkanına sahip Elbistan linyitleri beklemekte, su kaynaklarımız gereğince desteklenmemekte ve önündeki engeller kaldırılmamakta, rüzgar ve güneş enerjisi için bekleme devam etmektedir.

Bu arada 2010 yılı için de Rusya ile Akkuyu'da toplam 4.800 MW gücünde nükleer güç santrali kurulması için anlaşma imzalanmıştır. Bu anlaşmada elektrik enerjisi satın alım garantisi 12,35 cent üzerinde verilmiştir. Yerli kaynaklara verilen satın alım tarife bedelleri ile kıyaslandığında yabancı bir kaynağı ve işletmeciye verilen yüksek bedelli alım garantisi enerji sektöründe tenkitlere neden olmaktadır.

Son yıllarda doğal gaza dayalı elektrik üretiminin giderek artması nedeniyle elektrik fiyatlarında artışlar olmuştur. Özelleştirme sonucunda dağıtım şirketlerinin tamamına yakını üretim şirketleri ise yakın zamanda özelleştirilmesine karar verilmiştir. Alım garantili mevcut santrallara, sadece hazineye yüksek gelir getirmesi şartını taşıyan bu özelleştirmelerin yanında, alım garantili pahalı nükleer güç santrallerinin üreteceği elektrik de eklenince tüketiciye yansıyacak fiyatların daha da artması kaçınılmaz olacaktır. Çözüm olarak, özellikle yerli kömür ve hidrolik kaynaklarımıza dayalı elektrik üretimine gerekli yatırımların mümkün olan en kısa sürede gerçekleşmesini sağlamak olacaktır.

"Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi"nde yerli kaynaklardan linyit ve taşkömürü kaynaklarının elektrik üretme amacı ile değerlendirilmesi hususu yer almakla birlikte son yıllarda, EPDK tarafından ithal kömür santrallerine lisans verilmesine devam edilmekte olup, bu husus da söz konusu Strateji Belgesinde yer alan hedef ile çelişmektedir.

Ülkemizin düşük kaliteli yerli linyitlerinin değerlendirilmesinde, çevre sorunlarının azaltılması için, temiz kömür teknolojilerinin kullanılması ve linyitlerimizin kalitesine en uygun teknolojilerin belirlenmesi için çalışmalar yapılmalı, projeler üretilmelidir.

İklim Değişikliği Çevre Sözleşmesi kapsamında 7-18 Aralık 2009'da Kopenhag'da toplanan 15 Taraflar Konferansı önemli bir karar ve mutabakat sağlanmadan sonuçlanmıştır. Avrupa Birliği'nin sera gazlarını azaltma yükümlülüğü konusunda olumlu ve lider bir davranış göstermesine karşılık, başta ABD olmak üzere birçok gelişmiş ülke önemli bir yükümlülük almak istemektedir. Bu da çözümsüzlüğe neden olmuştur.

Türkiye için sera gazlarını azaltmak konusunda en ekonomik ve en uygun çözüm, başta enerji kullanımında olmak üzere, enerjinin üretilmesinden başlayarak tüm aşamalarda ve enerji üreten-kullanan tüm sektörlerde enerji verimliliğinin artırılması olacaktır.

Dünyanın toplam sera gazı emisyonlarındaki payının %1'in bile altında olduğu ülkemiz sera gazlarının azaltılmasına yönelik sayısal bir yükümlülük almamalıdır. Buna karşılık, iklim değişikliğinin başta hidrolik kaynaklar olmak üzere, enerji sektörü üzerinde yaratacağı etkiler belirlenmeli ve önlemler alınmalıdır.



EK

TÜRKİYE ENERJİ KAYNAKLARI

AÇIKLAMALAR

1-Bu döküman WEC'in hazırlamış olduğu formatta ve tanımlamalara göre hazırlanmıştır.

2-Dökümanın hazırlanışında kaynak olarak alınan kuruluşlar ve yayınlar her kaynağa ait bilgi formunda yer almaktadır.

3-WEC'in formatına uygun olarak alınan veriler 2008 yılına aittir.

4-Enerji kaynakları içinde bitümlü şeyl, doğal bitümen, çok ağır petrol, uranium, dalga gücü yer almamaktadır.



BİTÜMLÜ KÖMÜR (antrasit dahil)

BİRİM: Milyon ton

Temel Sınıflandırma:
(alternative terminology):
(level of confidence):

GÖRÜNÜR (measured) (high)	MUHEMEL (indicated) (moderate)	MÜMKÜN (inferred) (low)	POTANSİYEL (hypothetical)
---------------------------------	--------------------------------------	-------------------------------	------------------------------

BİLİNEREN KAYNAKLAR

a)	2008 yılı sonu itibariyle kümülatif üretim (1942-2008)	222		
b)	2008 yılı sonu itibariyle kalan rezerv	529	425	368
c)	Kalar rezervin üretilebilir miktarı	-	-	-

ÜRETİM VE TÜKETİM

		Miktar	Birim
d)	2008 Yılında Üretim	2,6	Milyon ton
e)	İç Tüketim (ithalat dahil)	22,1	Milyon ton

DİĞER BİLGİLER

f)	Görünür rezervin maksimum derinliği	-1200	Metre
g)	Görünür rezervin minimum damar kalınlığı	0,8	Metre
h)	Görünür rezervin açık işletme yöntemi	0	%
ı)	Görünür rezervin koklaşabilir kömür oranı	69	%
i)	2008 yılı üretiminin açık işletme yöntemi ile kazanılan bölümü		%

 Geçerli değil

KAYNAKLAR:

TTK Genel Müdürlüğü
DEK-TMK Enerji Raporu, 2009
MTA Genel Müdürlüğü



LİNYİT

BİRİM: Milyon ton

Temel sınıflandırma:
(alternative terminology):
(level of confidence):

GÖRÜNÜR (measured) (high)	MUHEMEL (indicated) (moderate)	MÜMKÜN (inferred) (low)	POTANSİYEL (hypothetical)
---------------------------------	--------------------------------------	-------------------------------	------------------------------

BİLİNEN KAYNAKLAR

a)	2008 yıl sonu itibariyle kümülatif üretim	1500			
b)	2008 yılı sonu itibariyle kalan rezerv	9837	1344	262	
c)	Kalan rezervin üretilebilir miktarı	-	-	-	

ÜRETİM VE TÜKETİM

	Miktar	Birim
d) 2008 Yılında Üretim	76,2	Milyon ton
e) İç Tüketim (ithalat dahil)	75,3	Milyon ton

DiĞER BİLGİLER

f)	Görünür rezervin maksimum derinliği	800	metre
g)	Görünür rezervin minimum kalınlığı	0,8	metre
h)	Görünür rezervin açık işletme yöntemi ile üretilebilecek bölümü	73	%
ı)	2008 yılı üretiminin açık işletme yöntemi ile kullanılan bölümü	92	%

 Geçerli değil

KAYNAKLAR:

TKİ Genel Müdürlüğü
Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
DEK-TMK Enerji Raporu 2009



HAM PETROL

BİRİM: Milyon ton

Temel sınıflandırma:
(alternative terminology):
(level of confidence):

GÖRÜNÜR (measured) (high)	MUHEMEL (indicated) (moderate)	MÜMKÜN (inferred) (low)	POTANSİYEL (hypothetical)
---------------------------------	--------------------------------------	-------------------------------	------------------------------

BİLİNEN KAYNAKLAR

a)	2008 yılı sonuna kadar üretim	130,7			
b)	2008 yılı sonu itibarıyla rezerv	856,1 (görünür+ muhtemel+ mümkün)			
c)	Kalan rezervün üretilebilir miktarı	172,3			

ÜRETİM VE TÜKETİM

	Miktar	Birim
g)	2008 yılında üretim	2,2 Milyon ton
h)	İç Tüketim (İthalat Dahil)	23,9 Milyon ton

 Geçerli
değil

KAYNAKLAR:

TPAO Genel Müdürlüğü
Petrol İşleri Genel Müdürlüğü
DEK-TMK Enerji Raporu 2009



DOĞAL GAZ

BİRİM: Milyar m³

Temel sınıflandırma:
(alternative terminology):
(level of confidence):

GÖRÜNÜR (measured) (high)	MUHEMEL (indicated) (moderate)	MÜMKÜN (inferred) (low)	POTANSİYEL (hypothetical)
---------------------------------	--------------------------------------	-------------------------------	------------------------------

BİLİNEN KAYNAKLAR

a)	2008 yılı sonu itibariyle kümülatif üretim	10,6			
b)	2008 yılı sonu itibariyle kalan	12,4 (görünür+mümkün +muhtemel)			

ÜRETİM VE TÜKETİM

		Miktar	Birim
g)	2008 yılında üretim	1,01	milyar m ³
h)	2008 yılında iç tüketim (ithalat dahil)	36,8	milyar m ³

 Geçerli
değil

KAYNAKLAR:

TPAO Genel Müdürlüğü
BOTAŞ Genel Müdürlüğü
DEK-TMK Enerji Raporu 2009



TOPLAM HİDROLİK ENERJİ

İMKAN		Birim	Miktar
a)	Brüt teorik imkan Ülkenin tüm tabii akarsularının denize yada ülke sınıra kadar (akarsu başka bir ülkeye geçiyorsa) %100 verimle elektrik üretimi için üretim imkanını yıllık olarak gösterir	GWh/yıl	433000
b)	Teknik olarak üretilebilir imkan Brüt teorik imkan içinde mevcut teknoloji ile üretilebilecek miktarı (mevcut kurulu kapasiteyi de içermelidir)	GWh/yıl	216000
c)	Ekonomik olarak üretilebilir miktar Brüt teorik imkan içinde mevcut teknoloji ile ekonomik olarak üretilebilecek miktar (mevcut kurulu gücün üretim miktarı dahil)	GWh/yıl	140000

MEVCUT ÜRETİM KAPASİTESİ

d)	Kurulu kapasite (total rated capacity öf electric generator)	MW	13829
e)	Yıllık üretim kapasitesi	GWh	45000
f)	2008 yılı üretimi	GWh	33270

İNŞAATI DEVAM EDEN

g)	Kapasite	MW	2836
h)	Yıllık üretim kapasitesi	GWh	8919

PLANLANMIŞ KAPASİTE (at sites where plans exist for future development) (3)

i)	Kapasite	MW	22700
j)	Yıllık üretim miktarı (mümkün)	GWh	72000

DİĞER İLAVE KAPASİTE (mevcut teknoloji ile geliştirilmesi fizibl olan)

k)	Probable annual generation	GWh	140000
----	-----------------------------------	-----	--------

KAYNAKLAR:

DEK-TMK Enerji Raporu 2009
Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı



KÜÇÜK BOYUTLU HİDROLİK ENERJİ (<10MW)

İMKAN		Birim	Miktar
a)	Teknik olarak üretilebilir imkan Brüt teorik imkan içinde mevcut teknoloji ile üretilebilecek miktarı (mevcut kurulu kapasiteyi de içermelidir)	GWh/yıl	13000
b)	Ekonomik olarak üretilebilir miktar Brüt teorik imkan içinde mevcut teknoloji ile ekonomik olarak üretilebilecek miktar (mevcut kurulu gücün üretim miktarı dahil)	GWh/yıl	6550

MEVCUT ÜRETİM KAPASİTESİ

c)	Kurulu kapasite (total rated capacity oüf electric generator)	MW	1476
d)	Yıllık üretim kapasitesi	GWh	3000
e)	2008 yılı üretimi	GWh	3550

PLANLANMIŞ KAPASİTE (2008 yılı itibariyle başlanmış ancak henüz hizmete girmemiş üniteler)

f)	Kapasite	MW	1273
g)	Yıllık üretim miktarı (mümkün)	GWh	3000

KAYNAKLAR:

DEK-TMK Türkiye 11. Enerji Kongresi
Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı



BİYOENERJİ

BİYOKÜTLE		Birim	
a)	Kurulu Kapasite	MWe	1,42
b)	İnşa Halindeki Kapasite	MWe	19,06
c)	Lisanslı Tesis Sayısı	Adet	4
Mevcut Politika: 5,5 ¢cent/kWh alım garantisi			
Sorumlu Kuruluş: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK)			

BİYOGAZ		Birim	
Kurulu Kapasite		MWe	5,15
İnşa Halindeki Kapasite		MWe	10,39
Lisanslı Tesis Sayısı		Adet	10
Mevcut Politika: 5,5 ¢cent/kWh alım garantisi			
Sorumlu Kuruluş: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK)			

ÇÖP GAZI		Birim	
Kurulu Kapasite		MWe	37,35
İnşa Halindeki Kapasite		MWe	7
Lisanslı Tesis Sayısı		Adet	6
Mevcut Politika: 5,5 ¢cent/kWh alım garantisi			
Sorumlu Kuruluş: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK)			

BİYOETANOL		Birim	
a)	Kurulu Kapasite	Milyon lt/yıl	149
b)	Üretim	Milyon lt/yıl	<40
c)	Lisanslı Tesis Sayısı	Adet	3
d)	Üretim Potansiyeli	Milyon ton	3
Mevcut Politika: Yerli tarım ürünlerinden elde edilen biyoetanolün benzinle harmanlanan %2'lik kısmı ÖTV'den muaftır.			
Sorumlu Kuruluş: Tütün-Alkol Piyasası Düzenleme Kurumu (TAPDK)			



BİYODİZEL

		Birim	
a)	Kurulu Kapasite	Bin ton/yıl	890
b)	Lisanslı Tesis Sayısı*	Adet	46
c)	Lisanslı Dağıtıcı Sayısı	Adet	14
d)	Üretim	Kurulu kapasitenin çok altında.	
e)	Üretim Potansiyeli	1-1,5 milyon ton/yıl	
*: 7 tesis atık yağdan biyodizel üretim lisansına sahiptir.			
Mevcut Politika: Yerli tarım ürünlerinden elde edilen biyodizelin motorinle harmanlanan %2'lik kısmı ÖTV'den muafır. İthal hammde ile üretilen biyodizel 0,910 TL/lt ÖTV'ye tabiidir.			
Sorumlu Kuruluş: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK)			

KAYNAKLAR:

- 1- DEK/TMK Biyoyakıt Çalışma Grubu, , "Biyoyakıtlar", Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi Yayını, Editör: AR, F.F., Yayın no: 0016/2010, ISBN: 978-605-89548-5-4, Poyraz Ofset, Ankara, Nisan, 2010.
- 2- <http://www.epdk.gov.tr>, Erişim: 05.20.2010
- 3- <http://www.tapdk.gov.tr>, Erişim: 05.10.2010



GÜNEŞ ENERJİSİ (*)

GÜNEŞ ENERJİSİ (Elektrik), Mevcut Kapasite 2008		Birim	Güneş Fotovoltaik	Güneş Termoelektrik
a)	Installed capacity	MW	3	-
b)	Actual generation in 2008	MWh	-	-

GÜNEŞ ENERJİSİ (Direkt) Mevcut Kapasite		Birim	Güneş Isısı	
			Aktif	Pasif
c)	2008 yılında üretim	Ton eşdeğeri petrol (tep)	420000	-

* Güneş enerjisinden teorik olarak 380 Gwh elektrik üretim potansiyeli belirlenmiştir.

** Güneş enerjisi ile elde edilen elektrik üretimi ticari olmadığından üretim miktarı bilinmemektedir.



JEOTERMAL ENERJİ

2008 YILI SONU İTİBARIYLA JEOTERMAL ENERJİDEN ELEKTRİK ÜRETİMİ

		Birim	Miktar
a)	Değerlendirilmiş potansiyel	MW _e	600
b)	Kurulu kapasite	MW _e	30
c)	İnşaa halindeki kapasite	MW _e	89,5
d)	2008 yılında üretim	GWh	162

- Mevcut inşaa halindeki jeotermal elektrik üretim tesisleri Ege Bölgesi'ndedir (Denizli, Aydın, İzmir, Manisa).
- Mevcut araştırmalara göre 3 km derinliğe kadar jeotermal potansiyelin 3×10^{23} J olduğu tesbit edilmiştir.
- 2009 Eylül ayına göre kurulu güç 77 MWe ulaşmıştır.
- Toplam gücü 89,5 MWe olan üç ayrı tesisin inşaatı devam etmektedir.

KAYNAKLAR:

DEK-TMK Enerji Raporu 2009
Türkiye 11. Enerji Kongresi



RÜZGAR ENERJİSİ

2008 YILI SONU İTİBARIYLA ÇALIŞAN RÜZGAR ENERJİ SANTRALI		Birim	Miktar	Mekanik Kullanım
a)	Kurulu güç	MW	458	NA
b)	2008 yılı elektrik üretim miktarı	GWh	847	

2008 yılı sonu itibarıyla rüzgar santrali kurulu gücü: 458 MW

2009 yılı sonu itibarıyla ilave edilen rüzgar santrali 355 MW

2009 yılı sonu itibarıyla toplam kurulu güç 813 MW

Mayıs 2010 ayı itibarıyla çalışan rüzgar santrali 1029 MW

2010 yılı sonu itibarıyla hizmete alınacak rüzgar santrali kapasitesi 429 MW

2010 yılı içinde inşasına başlanması beklenen rüzgar güç santrali projeleri toplamı 644 MW olarak tahmin edilmektedir.

KAYNAKLAR

DEK-TMK Enerji Raporu 2009

Türkiye 11. Enerji Kongresi







FAALİYET ALANLARIMIZ

- ▶ Santral Jeneratör çıkış, ölçü, nötr ve ikaz hücresi, 34,5 kV şalt, kontrol, koruma ve izleme (SCADA, PLC) sistemi, iç ihtiyaç AA ve DA sistemleri, iç ihtiyaç transformatörü, dizel Jeneratörü, akü ve redresörler ve UPS sistemi.
- ▶ Santral aydınlatma, topraklama, paratoner, yangın algılama ve ihbar, zayıf akım sistemlerinin projelendirilmesi, tesisi ve işletmeye alınması.
- ▶ İmal ve temin edilen teçhizatın fabrika testlerinin uluslararası standartlara uygun şekilde yapılması, projesine uygun şekilde tesisi, türbin, jeneratör ve ilgili teçhizatının montajı ile tüm teçhizatın kabul testlerini EPDK ve uluslararası standartlara göre gerçekleştirilerek işletmeye alınması.
- ▶ Türbin, jeneratör ve ilgili teçhizatı, santral elektrik teçhizatlarının periyodik bakım ve yenileme hizmetleri ile hidroelektrik ve doğalgaz çevrim santrallerinin tüm işletme ve bakım faaliyetleri.



Enerji Tesisleri Mühendislik ve Müteahhitlik
www.enerden.com



Birlik Mah. 435. Cad. 457. Sok. No: 15/A
Çankaya / ANKARA

Tel: 0 312 495 72 72 - Fax: 0 312 495 72 73
enerden@enerden.com / turser@turserbakim.com



Enerji Tesisleri İşletme Bakım ve Onarım
www.turserbakim.com

Enerji yatırımlarınızda güvenilir çözüm ortağınız...

Anahtar Teslimi HES Yapımı
Yatırım Danışmanlık Hizmetleri
HES Elektromekanik Ekipman Montajı
OG-YG Enerji Nakil Hattı Tesisi
Endüstriyel Otomasyon Çözümleri
HES İşletmesi ve Bakımı



Pınar Hidroelektrik Santrali - Adıyaman



Sarmaşık I Regülatörü - Trabzon



Sarmaşık II HES 154 kV TM - Trabzon



Tel: 0 312 468 82 40

Tahran Caddesi No:19 • 06700 Kavaklıdere • Ankara
Faks: 0 312 468 82 49 • enerji@age.com.tr
www.ageenerji.com.tr www.age.com.tr

AGEENERJİ
AGE İNŞAAT VE TİCARET A.Ş.

**AYEN ENERJİ A.Ş. TARAFINDAN
TESİS EDİLİP İŞLETİLMEKTE OLAN PROJELER**



Ayen Ostim Kombi Çevrim Doğalgaz Santrali, Ankara Ostim Organize Sanayi Bölgesinde bulunmaktadır ve kurulu gücü 41 MW, yıllık üretim miktarı 280 milyon kWh'dir.



Çamlıca I HES, Kayseri İli Yahyalı İlçesinde bulunmakta olup kurulu gücü 84 MW, yıllık üretim miktarı 429 milyon kWh'dir.



Akbük Rüzgar Enerjisi Santrali, Aydın İli Didim İlçesinde ve kurulu gücü 31,5 MW, yıllık üretim kapasitesi 122 milyon kWh'dir.



Yamula Barajı ve HES, Kayseri İli, Kızılırmak Nehri üzerinde bulunmaktadır ve kurulu gücü 100 MW, yıllık üretim kapasitesi 423 milyon kWh'dir.



AYEN ENERJİ A.Ş.

Elektrik Üretimi, İletimi, Dağıtımı ve Ticareti amacıyla 1990 yılında kurulmuş, 2000 yılı içinde de halka açılarak İMKB'de işlem görmeye başlamıştır.

Ayrıca, 24 MW kurulu gücünde 83 milyon kWh üretim kapasiteli Korkmaz RES, 30,75 MW kurulu gücünde 99 milyon kWh üretim kapasiteli Mordoğan RES, 40 MW kurulu gücünde 151 milyon kWh üretim kapasiteli Paşalar HES ile 48,8 MW kurulu gücünde ve 131 milyon kWh üretim kapasiteli Büyükdüz HES için Üretim Lisansı alınarak yatırımlarına başlanmıştır.

Ayen Enerji A.Ş., bağlı ortaklığı Ayen Elektrik Ticaret A.Ş. vasıtasıyla Elektrik Piyasasında Top-tan Elektrik Enerjisi Satış alanında da faaliyet göstermektedir.

Mevcut 257 MW Toplam Kurulu gücüyle ve 1,25 milyar kWh üretim kapasitesiyle Türkiye'nin enerji sektöründe lider firmalarından biri olan Ayen Enerji A.Ş., yeni santraller tesis etmek için çalışmalarına devam etmektedir.

Bağlı Ortaklıklar



Ayen Ostim Enerji Üretim A.Ş.



Ayen Elektrik Ticaret A.Ş.



Kayseri Elektrik Üretim A.Ş.

AYEN ENERJİ A.Ş.

Hülya Sokak No:37 06700 G.O.P./Ankara
Tel: (312) 445 04 64 (Pbx) • Faks: (312) 445 05 02
ayen@ayen.com.tr • www.ayen.com.tr



GÜRMAT ELEKTRİK ÜRETİM A.Ş.

47.4 MWe ile Türkiye'nin en büyük Jeotermal Santrali'nin yapımı ve yatırımı GÜRİŞ GRUBU tarafından iştiraki olan GÜRMAT Elektrik Üretim A.Ş. adına gerçekleştirilmiştir. Aydın İli, Germencik İlçesi, Ömerbeyli Köyü'nde hızla artan nüfusun ve teknolojik yeniliklere bağlı olarak gelişen endüstrinin enerji gereksinimi karşısında, konvansiyonel enerji kaynaklarının yerine geçebilecek, yenilenebilir enerji kaynaklarından yararlanılması amacıyla Dünya'daki konusunda uzman şirketlerden ekipmanlar sağlanarak, en yüksek teknolojik jeotermal santral devreye alınmıştır.

Projenin gerekçelerini; jeotermal kaynağın elektrik enerjisi üretimi amaçlı kullanımının yaygınlaştırılması, Ömerbeyli bölgesinde bulunan jeotermal enerji potansiyelinin güvenilir, ekonomik ve kaliteli biçimde ekonomiye kazandırılması, elektrik üretimi için kullanılan kaynakların çeşitliliğinin artırılması, seracılık için kullanıldığında sera gazı emisyonlarının azaltılması, atıkların değerlendirilmesi ve çevrenin korunması gibi gerekçeler oluşturmaktadır.

Elektrik üretim lisansının alınması ile birlikte, ülkemizin jeotermal enerji potansiyelinin değerlendirilmesi amacıyla planlanmış olan tesisin kurulması ile ilgili çalışmalara başlanmıştır. Mart 2009 tarihinde Türkiye'nin en büyük jeotermal santrali olan 47.4 MWe Aydın-Germencik Jeotermal Enerji Santrali'nin devreye alımı gerçekleştirilmiştir.

Jeotermal santraller konusunda ilk defa proje bazında 'non-recourse' finansmanı sağlanmıştır. Bu kaynak ise West LB AG'nin liderliğinde Akbank, EFG Private Bank, İş Bankası, TSKB ve Vakıflar Bankası'ndan temin edilmiştir. Projeye sağlanan doğrudan bir finansman olduğu için oldukça önemlidir. Ayrıca Projeye "2007 Yenilenebilir Enerji Finansmanı" ve "Altın Voltaj" Ödülleri de verilmiştir.



Telefon : (90-312) 484 05 70
Fax : (90-312) 484 26 77
E-mail : info@guris.com.tr / info@gurmat.com.tr
Web : <http://www.guris.com.tr> / <http://www.gurmat.com.tr>

GÜRİŞ İNŞAAT VE MÜHENDİSLİK A.Ş.
GÜRMAT ELEKTRİK ÜRETİM A.Ş.

Ankara - Konya Devlet Karayolu 23. Km
P.K. 15 06831 Gölbaşı - ANKARA / TÜRKİYE

geleceğimiz için yenilenebilir güvenli enerji

Tüm projelerimizde yenilenebilir kaynaklarla
Türkiye'nin geleceğine katkıda bulunuyoruz.



YÜKSEL ENERJİ ELEKTRİK ÜRETİM VE TİC. A.Ş.
Söğütözü Cad. 14/A-B, 06560 Beştepe/Ankara
Tel: +90 312 284 25 45 (PBX)
Fax: +90 312 287 31 09
www.yuksel.net

 **YÜKSEL**

DÜNYA ENERJİ KONSEYİ TÜRK MİLLİ KOMİTESİ

Cinnah Cad. No. 67/15 06680 Çankaya/ANKARA

Tel : (0312) 442 82 78 (pbx) Fax : (0312) 441 96 10

e-mail: wectnc@tr.net web-site: www.dektmk.org.tr